



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2021



4/2021

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2021

n. 4/2021

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2021

n. 4/2021

2021 ENEA

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

Unità Studi Analisi e Valutazioni

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

Autori:

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Alessandro Zini, Daniela Palma (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, D. Palma

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti.....	4
1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione	7
1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo	7
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)	8
2. Variabili guida del sistema energetico	12
2.1. Mercati internazionali dell'energia	12
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	17
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia	20
3.1. Consumi di energia primaria	20
BOX – Andamento della domanda di energia in Italia nei mesi della pandemia	23
3.2. Consumi finali di energia	24
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	50
6.3. Prezzi del gas naturale	51
FOCUS – I brevetti nelle tecnologie energetiche low-carbon: evoluzione del quadro europeo e la posizione dell'Italia	53

Sintesi dei contenuti

Balzo senza precedenti dei prezzi di gas ed elettricità, ma economia e consumi energetici europei restano in espansione

Nella seconda metà del 2021 i mercati dell'energia sono stati caratterizzati dall'impennata senza precedenti dei prezzi del gas e dell'elettricità: il prezzo del gas al TTF, che aveva iniziato l'anno sotto i 18 €/MWh, è arrivato a superare i 100 €/MWh; i prezzi dell'elettricità sulle borse europee hanno seguito a ruota, con aumenti fino al 300% nelle medie mensili a ottobre e novembre. Con la progressiva traslazione di questi aumenti sui mercati al dettaglio si intensificano i rischi che il balzo dei prezzi energetici impatti sulla ripresa economica e sulla domanda di energia. Per tutto il terzo trimestre e ancora nei due mesi successivi i segnali positivi hanno però continuato a prevalere. Il quadro economico resta infatti caratterizzato da prospettive positive, tanto che le ultime due previsioni economiche della Commissione Europea hanno rivisto al rialzo le stime di crescita dell'economia europea, che entro la fine del 2021 dovrebbe ritornare sui livelli di prodotto pre-pandemici.

In questo quadro economico il sistema energetico europeo sembra rimanere su un sentiero di espansione della domanda di energia. Per il terzo trimestre si stima un aumento dei consumi europei di energia primaria dell'ordine del 4%, con un primo significativo arretramento dei consumi di gas naturale e un forte aumento dei consumi di carbone. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno l'aumento dell'energia primaria è stimato poco al di sotto del 4%, con conseguente rimbalzo anche delle emissioni di CO₂, che tuttavia restano inferiori di oltre il 10% rispetto allo stesso periodo del 2019.

Ancora un forte aumento dei consumi di energia primaria in Italia (+7% tendenziale, +9% nei primi nove mesi dell'anno)

- In Italia nel terzo trimestre la ripresa dell'economia a ritmi sostenuti (PIL +4% nel trimestre) ha portato a un nuovo rilevante aumento dei consumi di energia primaria (+7% sul III trimestre del 2020). E' significativo che nel trimestre il fabbisogno di energia è tornato sugli stessi valori del III trimestre del 2019, mentre nei primi due trimestri dell'anno era rimasto su livelli inferiori rispettivamente del 6 e del 4% rispetto agli stessi trimestri del 2019.
- Nell'insieme dei primi nove mesi del 2021 la crescita tendenziale del fabbisogno di energia è superiore al 9%.
- L'evoluzione della domanda di energia continua a seguire una traiettoria coerente con quella delle variabili guida. L'indice ENEA che sintetizza l'andamento dei principali driver dei consumi energetici risulta infatti anch'esso in aumento tendenziale del 9% nei primi nove mesi dell'anno, sulla spinta della crescita del PIL (+7%) e della produzione industriale (+20% quella dei beni intermedi). Anche la ripresa del traffico su strada (+9%) e aereo (+22%) ha favorito la ripresa dei consumi di energia. L'aumento dei consumi petroliferi, concentrati nei trasporti, rappresenta infatti circa 3,5 dei quasi 10 Mtep di aumento dei consumi totali di energia nei primi nove mesi dell'anno. I consumi di gas naturale (+7%) e le importazioni nette di energia elettrica (+66%) rappresentano altri 3 Mtep ciascuno, mentre aumenti marginali riguardano carbone e rinnovabili.
- Relativamente al solo III trimestre i consumi di petrolio sono in aumento di quasi l'8% (1 Mtep sul III trimestre 2020), così come le importazioni nette di elettricità (+1,2 Mtep tendenziale), quasi raddoppiate rispetto a un anno fa. In notevole crescita anche i consumi di carbone (+25% circa la domanda della termoelettrica nel trimestre), mentre è calata la domanda di gas naturale, principalmente nella generazione elettrica (-8%), dove è stata penalizzata dal rally dei prezzi della materia prima e dall'aumento delle importazioni di elettricità (+80% nel III trimestre). Infine, un aumento solo marginale si registra per le fonti rinnovabili.
- La richiesta di energia elettrica sulla rete è cresciuta nel III trimestre di oltre il 3% tendenziale, attestandosi su valori leggermente superiori a quelli pre-covid, grazie alla forte dinamica dell'industria, dove si stimano aumenti a doppia cifra sia nel trimestre sia nei nove mesi (+10 e +15% rispettivamente). Nei nove mesi l'elettrificazione del sistema energetico (pari al 22% circa) è però stimata in riduzione rispetto al 2020, sebbene resti comunque superiore ai livelli pre-covid.

Nell'intero 2021 consumi di energia primaria verso aumento superiore al 7%, con recupero di oltre 2/3 dei consumi "persi" nel 2020

- Per l'intero 2021 la stima preliminare ENEA, basata su dati parziali e ancora provvisori, vede una crescita dei consumi di energia primaria superiore al 7% sul 2020 (+11 Mtep circa, pari a oltre 2/3 dei 15 Mtep "persi" nel 2020), un valore perfettamente in linea con l'aumento dell'indice delle variabili guida e decisamente superiore alle più recenti previsioni riguardo al rimbalzo del PIL (+6,3%). Ne deriva dunque nell'anno una probabile variazione positiva dell'intensità energetica.
- Rispetto al 2019, nel III trimestre 2021 il fabbisogno di energia primaria è risultato inferiore di appena l'1%, un valore sensibilmente inferiore al -5% del primo semestre. Complessivamente, tra gennaio e settembre 2021 la domanda di energia è stata inferiore di circa il 3% rispetto allo stesso periodo del 2019. Il calo è per gran parte ascrivibile al petrolio, i cui consumi nei primi nove mesi sono stati inferiori di 4,5 Mtep rispetto a due anni fa (-10%), mentre gas e carbone sono entrambi inferiori di circa 1 Mtep (rispettivamente -2% e -16%). A compensare in parte questi cali vi sono gli aumenti delle importazioni di elettricità (+1,4 Mtep) e delle rinnovabili (+0,9 Mtep).
- L'estrapolazione delle tendenze recenti, combinata con le previsioni di consenso di forte crescita dell'economia anche nel 2022, porta a stimare una continuazione della ripresa dei consumi di energia anche nel prossimo anno, con un recupero quasi completo dei livelli del 2019.

Emissioni di CO₂ in aumento del 3% sul terzo trimestre 2020, di oltre il 7% nei primi nove mesi dell'anno

- Le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale nel III trimestre del 2021 sono stimate in aumento di oltre il 3% in termini tendenziali, un dato coerente con l'incremento tendenziale delle sole fonti fossili. Il dato è legato quasi esclusivamente alla ripresa dei consumi nel settore dei trasporti, mentre sono minori i contributi di civile e industria, comunque positivi. Sono invece in riduzione, sia pure marginale, le emissioni della generazione elettrica.
- Complessivamente nei primi nove mesi del 2021 le emissioni sono in aumento tendenziale superiore al 7% (per il forte rimbalzo del II trimestre), ma restano ancora inferiori rispetto allo stesso periodo 2019 (-7%). Circa il 60% di tale ripresa è imputabile ai trasporti, un quarto circa al civile, oltre il 10% alla ripresa dei consumi per le attività produttive, è invece marginale il contributo della generazione elettrica.

- Per l'insieme del 2021 si stima che l'aumento delle emissioni dovrebbe risultare leggermente inferiore a quello dei consumi di energia, grazie all'aumento delle importazioni di elettricità. Si prevede dunque una riduzione solo marginale dell'intensità carbonica dell'energia.
- Un tratto significativo della forte ripresa di consumi di energia ed emissioni di CO₂ in Italia nel 2021 è che essa risulta decisamente più marcata di quella che si registra negli altri paesi dell'Eurozona, dove a fronte di un aumento del PIL del 5% si stima un aumento di consumi ed emissioni compreso tra il 2 e il 3%.

Indice della transizione energetica ancora in calo, tende ai minimi della serie storica

- Nel terzo trimestre l'indice della transizione energetica ISPRED risulta in calo sia rispetto al trimestre precedente (-11%) sia rispetto al terzo trimestre 2020 (-35%), attestandosi su un valore di poco superiore a 0,4, laddove per gran parte del 2020 l'indice si collocava su valori superiori a 0,6, a seguito di miglioramenti evidentemente legati alla congiuntura eccezionale che ha caratterizzato l'anno scorso.
- Tra l'ultimo trimestre del 2021 e il primo del 2022, dopo i nuovi record dei prezzi all'ingrosso e il loro ulteriore trasferimento sui clienti finali, è probabile che l'indice ISPRED scenda ai minimi della serie storica, a indicare che la transizione del sistema energetico italiano è in una fase di particolare difficoltà.
- Il forte calo dell'ISPRED rispetto a un anno fa è legato a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma anche in questo trimestre è guidato in primo luogo dalla dimensione decarbonizzazione, il cui indice sintetico ha perso il 60% rispetto al terzo trimestre 2020. In Italia, dopo gli aumenti nei due ultimi trimestri, nei primi 9 mesi dell'anno è stata recuperata la metà delle emissioni di CO₂ "perse" nel 2020, un dato per la gran parte attribuibile ai settori non-ETS, che hanno recuperato i 2/3 delle emissioni perse nel 2020, mentre nei settori ETS questa quota è inferiore a 1/5. Questi dati, combinati con l'innalzamento degli obiettivi 2030 di riduzione delle emissioni deciso in sede UE (-55% rispetto al 1990), fanno sì che la traiettoria italiana risulti ora in deciso allontanamento dalla traiettoria di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi.

Prezzi di gas ed elettricità all'ingrosso ben oltre i precedenti massimi storici

- Altro tratto significativo della ripresa di consumi ed emissioni in Italia è che essa è continuata, anche nel III trimestre, nonostante l'ulteriore accelerazione della crescita dei prezzi dell'energia: sia il gas (nel III trimestre +85% sul trimestre precedente, +430% sul terzo trimestre 2020) sia l'elettricità (+67% sul trimestre precedente, +194% sul terzo trimestre 2020, aumenti superiore a quelli registrati nelle altre Borse UE) hanno toccato nuovi massimi storici sia su base trimestrale (47 €/MWh il gas al PSV, 125 €/MWh il PUN) sia su base mensile (a settembre 60 €/MWh il gas, 159 €/MWh il PUN, valori peraltro entrambi ampiamente superati ad ottobre).
- Sebbene anche nel terzo e nel quarto trimestre, così come già avvenuto nel secondo, l'aumento dei prezzi all'ingrosso si sia trasmesso in misura solo parziale sui prezzi ai consumatori finali, grazie agli eccezionali interventi di sterilizzazione operati dall'ARERA, nella seconda metà dell'anno i prezzi del gas sono stimati superiori di oltre il 40% (rispetto a un anno prima) per i consumatori domestici, di circa il 100% per le imprese (che nel 2020 avevano beneficiato di prezzi ai minimi storici). I prezzi dell'elettricità sono invece stimati superiori di quasi il 50% per i consumatori domestici, di oltre il 50% per le imprese.
- Nel caso dell'elettricità i prezzi al dettaglio sono ai massimi storici per tutte le fasce di consumo. Gli indicatori inclusi nell'ISPRED relativi ai prezzi dell'elettricità sono dunque anch'essi tutti in forte calo sia rispetto a un anno fa sia rispetto alla prima metà dell'anno. Nel caso del gas, invece, i prezzi al dettaglio hanno raggiunto i massimi storici solo per i consumatori domestici e per le fasce di consumo più basse, e in questo caso i relativi indicatori inclusi nell'ISPRED sono tutti in forte calo rispetto alla prima metà del 2021, ma in calo ancora contenuto rispetto alla seconda metà del 2020.

Sicurezza energetica. Nel prossimo inverno richiedono attenzione l'adeguatezza del sistema elettrico, strettamente legata alle importazioni di elettricità, e nel sistema gas la disponibilità di stoccaggi elevati anche a fine stagione

- L'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nell'ultimo trimestre il quinto peggioramento tendenziale consecutivo, ma un lieve miglioramento sul trimestre precedente, che lo ha riportato al di sopra dei minimi della serie storica. Rispetto a un anno fa sono in peggioramento gli indici sintetici relativi alla sicurezza del sistema petrolifero e del sistema gas, è in miglioramento quello relativo al sistema elettrico.
- Il sistema elettrico resta quello che presenta le maggiori criticità, sebbene rispetto a un anno fa siano tornati a migliorare gli indicatori relativi alla redditività degli impianti (spark spread) e alle necessità di flessibilità per il bilanciamento del sistema. In vista dell'inverno richiede particolare attenzione l'indicatore relativo ai margini di adeguatezza del sistema, per il ruolo essenziale delle importazioni, un fattore di rischio accentuato negli ultimi anni dalla periodica indisponibilità di parte della produzione nucleare francese, con ripercussioni sull'intero sistema elettrico europeo. Nell'inverno 2020-2021 le 10 ore nelle quali la capacità in eccesso rispetto alla domanda è scesa a livelli critici si sono verificate in corrispondenza di valori medi delle importazioni pari ad appena 1 GW (1/5 del loro valore medio annuale). Si tratta di un dato confermato anche nel recente Winter Outlook 2021-2022 di ENTSO-E riferito all'inverno in arrivo. Quanto alla possibilità che la crisi dei prezzi del gas possa impattare sulla sicurezza del sistema elettrico europeo, la recente valutazione congiunta di ENTSO-E e ENTSG conclude invece che non sono prevedibili rischi di adeguatezza "under normal and severe weather conditions", anche perché gli attuali prezzi del gas possono indurre effetti di sostituzione, come in effetti sta avvenendo in Europa con il notevole aumento dei consumi di carbone nella termoelettrica (+20% nel terzo trimestre).
- Nel sistema gas nell'ultimo anno la combinazione di calo dei consumi ed entrata in funzione del gasdotto TAP ha contribuito a migliorare il quadro. Si consolidano in particolare i miglioramenti legati alla migliore integrazione del mercato italiano con quello europeo, con il PSV quotato spesso perfino a sconto rispetto al TTF. Tuttavia, l'arrivo della stagione invernale avviene in concomitanza con una situazione di tensione senza precedenti sul mercato, e sotto ipotesi conservative circa l'effettiva disponibilità delle infrastrutture (gas dal Nord Europa, GNL) l'indicatore che misura la capacità del sistema di coprire la punta di domanda segnala la necessità che resti sempre elevata la capacità di erogazione dagli stoccaggi. Inoltre, con le stesse ipotesi anche l'indice N-1 scende ampiamente al di sotto della soglia dell'unità. Riguardo alla possibilità che l'attuale fase di estrema tensione sui mercati del gas possa comportare rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento europei, il recente Winter Supply Outlook 2021/2022 di ENTSG conclude comunque che l'infrastruttura europea del gas offre "una flessibilità sufficiente a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas in Europa, a condizione che il gas venga importato dal mercato su volumi

simili a quelli degli ultimi anni". In caso di inverno freddo dovrebbero però aumentare le importazioni da gasdotti e/o GNL dal 5% al 10% in più rispetto ai volumi massimi osservati negli ultimi anni. E' inoltre motivo di preoccupazione il fatto che la stagione invernale sia iniziata con gli stoccaggi UE sui livelli più bassi dell'ultimo decennio, sebbene con situazioni differenziate fra i diversi paesi (con l'Italia tra i più virtuosi), e in caso di prelievi anticipati e significativi dagli stoccaggi il basso livello degli stoccaggio a fine inverno avrebbe un impatto negativo sulla flessibilità del sistema.

- Nel sistema petrolifero si segnala finalmente una prima risalita dei margini di raffinazione e dell'utilizzo degli impianti (che pure restano su livelli molto bassi). D'altra parte, la prolungata crisi della raffinazione nell'ultimo anno ha fatto scendere al minimo storico il rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che è ormai pari a uno.

Forte despecializzazione dell'Italia nelle tecnologie low carbon

- Sul fronte della dinamica innovativa, i dati più recenti relativi ai brevetti nelle tecnologie low-carbon indicano per l'Italia una collocazione ai margini dell'Europa segnata da una diffusa e spesso forte despecializzazione tecnologica (tranne che nel solare termico), che non dà segno di apprezzabile miglioramento. Pur nel quadro di un contesto assai articolato, si delineano invece a livello europeo importanti avanzamenti della specializzazione nelle diverse aree tecnologiche, con posizioni di particolare spicco nell'ambito delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (Belgio, Germania, Danimarca, Spagna, Francia) e con un importante consolidamento da parte di alcuni paesi nell'ambito della mobilità elettrica (Francia, Germania, Austria e Svezia). Punte di specializzazione iniziano a segnalarsi per le batterie relative alla mobilità elettrica in Germania e Austria con indici di specializzazione pari a circa 1,5, che si confrontano con quelli di Giappone e Corea (pari a 2 e a 1,9 rispettivamente), che guidano l'innovazione nel settore. Sostanzialmente immutata risulta invece su quest'ultimo versante la posizione dell'Italia, che riporta ancora un significativo svantaggio tecnologico, con un indice di specializzazione pari a 0,7; svantaggio ancora più netto se riferito alle batterie nel loro complesso (con un valore dell'indice di specializzazione pari 0,4) e che trova una qualche rispondenza nella posizione crescentemente deficitaria registrata sul fronte commerciale per gli accumulatori nella precedente Analisi trimestrale.

1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione

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

Nella seconda metà del 2021 i mercati dell'energia sono stati caratterizzati dall'impennata senza precedenti dei prezzi del gas e dell'elettricità: il prezzo del gas al TTF, che aveva iniziato l'anno sotto i 18 €/MWh, è arrivato a superare i 100 €/MWh; i prezzi dell'elettricità sulle borse europee hanno seguito a ruota, con aumenti fino al 300% nei medie mensili a ottobre e novembre; il prezzo dei permessi di emissione sull'ETS europeo ha superato gli 80 €/t (era a 25 €/t un anno fa) grazie all'accelerazione impressa dall'Unione Europea alle politiche di decarbonizzazione; infine, incrementi minori, ma comunque dell'ordine del 100%, hanno riguardato il petrolio, su cui continua a pesare l'altalenante ripresa dei consumi, ancora frenati dalla pandemia. Con la progressiva traslazione di questi aumenti sui mercati al dettaglio "rising energy prices" sono ora considerati "the main near-term risks to the pace of the recovery and the outlook for inflation (ECB, Meeting 27-28 October 2021¹).

Per tutto il terzo trimestre e ancora nei due mesi successivi i segnali positivi hanno però continuato a prevalere. Infatti, nonostante la perdurante incertezza sull'evoluzione della pandemia, i forti aumenti dei prezzi delle materie prime, i problemi nelle catene di fornitura delle filiere industriali e nella logistica, il quadro economico resta caratterizzato da prospettive positive. Le previsioni di crescita economica hanno continuato ad essere riviste al rialzo: a luglio le previsioni economiche estive della Commissione Europea prevedevano un rimbalzo maggiore delle attese precedenti (crescita PIL UE nel 2021 a +4,8% dal +4,5% delle previsioni di primavera, PIL Italia a +5% dal +4,2%), e le previsioni di autunno² hanno effettuato un'ulteriore notevole revisione al rialzo (PIL UE 2021 a +5%, PIL Italia a +6,2%), delineando un quadro economico caratterizzato non più solo da una fase di ripresa ma da una più strutturale "espansione", perché i livelli di prodotto pre-pandemici dovrebbero essere raggiunti dalla maggior parte degli Stati membri entro la fine del 2021, dai restanti Paesi (tra cui l'Italia) entro il 2022.

In questo quadro economico il sistema energetico europeo sembra rimanere ancora su un sentiero di espansione della domanda di energia, sebbene a ritmi più contenuti rispetto al forte rimbalzo del secondo trimestre. Per il terzo trimestre si stima un aumento dei consumi europei di energia primaria dell'ordine del 4%. Un dato notevole dell'ultimo trimestre è il significativo arretramento dei consumi europei di gas naturale, a fronte di un aumento del 20% dei consumi di carbone. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno l'aumento dell'energia primaria è stimato poco al di sotto del 4%, con conseguente rimbalzo anche delle emissioni di CO₂, che tuttavia restano inferiori di oltre il 10% rispetto allo stesso periodo del 2019. Questo anche se l'impennata dei prezzi di gas ed elettricità è attesa "to dampen the growth momentum in the short term".

In Italia l'accelerazione della ripresa economica potrebbe anticipare il ritorno ai livelli pre-Covid già al primo trimestre 2022, anche se nel quarto trimestre 2021 vi sono segnali di un qualche rallentamento (l'industria resta in crescita ma a ritmi più lenti) per le diverse criticità dal lato dell'offerta. Ma le prospettive restano comunque positive, perché anche a novembre gli indici PMI, sia quello composito sia quello manifatturiero, si sono confermati espansivi.

Anche nel terzo trimestre la forte ripresa dell'economia (PIL +4%) ha portato con sé un aumento ancora più forte dei consumi di energia primaria (+7%), che ha riportato questi ultimi sui valori del III trimestre del 2019. Nell'insieme dei primi nove mesi del 2021 la crescita tendenziale del fabbisogno di energia è superiore al 9%, mentre per l'intero 2021 la stima preliminare ENEA, basata su dati ancora parziali e provvisori, vede una crescita dei consumi di energia primaria superiore al 7% sul 2020 (+11 Mtep circa, pari a oltre 2/3 dei 15 Mtep "persi" nel 2020), un valore decisamente superiore alle più recenti previsioni riguardo alla crescita del PIL (+6,3%). Ne deriva dunque nell'anno una probabile variazione positiva dell'intensità energetica.

Inoltre, estrapolando il trend recente dell'intensità energetica dell'economia, combinato con le previsioni di consenso di continuazione della crescita economica nel 2022, entro il prossimo anno è plausibile un recupero pressoché completo dei livelli di consumo di energia del 2019. Mentre le tendenze recenti riguardo all'intensità carbonica dei consumi di energia portano a ritenere che anche nel 2022 sarà difficile andare oltre una stabilizzazione delle emissioni sui livelli attesi per fine 2021.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

	2014-2019	2020	previsioni		revisioni	
			2021	2022	2021	2022
Eurozona						
PIL	+2,0%	-6,4%	+5%	4,3%	↑	↑
Energia primaria	+0,3%	-10,3%	+2,6%	-	↔	
Emissioni CO ₂	-0,4%	-13%	+2,2%	-	↔	
Italia:						
PIL	+1,0%	-8,9%	+6,3%	4,7%	↑	↑
Produzione industriale beni intermedi	+2,0%	-11%	+11%	-	↑	
Gradi giorno riscaldamento (HDD)	-	-3,5%	+5%	-	↔	
Consumi energia primaria	+0,5%	-9,9%	+7,5%	+1,8% / +5,5%	↑	↔
Emissioni CO ₂	-0,6%	-11,2%	+7%	-1,7% / +5,8%	↑	↔

Nota: per i dati 2014-2019 dati Eurostat e ISTAT, per le previsioni economiche dati ISTAT e Commissione Europea, per le previsioni di consumi di energia e emissioni di CO₂ stime ENEA.

¹ <https://www.ecb.europa.eu/press/accounts/2021/html/ecb.mg211125~ca9833f9a9.en.html>

² Cfr. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_5883

1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)³

ISPRED ancora in calo sia tendenziale sia congiunturale

Nel terzo trimestre l'indice della transizione energetica ISPRED risulta in calo sia rispetto al trimestre precedente (-11%) sia rispetto al terzo trimestre 2020 (-35%), attestandosi su un valore di poco superiore a 0,4, laddove per gran parte del 2020 l'indice si collocava su valori superiori a 0,6, a seguito di miglioramenti evidentemente legati alla congiuntura eccezionale che ha caratterizzato l'anno scorso. Il balzo dell'indice nel 2020 è stato ormai interamente riassorbito.

Tra l'ultimo trimestre del 2021 e il primo del 2022, dopo i nuovi record dei prezzi all'ingrosso e il loro ulteriore trasferimento sui clienti finali, è probabile che l'indice ISPRED scenda ai minimi della serie storica, a indicare che la transizione del sistema energetico italiano è in una fase di particolare difficoltà. L'andamento degli indici sintetici relativi alle tre componenti dell'ISPRED (Figura 1-2) aiuta a meglio interpretare questi dati, ed evidenzia anche le caratteristiche salienti della traiettoria seguita dal sistema.

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

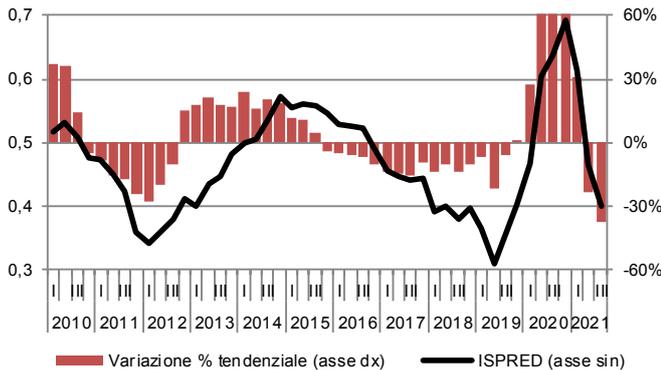
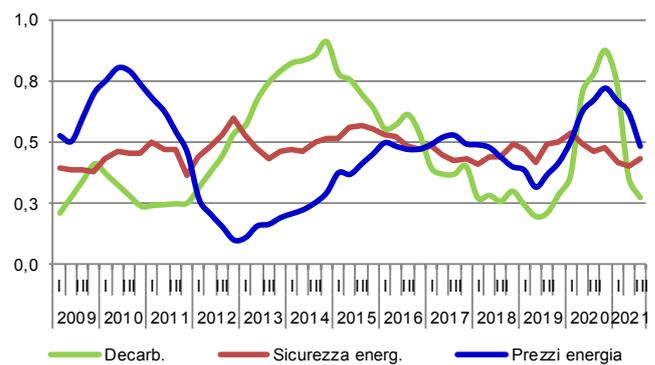


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Secondo drastico peggioramento dell'indice sintetico della decarbonizzazione, ora sui minimi della serie storica

Il forte calo dell'ISPRED rispetto a un anno fa è legato a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma anche in questo trimestre è guidato in primo luogo dalla dimensione decarbonizzazione, il cui indice sintetico ha perso il 60% rispetto al terzo trimestre 2020. In Italia, dopo gli aumenti nei due ultimi trimestri, nei primi 9 mesi dell'anno è stata recuperata la metà delle emissioni di CO₂ "perse" nel 2020, un dato per la gran parte attribuibile ai settori non-ETS, che hanno recuperato i 2/3 delle emissioni perse nel 2020, mentre nei settori ETS questa quota è inferiore a 1/5. Questi dati, combinati con l'innalzamento degli obiettivi 2030 di riduzione delle emissioni deciso in sede UE (-55% rispetto al 1990), fanno sì che la traiettoria italiana risulti ora in deciso allontanamento dalla traiettoria di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi. Le emissioni stimate per il 2021 risultano ora superiori al valore previsto per quest'anno nella traiettoria coerente con i nuovi obiettivi, e questo è vero sia per le emissioni totali sia per quelle dei settori non-ETS, mentre non è vero nel caso dei settori ETS (vedi Figura 1-5, indicatori D5-D6), le cui emissioni nel 2021 sono stimate in aumento del 2%, contro il 10% delle emissioni dei settori non-ETS.

Inoltre, relativamente alle emissioni totali, la proiezione derivante dalla continuazione dei trend recenti di intensità energetica e carbonica risulta in valori di emissione al 2030 superiori ai nuovi obiettivi per oltre 60 Mt.

Figura 1-3 – Emissioni di CO₂ (Mt) da usi energetici dei settori non-ETS – dati storici e traiettorie verso gli obiettivi 2030

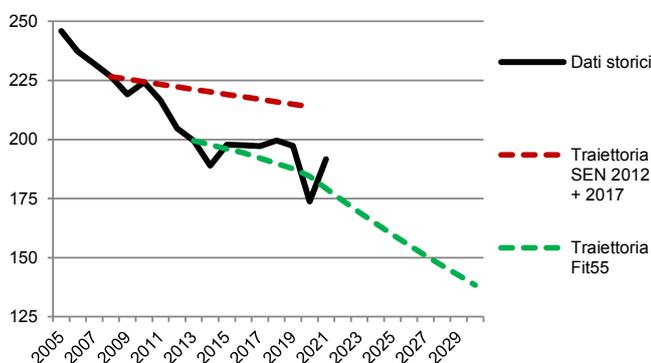
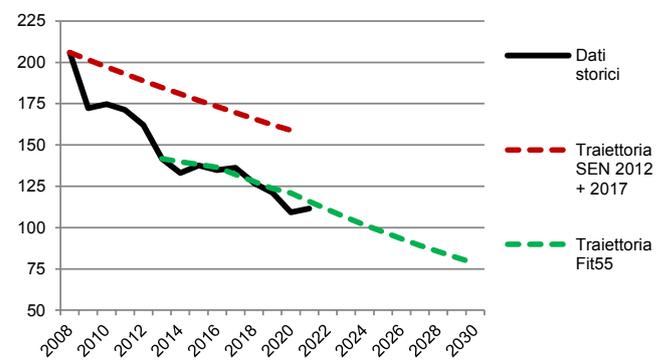


Figura 1-4 – Emissioni di CO₂ (Mt) da usi energetici dei settori ETS – dati storici e traiettorie verso gli obiettivi 2030



³ 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.

Si conferma inoltre che anche il nuovo obiettivo per la quota di FER sui consumi finali di energia è ora più lontano rispetto ai trend in atto, perché la quota di FER sui consumi finali stimata per il 2021, in forte calo rispetto al 19,8% stimato per il 2020, è ora inferiore al 19,4% della traiettoria lineare un obiettivo 2030 conservativamente fissato al 38% (Figura 1-3, indicatore D8).

L'importanza dei nuovi più ambiziosi target 2030 sul peggioramento dell'indice sintetico relativo alla decarbonizzazione emerge dal fatto che nel caso degli obiettivi coerenti con lo scenario SEN 2017 le emissioni del 2021 sono tuttora su valori inferiori a quelli previsti nella traiettoria coerente con gli obiettivi (Figura 1-5, indicatori D1-D3).

Figura 1-5 - 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

Quarto calo consecutivo dell'indice rappresentativo della sicurezza energetica, ai minimi della serie

L'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nell'ultimo trimestre il quinto peggioramento tendenziale consecutivo, ma un lieve miglioramento sul trimestre precedente, che lo ha riportato al di sopra dei minimi della serie storica. Rispetto a un anno fa sono in peggioramento gli indici sintetici relativi alla sicurezza del sistema petrolifero e del sistema gas, è in miglioramento quello relativo al sistema elettrico.

Il sistema elettrico resta quello che presenta le maggiori criticità, sebbene rispetto a un anno fa siano tornati a migliorare gli indicatori relativi alla redditività degli impianti (Figura 1-6, indicatore S15) e alle necessità di flessibilità per il bilanciamento del sistema (indicatori S13-S14. In vista dell'inverno richiede particolare attenzione l'indicatore relativo ai margini di adeguatezza del sistema (S12), per il ruolo essenziale delle importazioni. Nell'inverno 2020-2021 le 10 ore nelle quali la capacità in eccesso rispetto alla domanda è scesa a livelli critici si sono verificate in corrispondenza di valori medi delle importazioni pari ad appena 1 GW (1/5 del loro valore medio annuale). Si tratta di un dato confermato anche dal recente Winter Outlook 2021-2022 di ENTSO-E riferito all'inverno in arrivo, 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. Se la seconda tipologia di rischio è limitata alle due settimane a cavallo tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022, la scarsa disponibilità di importazioni è invece un fattore di rischio sempre presente, accentuato negli anni recenti dalla periodica indisponibilità di parte della produzione nucleare francese, con ripercussioni sull'intero sistema elettrico europeo.

Quanto alla possibilità che la crisi dei prezzi del gas possa impattare sulla sicurezza del sistema elettrico europeo, la recente valutazione congiunta di ENTSO-E e ENTSG conclude invece che non sono prevedibili rischi di adeguatezza "under normal and severe weather conditions", anche perché gli attuali prezzi del gas possono indurre effetti di sostituzione, come in effetti sta avvenendo in Europa con il notevole aumento dei consumi di carbone nella termoelettrica (+20% nel terzo trimestre).

Nel sistema gas nell'ultimo anno la combinazione di calo dei consumi ed entrata in funzione del gasdotto TAP ha contribuito a migliorare il quadro. Si consolidano in particolare i miglioramenti legati alla migliore integrazione del mercato italiano con quello europeo, con il PSV quotato spesso perfino a sconto rispetto al TTF (vedi Figura 1-6, indicatore S11). Tuttavia, l'arrivo della stagione invernale avviene in concomitanza con una situazione di tensione senza precedenti sul mercato, e sotto ipotesi conservative circa l'effettiva disponibilità delle infrastrutture (gas dal Nord Europa, GNL) l'indicatore che misura la capacità del sistema di coprire la punta di domanda segnala la necessità che resti sempre elevata la capacità di erogazione dagli stoccaggi. Inoltre, con le stesse ipotesi anche l'indice N-1 scende ampiamente al di sotto della soglia dell'unità. Riguardo alla possibilità che l'attuale fase di estrema tensione sui mercati del gas possa comportare rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento europei, il recente Winter Supply Outlook 2021/2022 di ENTSG conclude comunque che l'infrastruttura europea del gas offre "una flessibilità sufficiente a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas in Europa, a condizione che il gas venga importato dal mercato su volumi simili a quelli degli ultimi anni". In caso di inverno freddo dovrebbero però aumentare le importazioni da gasdotti e/o GNL dal 5% al 10% in più rispetto ai volumi massimi osservati negli ultimi anni. E' inoltre motivo di preoccupazione il fatto che la stagione invernale sia iniziata con gli stoccaggi UE sui livelli più bassi dell'ultimo decennio, sebbene con situazioni differenziate fra i diversi paesi (con l'Italia tra i più virtuosi), e in caso di prelievi anticipati e significativi dagli stoccaggi il basso livello degli stoccaggi a fine inverno avrebbe un impatto negativo sulla flessibilità del sistema.

Nel sistema petrolifero si segnala finalmente una prima risalita dei margini di raffinazione e dell'utilizzo degli impianti (che pure restano su livelli molto bassi (vedi Figura 1-6, indicatori S5 e S6). D'altra parte, la prolungata crisi della raffinazione nell'ultimo anno ha fatto scendere al minimo storico il rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che è ormai pari a uno (indicatore S4). Gli indicatori di dipendenza e diversificazione (indicatori S1 e S2) restano invece su valori più elevati rispetto a un anno fa, e nel primo caso anche su valori elevati in assoluto (grazie al fatto che il peso del petrolio nel mix energetico resta sui minimi storici).

Figura 1-6 - Indicatori della componente sicurezza energetica dell'ISPRED

Sicurezza energetica			Valore assoluto III/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore II/2021 (0-1)	Valore indicatore II/2020 (0-1)
Sistema petrolifero:							
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	S1	29,3%	29,1%	50,4%	0,99	0,89
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	S2	0,142	0,098	0,174	0,49	0,71
Approvvigion. prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina	S3	1,76	1,60	2,05	0,41	0,59
	Copertura domanda gasolio	S4	1,00	1,00	1,32	0,01	0,43
Competitività raffinazione	Margine di raffinazione area MED (\$/bl)	S5	1,0	-2,6	5,4	0,24	0,27
	Utilizzo impianti (%)	S6	70%	62%	81%	0,65	0,35
Sistema gas:							
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza import ponderata per peso gas	S7	38,0%	29,9%	38,1%	0,01	0,04
	Stabilità paesi fornitori - Indice IEA	S8	3,86	2,29	3,86	0,00	0,42
	Diversificaz. approvvig. (max HHI trimestrale)	S9	0,34	0,23	0,38	0,24	0,34
Adeguatezza sistema gas	Flessibilità residua (eccesso capacità)	S10	29%	4%	34%	0,64	0,94
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV-TTF (media trimestrale)	S11	-0,3	-0,6	9,8	0,88	0,66
Sistema elettrico:							
Adeguatezza sistema elettrico	Margine di adeguatezza	S12	8%	2%	46%	0,10	0,15
Flessibilità sistema elettrico	Max variazione oraria FRNP (% su carico)	S13	8,4%	1,5%	10,3%	0,21	0,00
	Uplift (comma 44.1, lettera b)	S14	0.79 c€/kWh	0.31 c€/kWh	0.87 c€/kWh	0,20	0,07
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread - Media ultimo semestre	S15	7.5 €/MWh	1.8 €/MWh	32.2 €/MWh	0,23	0,15

Peggioramento sia congiunturale sia tendenziale per la dimensione prezzi nonostante l'intervento del regolatore

Nel terzo trimestre la dimensione prezzi dell'ISPRED ha registrato la seconda variazione tendenziale negativa, dopo sei trimestri positivi derivanti dal crollo ai minimi storici dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità avvenuto nel 2020. Nel trimestre vi è stata infatti un'ulteriore accelerazione della crescita dei prezzi dell'energia: sia il gas (nel III trimestre +85% sul trimestre precedente, +430% sul terzo trimestre 2020) sia l'elettricità (+67% sul trimestre precedente, +194% sul terzo trimestre 2020, aumenti superiori a quelli registrati nelle altre Borse UE) hanno toccato nuovi massimi storici sia su base trimestrale (47 €/MWh il gas al PSV, 125 €/MWh il PUN) sia su base mensile (a settembre 60 €/MWh il gas, 159 €/MWh il PUN, valori peraltro entrambi ampiamente superati ad ottobre).

Sia nel terzo trimestre sia nel quarto, così come già avvenuto nel secondo, l'aumento dei prezzi all'ingrosso si è trasmesso in misura solo parziale sui prezzi ai consumatori finali, grazie agli eccezionali interventi di sterilizzazione operati dall'ARERA. Ciò nonostante nella seconda metà dell'anno i prezzi del gas sono stimati superiori di oltre il 40% (rispetto a un anno prima) per i consumatori domestici, di circa il 100% per le imprese (che nel 2020 avevano beneficiato di prezzi ai minimi storici). I prezzi al dettaglio hanno raggiunto i massimi storici solo per i consumatori domestici e per le fasce di consumo più basse. I relativi indicatori inclusi nell'ISPRED sono tutti in forte calo rispetto alla prima metà del 2021, ma in calo ancora contenuto rispetto alla seconda metà del 2020 (Figura 1-7, indicatori P7-P11).

I prezzi dell'elettricità sono stimati superiori di quasi il 50% per i consumatori domestici, di oltre il 50% per le imprese. In questo caso i prezzi al dettaglio sono ai massimi storici per tutte le fasce di consumo, per cui gli indicatori inclusi nell'ISPRED relativi ai prezzi dell'elettricità (Figura 1-6, indicatori P1-P5) sono dunque anch'essi tutti in forte calo sia rispetto a un anno fa sia rispetto alla prima metà dell'anno.

Rispetto al resto dei paesi UE, dati ancora parziali sembrano indicare che gli aumenti dei prezzi di elettricità in Italia nella prima metà dell'anno sono stati superiori a quelli della media europea, sia per le imprese sia per le famiglie, un dato che se confermato contribuirebbe a un ulteriore peggioramento degli indicatori relativi alla dimensione prezzi dell'ISPRED.

Figura 1-7 - Indicatori della componente prezzi dell'energia dell'ISPRED

Prezzi dell'energia		Valore assoluto III/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore II/2021	Valore indicatore II/2020
Elettricità						
Consumatori domestici	P1	0.29 €/kWh	0.16 €/kWh	0.29 €/kWh	0,17	0,39
Imprese / consumi bassi (€/kWh)	P2	0.18 €/kWh	0.15 €/kWh	0.20 €/kWh	0,46	0,94
Imprese / consumi medi (€/kWh)	P3	0.16 €/kWh	0.14 €/kWh	0.18 €/kWh	0,48	0,92
Imprese / consumi medio-alti (€/kWh)	P4	0.14 €/kWh	0.12 €/kWh	0.17 €/kWh	0,53	0,95
Imprese / consumi elevati (€/kWh)	P5	0.10 €/kWh	0.09 €/kWh	0.14 €/kWh	0,66	0,96
Gasolio:						
Prezzi gasolio	P6	1509 €/000L	1043 €/000L	1722 €/000L	0,44	0,63
Gas naturale:						
Consumatori domestici	P7	29,7 €/GJ	14,8 €/GJ	26,9 €/GJ	0,27	0,28
Imprese / consumi bassi	P8	16,4 €/GJ	10,2 €/GJ	15,8 €/GJ	0,56	0,74
Imprese / consumi medi	P9	10,6 €/GJ	7,0 €/GJ	11,7 €/GJ	0,71	0,66
Imprese / consumi medio-alti	P10	9,1 €/GJ	5,9 €/GJ	10,2 €/GJ	0,75	0,63
Imprese / consumi elevati	P11	8,7 €/GJ	5,3 €/GJ	10,1 €/GJ	0,88	0,50

2. Variabili guida del sistema energetico

2.1. Mercati internazionali dell'energia

Prezzo del greggio in rialzo del 7% sul secondo trimestre

Nel terzo trimestre i prezzi del greggio si sono dapprima mossi su una traiettoria discendente, dai quasi 80 \$/bl di inizio luglio (il Brent) ai 65 \$/bl del 20 agosto, ma hanno poi invertito la rotta, prendendo una traiettoria ascendente che li ha riportati verso gli 80 \$/bl a fine settembre ed è poi continuata fino a metà ottobre, quando il Brent ha raggiunto gli 85 \$/bl. I prezzi medi trimestrali si sono attestati a 70,6 \$/bl il WTI, a 73,5 \$/bl il Brent, in aumento del 7% sul trimestre precedente, del 70% sul terzo trimestre 2020, quando si collocavano appena al di sopra dei 40 \$/bl.

Dopo una fase di modesta discesa, le quotazioni hanno poi bruscamente perso oltre 10 \$/bl nella seconda metà di Novembre, a segnalare un cambiamento della prospettiva del mercato, sulla scia delle preoccupazioni circa una nuova espansione della pandemia e timori di un'inflazione in crescita e delle sue possibili conseguenze sulla scelte di politica monetaria, e quindi sulla crescita economica globale.

Domanda globale di petrolio al di sotto del 2019 fino alla seconda metà del 2022

Nel terzo trimestre la domanda globale di petrolio è salita di circa il 5% rispetto a un anno prima, attestandosi su una media trimestrale di quasi 98 Mb/g (International Energy Agency, Oil Market Report). Nel quarto trimestre è atteso un aumento di entità leggermente inferiore, che dovrebbe riportare i consumi a circa 99 Mb/g. Per l'intero 2021 la crescita attesa della domanda è stimata vicina ai 5,5 milioni di barili al giorno, corrispondenti a quasi i 2/3 dei consumi persi nel 2020, fino ad oltre 96 milioni di barili al giorno (+6% circa sul 2020). La nuova crescita della domanda prevista per il 2022, pari a poco più di 3 Mb/g (+3% circa sul 2021), dovrebbe infine riportare la domanda sui livelli pre-pandemici.

Accelera la ripresa della produzione USA

Lato offerta, negli ultimi mesi sembra accelerare la ripresa della produzione Usa, che con l'aumento dei prezzi nella prima parte dell'anno era tornata a salire, ma in modo meno deciso che in passato. La più recente previsione dell'Energy Information Administration per l'ultimo trimestre 2021 è ora di un aumento di quasi 800 kb/g rispetto al quarto trimestre 2020 (era di 400 kb/g tre mesi fa), mentre nel 2020 la produzione si avvicinerebbe ai 12 Mb/g, comunque ancora al di sotto del record del 2019.

Nel terzo trimestre la produzione non Opec+ è stimata superiore di quasi 2 Mb/g rispetto allo stesso periodo del 2020, mentre nel quarto trimestre l'aumento sull'anno precedente dovrebbe avvicinarsi ai 3 Mb/g. Nell'insieme del 2021 la produzione non Opec+ dovrebbe attestarsi su valori di poco superiori a quelli 2020 (circa 64 Mb/g), mentre una forte accelerazione è attesa nel 2022, quando dovrebbe raggiungere una media di 67 Mb/g.

Nel caso dei paesi Opec, invece, l'aumento tendenziale della produzione è stimato pari a circa 3 Mb/g sia nel terzo sia nel quarto trimestre, tale da portare la media annua a circa 1 Mb/g oltre la media 2020. L'aspettativa prevalente circa la produzione OPEC nel 2020 è invece di una crescita di nuovo inferiore a quella non OPEC, dell'ordine di 2 Mb/g, necessaria per contenere l'eccesso di offerta conseguente alla forte ascesa della produzione extra-cartello.

Entro la fine del 2021 mercato di nuovo in eccesso di domanda

Il trend ribassista della prima parte del terzo trimestre era spiegato dalle aspettative prudenti circa le prospettive di

crescita della domanda petrolifera per il resto dell'anno, che si combinavano con la moderata crescita dell'offerta.

A riportare il petrolio su un trend rialzista nella seconda parte del trimestre sono stati, dal lato dell'offerta, le riduzioni produttive negli USA seguite agli uragani Ida e Nicholas che hanno colpito il Golfo del Messico ad agosto e settembre, e l'accordo trovato dai membri OPEC+ (a metà luglio) per aumenti produttivi pari a 400 kbl/g ogni mese (fino a settembre 2022), laddove le richieste dei paesi consumatori erano per aumenti più sostanziali. Con questo graduale percorso di aumenti produttivi il cartello OPEC+ sembra cercare di tenere l'offerta sotto controllo onde evitare rischi di un crollo delle entrate come quello del 2020.

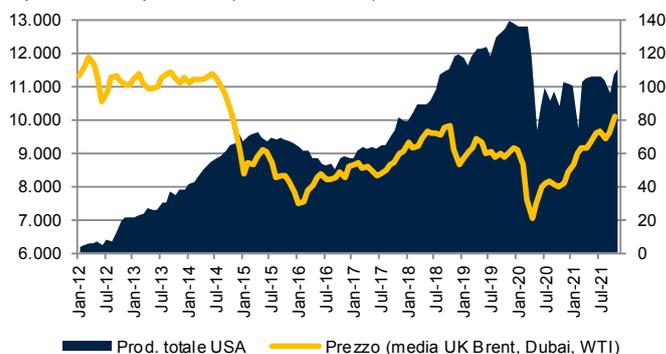
Lato domanda, hanno contribuito al trend rialzista anche le revisioni al rialzo delle attese di crescita della domanda petrolifera. Da un lato, per il positivo andamento dell'economia globale, a seguito dell'estensione delle campagne di vaccinazione. Dall'altro, per la crisi sui mercati del gas e del carbone, che in alcuni Paesi è in grado di indurre la sostituzione di queste fonti con olio combustibile, greggio e distillati medi, fino a un potenziale di 500 kbl/g nella generazione elettrica, cui si somma il possibile fuel switch negli usi industriali.

Tra settembre e novembre il mercato petrolifero si è dunque mosso in linea con il quadro descritto nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, che ancora per la seconda parte di quest'anno segnalava il permanere di un eccesso di offerta, ma con tendenza alla chiusura del gap entro la fine dell'anno e il ritorno a una condizione di eccesso di domanda già entro la fine dell'anno. La conferma di questo scenario porta ora a confermare l'attesa di una stabilizzazione dei prezzi su questi livelli, con la possibilità di un qualche ritracciamento nel corso del 2022, a maggior ragione se dal lato della domanda dovessero consolidarsi i fattori in grado di limitarne la crescita.

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)



Forte accelerazione dei rally dei prezzi del gas, nel terzo trimestre quadruplicati rispetto a inizio anno

Nel terzo trimestre 2021 si intensificato il rally dei prezzi del gas che sta caratterizzando l'intero anno. Il prezzo al TTF, che aveva iniziato l'anno sotto i 18 €/MWh, è arrivato a superare i 100 €/MWh, toccando nuovi massimi storici sia su base trimestrale (47,5 €/MWh, +92% sul trimestre precedente, +430% sul terzo trimestre 2020) sia su base mensile (62 €/MWh a settembre, 89 €/MWh a ottobre). La crescita ha subito una netta accelerazione se si considera che i due precedenti incrementi trimestrali erano stati pari a +33 e +28%. Le medie mensili sono più che raddoppiate al TTF nel volgere di appena due mesi, dai 43,6 €/MWh di agosto agli 89,5 € di ottobre. I dati relativi al bimestre ottobre-novembre indicano un ulteriore aumento del 70% rispetto alla media del terzo trimestre.

In tendenziale azzeramento gli spread stagionali. Aumenta anche la volatilità

Nell'ultimo anno e mezzo la situazione degli spread stagionali nel mercato europeo si è totalmente ribaltata: mentre nel primo trimestre 2020 lo scarto tra prezzi estivi e invernali aveva raggiunto il livello più alto in oltre un decennio (quasi 5 €/MWh), nel terzo trimestre 2021 lo spread relativo all'anno solare 2022, calcolato sulla curva dei contratti a termine, si situa al minimo storico e si sta inoltrando in territorio negativo (-0,5 €/MWh.). Questa tendenza al ribasso dei prezzi forward ad un anno non trova invece conferma su un orizzonte più lungo, quello a due anni (estate/inverno 2023), dove invece gli spread si sono mantenuti stabili intorno ad 1,5 €/MWh. L'appiattimento dello spread nel breve periodo denota che la rigidità della curva di offerta dovuta alle tensioni invernali, ed il conseguente rialzo dei prezzi, si stanno estendendo anche al successivo periodo estivo scontando che le problematiche di approvvigionamento siano destinate a proseguire. Queste ipotesi sarebbero confermate dall'eventuale permanenza degli stoccaggi su livelli molto ridotti rispetto alle medie stagionali, aggravata da criticità collaterali come – nel caso del mercato europeo – il perdurare sia del deficit nei rifornimenti norvegesi, sia dei mancati flussi aggiuntivi russi che avrebbero dovuto essere assicurati dal nuovo gasdotto Nordstream 2.

Mentre la forbice tra prezzi invernali ed estivi è praticamente chiusa (in sostanza la pressione della domanda su un'offerta limitata ha annullato le oscillazioni dovute alla stagionalità), la volatilità dei prezzi spot è esplosa, per la seconda volta dopo la fiammata di inizio 2021, agendo tuttavia in quest'occasione – a differenza della precedente – su prezzi sottostanti nel frattempo già quintuplicati rispetto a un anno prima. L'effetto moltiplicativo che ne è derivato è stato pertanto dirompente.

Prezzi in decisa crescita anche all'Henry Hub, stabilmente molto oltre le soglie critiche del 2020

La forte tendenza rialzista dei prezzi ha investito anche l'Henry Hub degli Stati Uniti, dove nel terzo trimestre 2021 il gas naturale ha registrato un valore medio trimestrale pari a 12,51 €/MWh (circa 4,5 \$/MMBtu), in aumento del 52% rispetto agli 8,23 €/MWh del secondo trimestre e del 116% rispetto ai 5,79 €/MWh del secondo trimestre 2020. Si tratta dei valori più alti dal primo trimestre 2014, e superiori rispetto a quelli segnati al TTF e sui mercati asiatici al culmine del precedente ciclo ribassista (da metà 2019 a metà 2020).

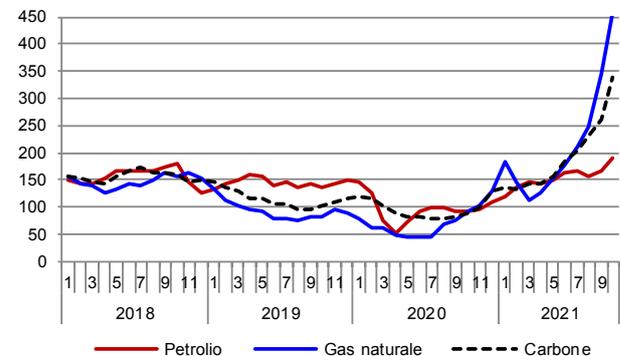
L'inversione avvenuta nel terzo trimestre 2020 può considerarsi acquisita, e in particolare il superamento della soglia dei 3 \$/MMBtu (circa 8,4 €/MWh) discriminante per la profittabilità di nuovi investimenti: le esportazioni statunitensi di GNL dall'Henry Hub si trovano rispetto alle quotazioni in una situazione del tutto speculare rispetto a quella della parte centrale del 2020, allorché livelli di 2 \$/MMBtu – in molti casi non in grado di coprire neppure i costi variabili di trasporto – avevano portato all'annullamento di centinaia di carichi già

programmati. A partire dall'autunno 2020 il margine si è progressivamente ampliato fino a raggiungere attualmente nelle ultime rilevazioni mensili (ottobre 2021) valori nettamente superiori ai 20 \$/MMBtu, mentre la curva forward si colloca intorno ai 5 \$/MMBtu e comunque oltre 4 \$/MMBtu su un orizzonte fino al 2024. Teoricamente prezzi su questi livelli e confermati per questi periodi renderebbero economicamente convenienti anche nuovi investimenti infrastrutturali per la produzione di GNL, sebbene in realtà a questo scopo occorra anche il sostegno di una domanda disposta a sottoscrivere contratti a lungo termine, i quali risultano in questa fase disincentivati dall'eccessiva volatilità.

Record anche sui mercati asiatici, ma con spread JKM-TTF in temporaneo riassorbimento

Sui mercati asiatici, che per l'intero 2021 hanno fatto da driver mondiale, il rally dei prezzi è ripreso portando a nuovi record nel terzo trimestre, con una media trimestrale pari a 46,5 €/MWh, pari a +78,1% rispetto al trimestre precedente. L'aspetto da rimarcare è che in questo caso il forte balzo rispetto a quello di inizio anno è avvenuto all'unisono ed in modo omogeneo con il mercato europeo. Ne consegue che gli spread JKM-TTF si sono mantenuti relativamente contenuti, sebbene comunque in tangibile ripresa dopo la temporanea contrazione del secondo trimestre. Lo spread LNG Japan-TTF è aumentato nel terzo trimestre a 5,4 €/MWh da 3,5 del trimestre precedente, rientrando comunque nell'alveo della sua media storica e su livelli molto inferiori ai 13,4 € del primo trimestre 2021. Quest'ultimo livello è stato però nuovamente raggiunto, su base mensile, con il deciso allargamento avvenuto a ottobre (media di 13,6 €/MWh).

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)



Prezzi spot ampiamente al di sopra dei prezzi indicizzati al petrolio

Il terzo trimestre ha segnato una svolta significativa riguardo al rapporto tra contratti spot e contratti indicizzati al prezzo del petrolio. Tale rapporto, che dal 2016 al 2018 aveva mantenuto uno spread tra i rispettivi prezzi altalenante, da inizio 2019 aveva subito una decisa inversione, con i prezzi spot caduti ben al di sotto di quelli collegati al petrolio. Tale inversione si era poi acuita per effetto della pandemia, poiché nei contratti indicizzati il crollo dei prezzi del petrolio era stato recepito soltanto con il consueto lag temporale di circa sei mesi, a fronte del collasso immediato dei prezzi spot del gas. Nell'autunno 2020 l'improvvisa ripresa di questi ultimi, accompagnata da quella molto meno pronunciata del petrolio, ha determinato una controrottura del rapporto. Da quel momento, dopo una fase altalenante, a partire dalla metà del 2021 il nuovo rally dei prezzi, abbinato a una risalita molto più contenuta dei prezzi petroliferi, ha determinato un nuovo ampliamento dello spread, fino a nuovi massimi storici.

L'impatto di questa nuova situazione è ovviamente amplificato dalla ormai netta prevalenza dei prezzi spot in tutti i mercati, in quello europeo in particolare, dove nel corso degli ultimi anni i tradizionali contratti oil indexed sono stati rimpiazzati non solo da importazioni di gas spot, ma anche da nuovi tipologie di contratti che includono una quota di indicizzazione ai prezzi spot, con la possibilità di ridurre i livelli di obbligo take-or-pay. O ancora formule di prezzo ibride, nelle quali l'indicizzazione al petrolio è conservata in misura parziale.

Stoccaggi europei sui minimi stagionali pluriennali

Anche nel terzo trimestre 2021 gli stoccaggi hanno svolto un ruolo decisivo sul mercato europeo. A fronte di produzione, importazioni da gasdotti e importazioni di GNL tutte ancora inferiori rispetto al 2019 (riferimento pre-pandemico), nel 2021 si sono registrati prelievi molto maggiori nel primo trimestre ed iniezioni minori nel secondo e nel terzo. Nel complesso, per ragioni sia economiche che strategiche, il riempimento degli stoccaggi europei ha proceduto a un ritmo molto lento, anche e soprattutto nei periodi stagionalmente più favorevoli.

Il notevole deficit apertosi nel secondo trimestre rispetto al tasso di riempimento degli ultimi anni è stato recuperato solo in misura parziale (Figura 2-6). Nell'autunno 2020 gli stoccaggi europei erano ancora ai massimi rispetto alla media quinquennale. Da quel momento hanno velocemente iniziato a declinare fino a raggiungere nei mesi primaverili il limite inferiore del range, per poi fuoriuscirne al ribasso. La situazione attuale si conferma in modo ancora più marcato a livelli più bassi rispetto al range della suddetta media. All'inizio del nuovo anno termico, a ottobre, con l'inizio dei prelievi, il tasso medio di riempimento degli stoccaggi europei è risultato pari al 77% della capacità complessiva, decisamente inferiore rispetto sia al 95% di un anno prima sia al 97% di due anni prima.

Le capacità di stoccaggio traggono valore dall'entità degli spread stagionali, dunque sono stati sfavoriti anche dalla curva dei prezzi forward molto piatta del 2021: differenziali stagionali appiattiti riducono intrinsecamente la convenienza a sopportare dati costi di stoccaggi per compensare maggiori variazioni di prezzo. Allo stesso tempo, tuttavia, anche la volatilità dei prezzi spot influisce sulla convenienza, soprattutto per quanto riguarda le strutture a ciclo rapido più flessibili rispetto a quelle stagionali che sono di maggiori dimensioni e a ciclo più lento ma in grado però anch'esse di beneficiare di un aumento progressivo della volatilità. In tal caso, strategie di vendita di capacità di stoccaggio su base indicizzata allo spread stagionale consentono ai proprietari degli impianti di mantenere il valore al rialzo dal recupero dello spread, nel caso in cui ciò si verifichi.

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

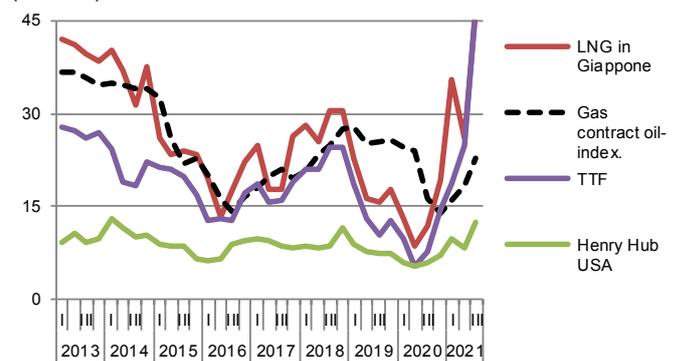


Figura 2-5 – Prezzo del gas al TTF e proxy dei contratti indicizzati al petrolio (€/MWh)

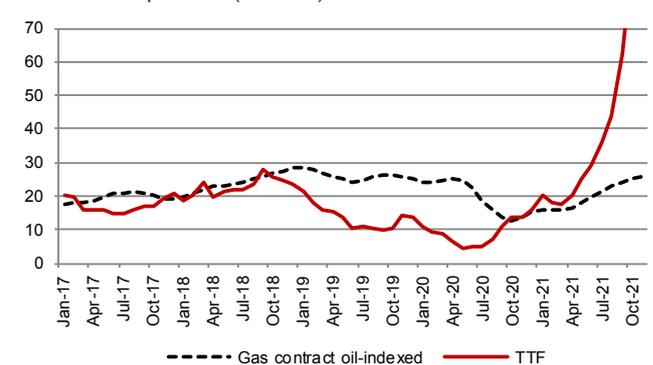
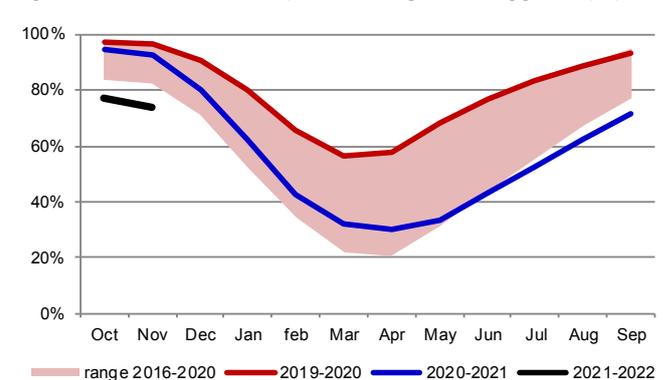


Figura 2-6 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



Prospettive di breve periodo. In forte aumento anche i prezzi forward a un anno

A determinare l'evoluzione senza precedenti dei prezzi del gas nel 2021 è stato in primo luogo un mix di fattori contingenti, come la forte ripresa della produzione industriale mondiale, in particolare in Asia, le specifiche condizioni meteorologiche che hanno caratterizzato il 2021, la ridotta generazione da eolico e idroelettrico in diverse aree mondiali (Europa e Sud America), la mancata risposta delle esportazioni russe al balzo dei prezzi. In Europa produzione interna, importazioni via gasdotto e via GNL erano tutte su livelli inferiori al 2019, per cui il mercato europeo è stato bilanciato dagli stoccaggi, con maggiori prelievi nel primo trimestre e minori iniezioni nei mesi centrali dell'anno. Se la minore disponibilità di produzione interna e di GNL (dirottato in Asia) era prevedibile, lo era meno il calo delle importazioni russe via gasdotto.

Ancora all'inizio di ottobre la valutazione di consenso della prevalenza delle ragioni contingenti si rifletteva nella forte backwardation della curva dei prezzi forward del TTF oltre il prossimo inverno, evidentemente nella convinzione i prezzi incorporassero un notevole premio "paura" legato alla possibilità di un altro inverno freddo. Nelle ultime settimane, però, il profilo delle curve forward è cambiato in modo significativo, con prezzi 2022 ora al di sopra dei 60 €/MWh, prezzi 2023 sopra i 30 €/MWh, a indicare che il mercato valuta ora come preponderanti le ragioni strutturali del balzo dei prezzi, come la disponibilità di volumi di GNL disponibili sul mercato globale minori rispetto a quelli attesi, la possibilità che la crisi sia un primo effetto del calo degli investimenti nell'upstream avvenuto negli ultimi anni, le implicazioni che almeno nel breve-medio periodo può avere l'accelerazione della transizione energetica. Ad esempio nel meeting di ottobre della banca centrale Europea, a proposito delle prospettive di medio-termine riguardo all'inflazione, si considerava che "thus far, the projections did not include the rise in carbon prices that would be needed to reach the objectives set in the Paris Agreement." Mentre "energy prices needed to rise in order to affect the behaviour of consumers and enterprises through relative price changes (vis-à-vis non-energy components), but the question was raised as to whether the ultimate effects of higher energy prices on economic activity and inflation would be positive or negative." Riguardo dunque alle prospettive dei prezzi dell'energia "rising prices were reflecting a confluence of factors related to demand, supply and inventories", ma "capacity bottlenecks in energy supply might be longer lasting if the green energy agenda reduced incentives for exploring and maintaining oil extraction" (<https://www.ecb.europa.eu/press/accounts/2021/html/ecb.mg211125~ca9833f9a9.en.html>)

Prospettive di medio periodo. L'offerta potrebbe faticare a tenere il passo della crescita della domanda

Le proiezioni di medio periodo continuano ad essere piuttosto ottimistiche. Secondo l'ultimo Gas market report della IEA i consumi di gas raggiungerebbero nel 2024 il livello di circa 4300 mld m³ (+7% rispetto ai valori pre-pandemici), spinti non più solo dal rimbalzo dell'attività economica, ma anche dalla sostituzione di altri combustibili, carbone in primis.

Tuttavia, le previsioni sulla persistenza strutturale di una crescita di lungo periodo della domanda pongono interrogativi sulla capacità dell'offerta di continuare a soddisfarla in modo strutturale. Nel breve termine l'offerta è attesa aumentare in misura meno che proporzionale alla domanda, soprattutto grazie all'entrata a regime di nuovi investimenti di tipo convenzionale già in fase di progettazione e sviluppo in Russia e in Medio Oriente, nonché per la produzione addizionale statunitense in gas di scisto finora messa tendenzialmente fuori mercato negli ultimi anni a causa del crollo dei prezzi e dell'eccesso di offerta.

I prezzi record della seconda metà del 2021 potrebbero ora incentivare investimenti in nuova offerta (upstream e midstream), ma i tempi di realizzazione delle infrastrutture sono lunghi, nell'ordine dei 3-5 anni. Inoltre, l'accelerazione della decarbonizzazione agisce inevitabilmente da freno rispetto agli incentivi provenienti dai prezzi, perché la profittabilità degli investimenti richiede un lungo utilizzo delle infrastrutture. Ad esempio, anche se la profittabilità di nuovi impianti di liquefazione è oggi molto elevata, la maggior parte di essi richiede il sostegno di contratti a lungo termine, che non è chiaro quanti acquirenti (anche asiatici) siano disponibili a sottoscrivere. Sembra dunque realistica la tesi che dopo diversi anni di sostanziale oversupply il mercato possa ora restare "tight until at least 2024 (when the next wave of LNG supply starts to come online)" (<https://timera-energy.com/europes-great-gas-power-price-surge>).

In termini di decisioni di investimento relative a impianti di liquefazione, dopo l'anno record 2019, quando vi sono stati FID per di 100 bcm, nel 2020 queste si sono ridotte a 4 bcm/y, mentre nel 2021 un solo progetto risulta approvato, il più grande impianto di liquefazione mai approvato (45 bcm/y in Qatar), che però dovrebbe risultare pienamente operativo non prima del 2026.

Figura 2-7 – Produzione di gas naturale in Europa (UE + Regno Unito, milioni di Sm³)



Figura 2-8 – Esportazioni mensili di gas della Russia nell'anno scorrevole (milioni di Sm³ – somma ultimi 12 mesi)



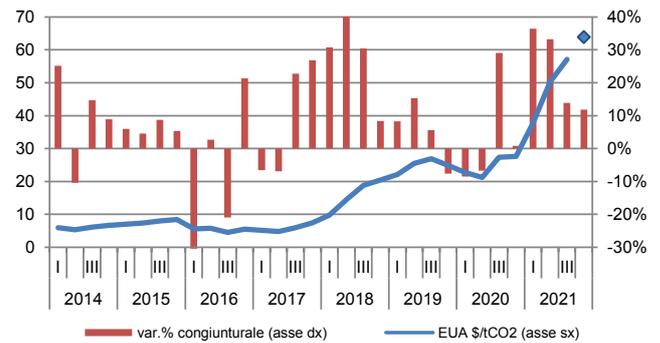
ETS: prezzi indirizzati verso la soglia dei 100 €. Pesa anche l'effetto dello switch inverso da gas a carbone

I prezzi dei permessi di emissione (ETS) hanno continuato a crescere anche nel terzo trimestre, segnando una media trimestrale intorno ai 57 €/tCO₂, in aumento del 14% rispetto ai 50 € del trimestre precedente. Rispetto al precedente incremento trimestrale (che era stato pari a quasi +34%) si è dunque trattato di una semplice pausa nella velocità di accelerazione della crescita, la quale peraltro appare già superata dall'andamento dei mesi successivi che hanno portato a sfiorare in dicembre persino la soglia dei 90 €/MWh. Il raggiungimento della soglia psicologica dei 100 €, che diverse analisi davano come possibile o probabile su un arco di tempo pluriennale, appare pertanto sostanzialmente prossima nell'immediato.

Il continuo incremento del prezzo del gas - che ha portato ad una perdita di competitività in termini relativi rispetto al carbone nonostante il contestuale aumento anche di quest'ultimo - ha innescato un crescente switch sullo stesso carbone e, a cascata, la necessità di coprirne la maggior intensità carbonica con l'acquisto dei diritti di emissione. A sua volta ciò ne ha determinato un aumento della domanda sul mercato ETS con conseguenti pressioni sul prezzo. Si è pertanto prodotto un processo circolare autocompensativo e convergente, per il quale si può presumere che - a parità di altre condizioni - l'aumento del prezzo dei diritti di emissione possa continuare fino a un livello tale da riportare nuovamente in equilibrio la competitività tra gas e carbone: tale, cioè, da sterilizzare il gap di prezzo relativo delle due fonti ponderato per il rapporto delle rispettive intensità carboniche. Tale gap, che negli ultimi anni si era mantenuto sempre favorevole al gas incentivando la dismissione del carbone, è giunto praticamente a ribaltarsi nel terzo trimestre 2021.

Occorre rammentare che i piani della Commissione UE relativi al rafforzamento del mercato ETS, presentati a luglio, contengono una serie di misure tutte ispirate ad un complessivo irrigidimento (taglio una tantum dei permessi, maggior ricorso alla Riserva di Stabilità MSR, estensione dei settori soggetti ai tetti emissivi e coinvolti nel mercato): la stessa Commissione aveva ipotizzato a seguito di ciò un potenziale aumento dei prezzi dei diritti fino a 85€ nel 2030, obiettivo che è stato invece già superato nell'immediato. Il trend appare condizionato proprio dall'esplicita e preventiva definizione di un percorso e di una cornice normativa che abbinano una progressiva carenza di offerta ad un altrettanto progressivo eccesso di domanda dovuto a tetti emissivi via via più stringenti.

Figura 2-9 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani

Nel III trimestre continua l'impulso positivo delle principali variabili guida sui consumi di energia

Nel III trimestre 2021 i principali driver dei consumi energetici hanno fornito una spinta ancora positiva alla domanda di energia. Il Superindice ENEA, che li sintetizza⁴, risulta infatti in aumento di quasi il 4% rispetto allo stesso periodo del 2020. Su tale dato hanno inciso in maniera decisa la fase ancora espansiva dell'economia nazionale e il risultato positivo delle attività produttive: sia per il PIL (stime preliminari ISTAT) che per l'indice di produzione industriale si registra infatti una crescita tendenziale del 4% circa. Marginale invece la spinta fornita dal fattore clima (si veda oltre), negativo il contributo proveniente dalla componente prezzi delle commodity energetiche, che registrano ancora un nuovo aumento tendenziale. Dalla Figura 2-10 emerge come la variazione positiva del III trimestre faccia seguito alla crescita decisamente maggiore registrata nel trimestre precedente quando il Superindice risultava superiore di quasi un quarto rispetto allo stesso periodo del 2020, per la ripresa delle attività produttive (+34% l'indice di produzione industriale) e del PIL (+19% tendenziale, dati grezzi).

Anche nei primi tre mesi del 2021 i principali driver dei consumi energetici avevano fornito un impulso all'aumento della domanda di energia (+4%), per il risultato dell'industria e per il fattore clima (temperature più rigide rispetto ai miti primi tre mesi del 2020).

Nel 2020 il Superindice era invece risultato in calo dell'8% sull'anno precedente, in primis per la riduzione di PIL e produzione industriale, ma anche per il clima più mite (si veda Analisi Trimestrale 1/2021).

PIL ancora in aumento (+4% sul III trimestre 2020, +7% nei primi nove mesi)

Secondo le stime preliminari dell'ISTAT (29 ottobre 2021), il PIL nel corso del III trimestre 2021 sarebbe cresciuto di circa il 3,9% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (dati destagionalizzati, valori concatenati con anno di riferimento 2015), corrispondente ad una crescita congiunturale del 2,6%; la variazione acquisita per il 2021 è del 6,1%.

Secondo la nota mensile ISTAT sull'economia italiana (novembre 2021), contributi positivi alla crescita del PIL sarebbero venuti in primis da domanda interna e componente estera; nel trimestre si registra infatti una "decisa espansione del settore dei servizi e un progresso dell'industria".

Il risultato del trimestre in esame avviene dopo la crescita tendenziale di quasi il 19% del II trimestre (dati grezzi), l'aumento tendenziale più deciso mai registrato. Allora a sostenere il PIL erano stati la ripresa dei consumi (con un contributo di 2,6 punti percentuali) e gli investimenti (+0,5 pp). Come emerge dalla Figura 2-11 le variazioni tendenziali positive del II e III trimestre fanno seguito alla variazione trascurabile dei primi mesi dell'anno; complessivamente nel corso dei primi nove mesi del 2021 il PIL risulterebbe dunque in crescita di circa il 7% rispetto allo stesso periodo 2020 (dati grezzi), ma ancora inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019, di oltre 3 punti percentuali.

Nel corso del 2020 il PIL era infatti diminuito complessivamente del 9% rispetto all'anno precedente, mostrando cali decisamente più sostenuti nei mesi primaverili (meno 18% tendenziale), largamente interessati dal lockdown.

In un'ottica di più lungo periodo, a valle della lunga fase di contrazione negli anni della crisi del 2008, il PIL è progressivamente cresciuto dai livelli minimi del 2014 fino al

2017, mostrando già nel 2018 segnali di rallentamento (+0,9%), confermati nel 2019 (appena +0,3%).

Nonostante la decisa ripresa degli ultimi due trimestri, alla fine del III trimestre 2021 il PIL calcolato su base annua è ancora inferiore di circa l'8% rispetto ai livelli precedenti la crisi del 2008 (a fine 2020 il gap era del 12%), ma superiore di circa l'1% rispetto al minimo del 2014, dopo che nello scorso anno era sceso sotto tale soglia (-4%).

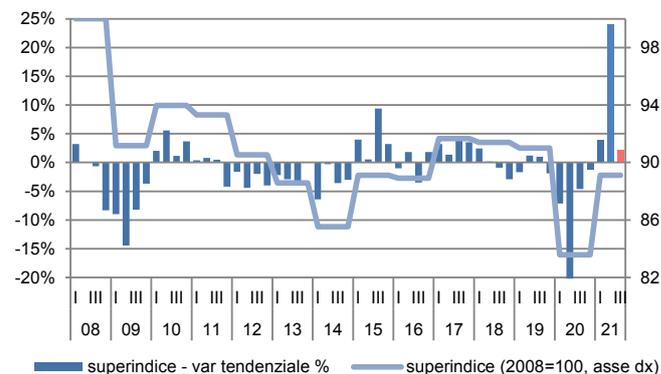
Ancora su la produzione industriale, +4% sul III trimestre 2020, in recupero quasi completo rispetto ai livelli pre-Covid

Nel III trimestre 2021 è ancora in aumento anche la produzione industriale (+3,9% tendenziale, dati grezzi), che risulta ora solo lievemente al di sotto dei livelli pre covid (-0,4%). Per i soli beni intermedi il recupero è molto più sostenuto, +7,9%, superiore del 2% anche rispetto al III trimestre 2019. Tale risultato si registra dopo il forte rimbalzo tendenziale del II trimestre (+34% sullo stesso periodo del 2020, quando era diminuita del 26% rispetto all'anno prima) e il +9% del I trimestre (grazie alla prima decisa ripresa a marzo, +42%).

Complessivamente l'indice di produzione industriale nei primi nove mesi dell'anno in corso è pertanto in aumento del 14,5% rispetto allo stesso periodo 2020 (+20% per i beni intermedi), ma resta ancora inferiore rispetto ai livelli del 2019 (-1,6%).

Nel quarto trimestre la produzione industriale italiana starebbe proseguendo 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.

Figura 2-10 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)



⁴ 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.

Prospettive di breve periodo per l'economia italiana

Secondo la nota mensile ISTAT sull'andamento dell'economia italiana (novembre 2021), nel mese di ottobre l'indice del clima di fiducia delle imprese ha evidenziato ancora un miglioramento trainato dal settore manifatturiero e dalle costruzioni, mentre il commercio al dettaglio e dei servizi di mercato, al contrario, hanno mostrato un peggioramento.

D'altro canto sono confermati i problemi alla produzione, in riferimento sia agli impianti che ai materiali.

Secondo la Commissione Ue nelle previsioni economiche d'autunno, il Pil italiano è atteso in espansione anche nel IV trimestre, con una stima per il 2021 del +6,2% (a rialzo rispetto alle stime d'estate, +5%), tornando sui livelli pre-crisi entro la metà del 2022 (per il quale si stima un +4,3% complessivo).

Il rischio di nuove restrizioni legate a nuove ondate pandemiche, seppur presente, è atteso avere un impatto sulle economie meno gravoso rispetto a quanto registrato dal marzo 2020.

Congiuntura internazionale e prospettive

L'economia mondiale anche nei mesi estivi è in espansione (ISTAT, nota mensile novembre 2021): il commercio globale di merci in volume, ad agosto, ha ripreso ad aumentare, dopo il calo di luglio (-1,4% var. congiunturale). Il PMI globale sui nuovi ordinativi all'export di ottobre è rimasto sopra la soglia di espansione, segnalando un ulteriore possibile aumento della domanda globale nei prossimi mesi.

Anche nei mesi estivi si evidenzia inoltre un dinamismo più accentuato in Europa rispetto a Stati Uniti e Cina.

In Cina il Pil nel terzo trimestre ha infatti segnato un deciso rallentamento congiunturale (+0,2%, a fronte di +1,5% dei tre mesi precedenti), dovuto al rialzo dei prezzi dei prodotti energetici, ai problemi del settore immobiliare e alle nuove misure di lockdown.

Anche negli USA la stima preliminare del Pil per il III trimestre è di una crescita in forte rallentamento (appena +0,5% congiunturale), per la frenata dei consumi e degli investimenti. L'economia dell'area euro mostra invece una crescita robusta anche se i livelli di prodotto e occupazione sono ancora inferiori a quelli pre-pandemia. Nel III trimestre il Pil in UE è cresciuto infatti di oltre il 2% in termini congiunturali, con aumenti più marcati in Francia (+3,0%) e Italia (+2,6%) rispetto a Spagna (+2,0%) e Germania (+1,8%).

Le prospettive economiche dell'area restano inoltre molto favorevoli: a ottobre l'ESI (l'indice composito di fiducia economica della Commissione europea), ha segnato un nuovo miglioramento, riavvicinandosi al massimo storico di luglio, trainato dai servizi, con rialzi diffusi anche alle costruzioni e, in minor misura, al commercio al dettaglio. In stabilizzazione su livelli elevati invece la fiducia nell'industria.

Elementi di rischio per la crescita dell'economia sono rappresentati dall'aumento dei prezzi dell'energia, oltre che dalle interruzioni della catena di approvvigionamento su scala globale. I sondaggi aziendali Ue di ottobre evidenziano infatti la carenza di materiali e attrezzature, oltre alla carenza di forza lavoro, salita ai massimi storici nell'industria.

A medio termine, i modelli di simulazione dalla Commissione stimano che il Next Generation Eu potrebbe aumentare il Pil dell'Ue fino all'1,5% negli anni di attività.

Figura 2-11 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

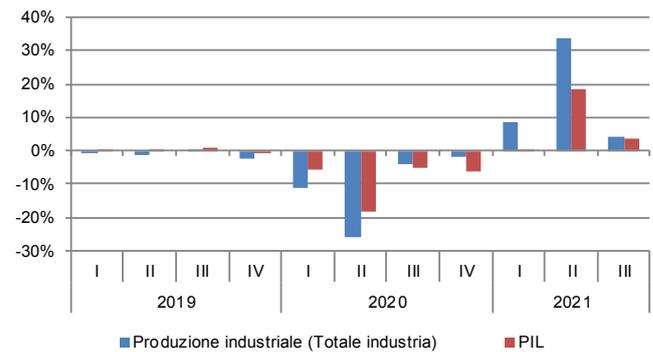
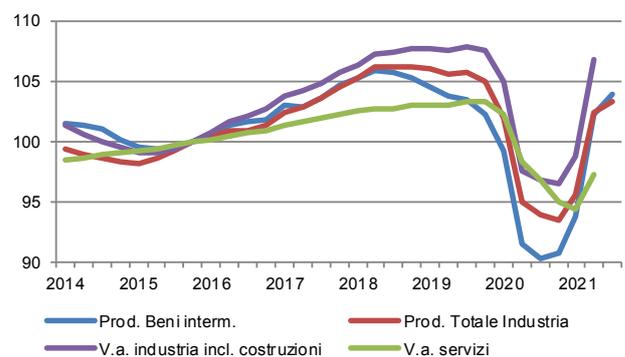


Figura 2-12 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)



Nel III trimestre un impulso marginale del fattore clima sui consumi energetici, a differenza dei precedenti due trimestri

Nel III trimestre 2021 il clima ha fornito un impulso positivo, seppur marginale alla ripresa dei consumi di energia. La variabile CDD (Cooling degree days) ha probabilmente favorito in maniera lieve l'aumento dei consumi elettrici per il raffreddamento degli ambienti, essendo stimata in aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, date le temperature dei mesi estivi complessivamente più elevate rispetto agli stessi mesi dello scorso anno.

Secondo le stime Terna, infatti, l'aumento tendenziale dei consumi elettrici nel III trimestre, con dati corretti per effetti di calendario (in totale stesso numero di giorni lavorativi dello scorso anno) e temperatura sarebbe stato di circa il 3%, inferiore di quasi un punto percentuale rispetto a quanto effettivamente rilevato (+3,8%). Anche la variabile HDD (Heating degree days) ha agito spingendo, seppur in maniera lieve, i consumi di gas sulle reti di distribuzione, specie nel mese di settembre (dati SNAM).

Nel corso del II trimestre dalle variabili climatiche era arrivato un impulso più deciso all'aumento dei consumi: la variabile HDD era risultata infatti in netto aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, per le temperature di aprile e maggio decisamente più rigide (di circa due gradi), mentre a giugno le temperature più elevate rispetto al giugno 2020 avevano inciso sulla domanda di raffreddamento degli ambienti, spingendo i consumi elettrici.

Anche nel corso dei primi mesi dell'anno dal clima era venuta una decisa spinta all'aumento dei consumi, per le temperature di gennaio e febbraio più rigide di circa un grado rispetto agli omologhi mesi dello scorso anno. Si sottolinea come, secondo il servizio europeo Copernicus Climate Change, il 2020 e il 2016 siano stati i due anni più caldi mai registrati (le temperature record del 2016 erano da attribuire in parte al fenomeno de El Niño, il fenomeno climatico periodico che determina un forte riscaldamento delle acque oceaniche).

Prezzi dell'energia anche nel III trimestre ancora in deciso aumento tendenziale: +40% gas ed elettricità, +18% il gasolio

Diversamente da quanto detto per le altre componenti, nel III trimestre 2021 dai prezzi dell'energia è invece arrivata una spinta al contenimento dei consumi di energia. Nel trimestre in esame si registrano infatti incrementi congiunturali del 15% per il gas, del 10% per l'elettricità, del 4% per il gasolio. A causa dei forti cali dello scorso anno (meno 12% in media rispetto ai prezzi del 2019), in termini tendenziali le variazioni sono anche più forti, e pari a quasi il 40% per gas ed elettricità, a oltre il 17% per il gasolio.

Anche nel precedente trimestre i prezzi dell'energia avevano rappresentato un potenziale freno alla crescita della domanda di energia, per gli incrementi congiunturali di circa il 4% sia per i prezzi del gas che per l'elettricità, del 5% per il gasolio (in termini tendenziali +14% per gas e petrolio, +30% per l'elettricità).

In un'ottica più ampia (Figura 2-15), dopo un periodo di forti cali iniziato nel 2013 fino ai minimi del 2015 ed i successivi anni di ripresa, a partire dalla seconda metà del 2019 i prezzi dell'energia erano tornati su una traiettoria discendente, accelerata dalla crisi economica e sanitaria del 2020. La rapida e decisa ripresa dei prezzi registrata nel 2021 ha tuttavia portato alla fine dell'estate i prezzi delle commodity energetiche in Italia su livelli anche più elevati di fine 2019 - inizio 2020: di circa il 15% per il gas (85 c€/mc nel III trimestre), del 10% per l'elettricità (quasi 23 c€/kWh), del 2% per il petrolio (1,5 €/l).

La progressiva traslazione dell'impennata dei prezzi di gas ed elettricità all'ingrosso sui prezzi al dettaglio, peraltro frenata dall'intervento del regolatore, nei prossimi mesi potrebbe iniziare a rappresentare un freno alla ripresa della domanda di energia.

Figura 2-13 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2021 e del 2020 (gradi, asse sin) e delta (gradi, asse dx)

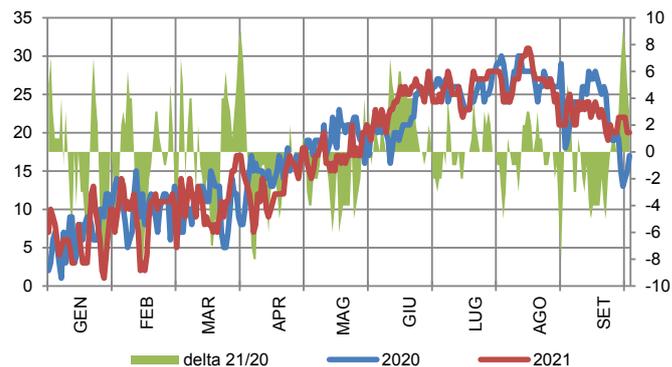


Figura 2-14 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

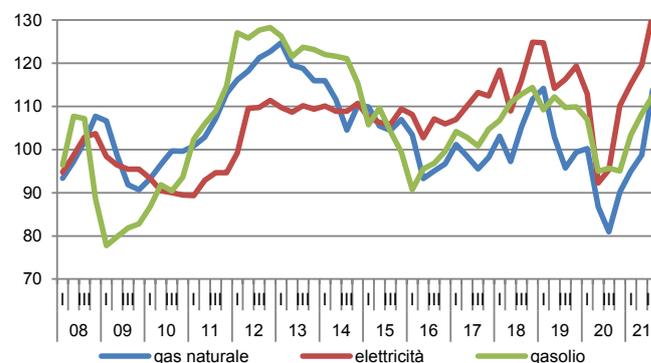
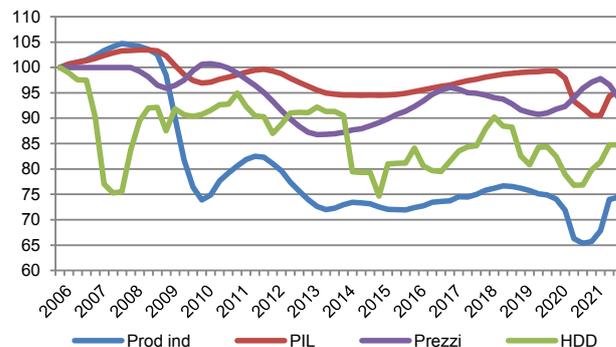


Figura 2-15 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

3.1. Consumi di energia primaria

Nel III trimestre energia primaria ancora in ripresa (+7% tendenziale), sui livelli pre covid. Nei nove mesi la crescita tendenziale è al 9%

Secondo le stime ENEA nel III trimestre 2021 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 37 Mtep, in aumento di oltre il 7% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, e torna sugli stessi livelli pre Covid (III trimestre 2019). Tale risultato si registra dopo il rimbalzo tendenziale del II trimestre, (+24%) che si confrontava con la primavera 2020, il periodo maggiormente interessato dalle misure di contenimento della pandemia che portò al crollo della domanda di energia, e dopo il lieve aumento dei consumi nel primo trimestre (tutto dovuto al mese di marzo).

Il risultato parziale dei primi nove mesi del 2021 vede quindi una ripresa dei consumi sul 2020 di circa il 9%, circa 11 Mtep in più, di cui 3/4 maturati nel II trimestre. Rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, i consumi energetici nei primi nove mesi del 2021 risultano tuttavia ancora inferiori di quasi 4 Mtep (-3%), sebbene siano stati "recuperati" ben 10 dei 14 Mtep della riduzione tendenziale dei primi nove mesi 2020.

Come emerge dalla Figura 3-1, il risultato dei primi tre trimestri 2021 interrompe la serie di variazioni negative del 2020, quando i consumi di energia primaria erano diminuiti complessivamente di circa il 10% rispetto al 2019.

In un'ottica di più ampio respiro, dopo il lungo periodo di contrazioni negli anni della crisi economica fino ai minimi del 2014, i consumi energetici nazionali sono poi evoluti lungo una traiettoria moderatamente ascendente fino al 2018, spinti dalla ripresa di PIL ed attività industriale. Con il rallentamento della crescita dell'economia ed il risultato negativo dell'industria, la domanda di energia già nel 2019 faceva registrare una variazione negativa, seppur marginale, per poi crollare nel 2020 per l'emergenza sanitaria.

Per l'intero 2021 le stime preliminari ENEA, basate su dati parziali e ancora provvisori vedono una crescita superiore al 7% (al netto della variabilità climatica del mese di dicembre), che riporterebbe i consumi di energia primaria su livelli inferiori di circa inferiori di meno del 3% rispetto al 2019.

Domanda di energia in aumento maggiore di quello dei principali driver, rallenta il disaccoppiamento osservato lo scorso anno e a inizio 2021

La stima dei consumi di energia nel corso dei primi nove mesi del 2021 risulta complessivamente coerente con l'andamento dei principali driver della domanda: l'aumento del Superindice ENEA è infatti di circa il 9% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Dalla Figura 3-2 emerge come sia le variazioni moderate dei consumi di energia di inizio anno che quelle più decise dei mesi primaverili siano avvenute in misura coerente con quelle del Superindice. Anche nel III trimestre l'aumento tendenziale dei consumi di energia avviene in coerenza con la crescita del Superindice (+4%, vedi cap. 2.2), che però in questo caso è meno accentuata di quella dei consumi: la ripresa dei volumi di traffico (solo in misura indiretta considerata nel Superindice) ha infatti prodotto una spinta particolarmente accentuata alla domanda di petrolio nei trasporti (si veda par. 3.2).

All'opposto, nel 2020 il calo dei consumi (meno 10%), sebbene nella sostanza sempre coerente con quello dei driver, era stato invece più sostenuto, perché in quel caso il crollo dei volumi di traffico era stato più forte di quello dell'attività economica.

In Figura 3-2 si può osservare come nella prima metà dello scorso decennio vi sia stato un moderato disaccoppiamento tra economia ed energia, perché il calo dei consumi energetici era

stato maggiore di quello dei driver. Nella seconda parte del decennio, in concomitanza con la ripresa dell'economia, si è invece assistito a un ridimensionamento dello scostamento "virtuoso" tra la domanda di energia e i suoi driver. Il 2021 sembra segnare il ritorno a questo trend di lungo periodo.

Come nel II trimestre, anche nel III a trainare la domanda di energia è la ripresa dei consumi di petrolio

Il trimestre in esame si caratterizza per il forte aumento dei consumi di petrolio, import elettrico e solidi (complessivamente circa 2,5 Mtep in più rispetto al III trimestre 2020), solo in minima parte compensati dal calo di gas. Nel dettaglio (Figura 3-3):

- i consumi di petrolio sono ancora in netto aumento, +1 Mtep tendenziali (+8%), per il proseguire della ripresa dei volumi di traffico veicolare rispetto ai minimi dello scorso anno;
- ancora in netta ripresa le importazioni di elettricità, +1,2 Mtep in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (quando le importazioni si fermarono ad appena 1,5 Mtep);
- in lieve calo invece la domanda di gas naturale, -0,3 Mtep (meno 2%), principalmente per i cali nella termoelettrica (-8%);
- in aumento tendenziale anche i solidi, di circa il 10% (per la produzione termoelettrica, si veda oltre), ma nei nove mesi ancora inferiori rispetto ai livelli pre covid (di circa un quinto);
- marginale la variazione delle FER, il risultato positivo dell'eolico vanificato dai cali di idro e FV (si veda oltre).

Figura 3-1 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2008=100, dx)

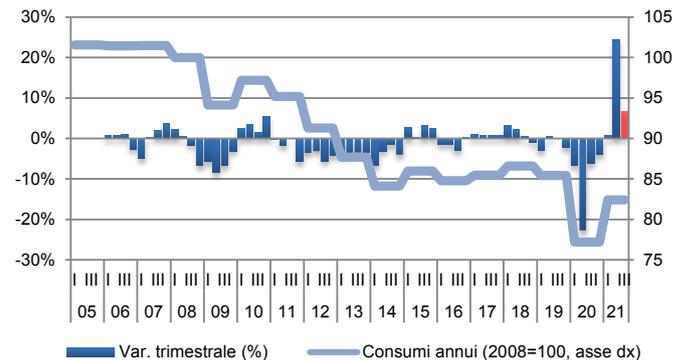
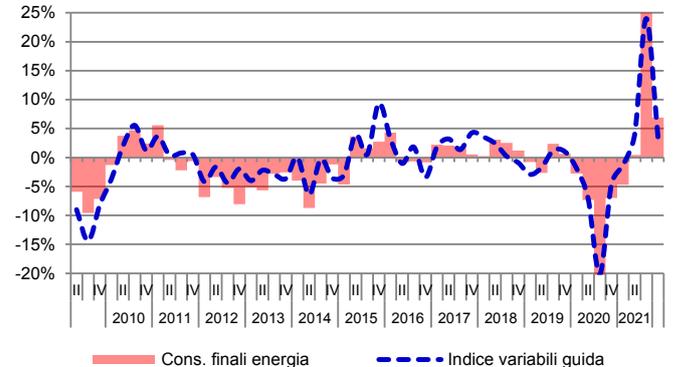


Figura 3-2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)



Dopo i cali dello scorso anno, nei primi nove mesi del 2021 è in deciso aumento la domanda di petrolio e gas; forte ripresa per le importazioni di elettricità, marginale per le FER

In riferimento ai primi nove mesi dell'anno in corso, la domanda di energia è stimata complessivamente in aumento di quasi 10 Mtep rispetto ai livelli dello scorso anno (+9%); di questi, oltre un terzo sono imputabili alla maggiore richiesta di petrolio, il 30% alla ripresa delle importazioni nette di elettricità, più del 25% al gas.

Dopo il risultato ancora negativo dei primi tre mesi dell'anno (meno 8% tendenziale) e la decisa ripresa del II trimestre (+34%), i consumi di petrolio anche nel III trimestre sono in aumento tendenziale, ma ancora inferiori rispetto ai livelli 2019 (meno 4%). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno in corso la domanda di petrolio risulta superiore di circa 3,5 Mtep rispetto allo stesso periodo 2020 (+10%), ma solo in parziale recupero rispetto allo stesso periodo 2019, meno 4 Mtep (meno 10%). Si ricorda, d'altro canto, come nel corso dello scorso anno il crollo della mobilità sia su strada che aerea aveva portato alla drastica riduzione dei consumi di petrolio (meno 10 Mtep sul 2019, meno 17%).

In un'ottica di più ampio respiro la Figura 3-4 mostra come già nel 2019 si era registrato un lieve calo della domanda di petrolio, dopo l'incremento del 2018 (+3%, in buona parte imputabile a novità di natura statistica). Emerge inoltre come a valle delle forti contrazioni della prima metà del decennio di crisi economica, il fabbisogno di petrolio si sia poi mosso su un trend nel successivo triennio 2015-17 su un trend di variazioni complessivamente marginali.

In riferimento alla domanda di gas, la riduzione del III trimestre (lieve in termini assoluti, appena 0,3 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo 2020), imputabile al minor ricorso nella generazione elettrica, fa seguito alle decise variazioni tendenziali positive sia del primo trimestre (+1 Mtep, +5%, principalmente per fattori di natura climatica), che soprattutto del secondo (+2 Mtep, +21%, sia per il fattore climatico che per la ripresa delle attività produttive). Complessivamente nei primi nove mesi del 2021 i consumi di gas sono quindi in ogni caso in decisa ripresa, di circa 2,8 Mtep sul 2020 (+7%), restando tuttavia ancora leggermente inferiori rispetto ai livelli pre covid, di circa il 2% (meno 1 Mtep). Dalla figura merge come la crescita tendenziale dei primi nove mesi 2021 si registra a valle della netta riduzione dello scorso anno, quando i consumi di gas erano diminuiti di quasi il 5% rispetto al 2019 (meno 3 Mtep), sia per il minore ricorso al gas nella termoelettrica sia per la minore domanda negli usi diretti (per fattori climatici e per il risultato dell'industria).

In netta ripresa anche le importazioni nette di elettricità: dopo la variazione positiva dei primi tre mesi (+6% tendenziale), e il balzo del II trimestre (tre volte superiore rispetto ai livelli minimi dello scorso anno), anche per il III trimestre le importazioni superano i 2,6 Mtep, oltre 1 Mtep in più in termini tendenziali. Complessivamente nei primi nove mesi del 2021 le importazioni nette sono stimate pari a circa 7,5 Mtep, oltre il 60% in più rispetto allo stesso periodo del 2020, quando erano fortemente diminuite rispetto al 2019 (su base d'anno meno 15%).

Anche per le rinnovabili (solo le elettriche) si stima nei nove mesi un incremento tendenziale, seppur modesto (circa l'1%): la variazione negativa del II trimestre (meno 2% tendenziale, per il risultato negativo dell'idro, meno 6%), è stata infatti più che compensata da quella positive del primo (+6% tendenziale), mentre è complessivamente nulla la variazione tendenziale del III trimestre. Anche per il 2020 si stimava un lieve aumento delle rinnovabili (+1%, solo le elettriche), dopo le variazioni positive più decise del 2019 (+3%) e del 2018 (+10%, per la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017) e il risultato complessivamente negativo del triennio ancora precedente.

I consumi di solidi nel corso dei primi nove mesi del 2021 sono invece stimati complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (del 10% circa), per l'incremento del III trimestre negli usi termoelettrici (si veda oltre). Il risultato dei primi nove mesi configura comunque un calo deciso rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019, di circa un quinto. Nel 2020 i solidi erano infatti stimati ancora in netta riduzione, superiore al 20% sull'anno precedente, 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 nel 2020 era infatti scesa sotto il 4%, la metà rispetto ad appena tre anni prima (per il phase out del carbone nella generazione elettrica).

Figura 3-3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

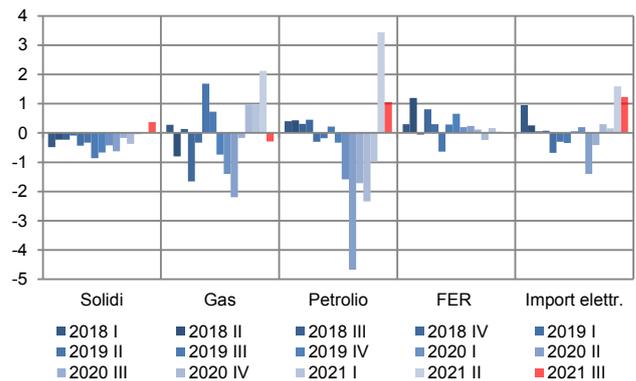
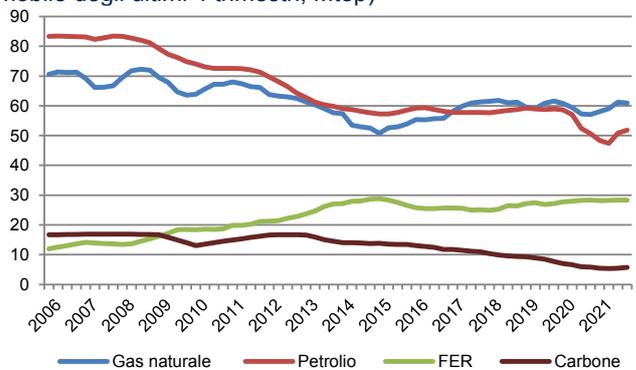


Figura 3-4 – Domanda di energia primaria per fonte (media mobile degli ultimi 4 trimestri, Mtep)



Nel III trimestre in riduzione il fabbisogno di energia per la produzione elettrica (-3,5% tendenziale): l'aumento delle importazioni è decisamente maggiore di quello della domanda di elettricità

La produzione elettrica nazionale nel III trimestre 2021 è stata pari a 72,5 TWh, in calo di quasi 3 TWh (meno 3,8%) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, nonostante nello stesso periodo la richiesta di elettricità sulla rete sia cresciuta del 3,2% (+2,6 TWh). Come detto, le importazioni nette sono risultate in netta ripresa anche nel trimestre in esame (+5,6 TWh tendenziale), dopo i decisi cali dello scorso anno.

Il calo della produzione nel trimestre estivo si registra dopo le variazioni tendenziali positive sia del I trimestre (+1,5% sul primo trimestre 2020) che del secondo (+3,7%). Nonostante il calo del III trimestre, complessivamente nei primi nove mesi del 2021 la produzione nazionale risulta sostanzialmente sui livelli allo stesso periodo dello scorso anno (+0,2%), ma ancora inferiore di quasi il 4% rispetto ai livelli pre covid.

In termini di fonti primarie destinate alla generazione elettrica, dopo il deciso calo del 2020 (oltre 2 Mtep in meno rispetto al 2019), per i primi nove mesi del 2021 si stima una variazione tendenziale complessivamente nulla: il maggiore ricorso a gas naturale, solidi e in misura minore alle FER è stato compensato dai cali del petrolio.

Più nel dettaglio, dopo i decisi cali del 2020 (del 5%), i consumi di gas per la produzione termoelettrica risultano in aumento di quasi 0,3 Mtep (+2%, dati SNAM) rispetto ai primi nove mesi dell'anno scorso: alla ripresa di inizio anno (+3%) ha fatto seguito un incremento anche più deciso nel II (+16% tendenziale), in parte ridimensionato dai cali del III trimestre (-8%).

Anche le rinnovabili sono stimate in aumento rispetto ai primi nove mesi del 2020, di circa l'1%, un dato sostanzialmente coerente con quanto osservato nel 2020 (+1% sul 2019): alla crescita dei primi tre mesi dell'anno (+5% tendenziale) è infatti seguita una riduzione tendenziale nel II trimestre (del 2%) e una variazione marginale nel terzo.

In ripresa anche la produzione da solidi nei primi nove mesi dell'anno, rispetto allo stesso periodo del 2020 (circa il 10%), quando era fortemente diminuita rispetto all'anno precedente: il ricorso ai solidi nei primi tre trimestri del 2021 risulta comunque nettamente inferiore rispetto ai livelli pre Covid, di circa un quinto. Tale risultato è maturato in particolare nel corso del III trimestre, per il quale si stima una ripresa tendenziale di superiore al 20%, che ha fatto seguito alla variazione complessivamente marginale del I semestre. Anche i dati ENEL (Q3 2021) configurano per i primi nove mesi dell'anno una crescita tendenziale della produzione da solidi (per la decisa ripresa del III trimestre), che resta tuttavia inferiore del 25% circa rispetto ai livelli del 2019.

In deciso calo invece la generazione da prodotti petroliferi (circa la metà rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno), comunque ormai su valori marginali, in riduzione anche più decisa rispetto al calo dello scorso anno (oltre il 10% in meno sul 2019).

Nel III trimestre variazione tendenziale nulla per la produzione elettrica da FER; nei nove mesi rinnovabili comunque in marginale aumento (+1%)

Secondo i dati Terna, nel corso del III trimestre dell'anno in corso la generazione elettrica da FER è pari a circa 31 TWh, sostanzialmente sugli stessi livelli del III trimestre 2020. Tale dato fa seguito alla variazione negativa del precedente trimestre (-2,4% tendenziale), dopo il risultato positivo dei primi tre mesi dell'anno (+6%), delineando per i primi nove mesi del 2021 una marginale crescita tendenziale, +1% (+1 TWh circa). Circa un terzo della maggiore produzione da FER nei primi nove mesi del 2021 è imputabile al risultato dell'idroelettrico, in crescita tendenziale di circa l'1% (+0,3 TWh): il dato decisamente positivo dei primi tre mesi dell'anno (+1,4 TWh

tendenziale, +16%) è stato in buona parte ridimensionato dai cali del II trimestre (1 TWh circa, meno 6%) e del III (-1,5%). Anche nel 2020 la produzione idroelettrica era cresciuta, rispetto ai livelli dell'anno precedente, meno dell'1%.

Anche la produzione da intermittenti è nei nove mesi complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo del 2020, di circa 0,4 TWh (+1,2%). Dopo la prestazione negativa del 2020 (meno 7% sul 2019), nei primi nove mesi del 2021 è invece in ripresa la produzione eolica, di 0,7 TWh (+5% tendenziale); tale risultato è maturato sia nel corso dei primi tre mesi dell'anno (+7% tendenziale) che nel III trimestre (+0,3 TWh, +9%), mentre nel II trimestre si registra una variazione marginale. Dopo il risultato positivo dello scorso anno (quasi il 10% in più rispetto alla produzione del 2019), nei primi nove mesi 2021 è in marginale calo invece la produzione solare, (meno 1,4% tendenziale); dopo il risultato negativo dei primi tre mesi dell'anno (meno 0,2 TWh, il 4%) e la variazione marginale del II trimestre, anche nei mesi estivi la produzione FV è in calo, di quasi il 2% tendenziale (meno 0,15 TWh).

Figura 3-5 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

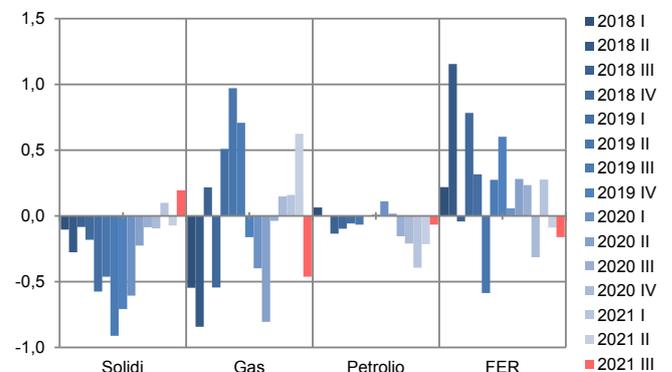
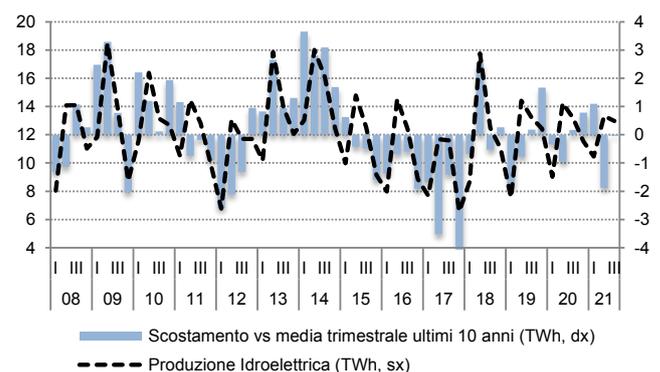


Figura 3-6 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2010-2020 (TWh, asse dx)



BOX – Andamento della domanda di energia in Italia nei mesi della pandemia

Dimensioni dell'impatto della pandemia sui principali driver dei consumi di energia

Nel corso del III trimestre 2021 l'indice di produzione industriale risulta in ripresa del 3,7% tendenziale (dati destagionalizzati, ISTAT), ma comunque ancora inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, seppur in maniera oramai marginale (meno 0,8%). Tale risultato è maturato principalmente nel corso del mese di luglio (+7% sull'omologo 2020, quando si era ridotto di circa l'8% rispetto all'anno precedente). Dopo la variazione marginale di agosto, a settembre si registrano variazioni nuovamente positive (+4% sul settembre 2020), ma comunque in attenuazione rispetto ai rialzi dei mesi precedenti. Come emerge dalla Figura A, nell'insieme del III trimestre 2021 il risultato dell'industria risulterebbe superiore dell'1,2% rispetto ai livelli del IV trimestre 2019 (ultimo non condizionato dalla crisi), dopo il sostanziale allineamento del II trimestre, quando si registrava un aumento tendenziale del 33%, in primis per il risultato di aprile (+78% rispetto ad aprile 2020), mentre a maggio e giugno in progressiva attenuazione (+13% a giugno). Secondo le rilevazioni del Centro Studi Confindustria (Indagine rapida sulla produzione industriale del 8/11/2021) anche ad ottobre la produzione industriale, al netto del diverso numero di giornate lavorative, sarebbe solo in lieve incremento congiunturale (+0,2%), ma in rialzo del 3,1% sull'anno precedente.

In riferimento al PIL, dopo il risultato ancora negativo di inizio anno (meno 1% tendenziale, dati destagionalizzati), e la decisa ripresa del II trimestre (+17% sul II trimestre 2020, quando era diminuito di quasi un quinto rispetto all'anno precedente), secondo le stime preliminari ISTAT nel III trimestre si avrebbe una nuova variazione tendenziale positiva (+3,9%), sebbene in attenuazione rispetto ai forti rialzi del precedente trimestre. Nonostante le decise variazioni positive, il PIL nel III trimestre 2021 risulta ancora inferiore ai livelli pre covid, seppur in deciso recupero rispetto al crollo dello scorso anno (-1,2% rispetto al IV trimestre 2019, Figura A).

Infine gli indicatori di mobilità elaborati dall'ANAS, dopo i decisi rialzi di aprile (quasi 3 volte superiori rispetto ai livelli di un anno prima), e i risultati ancora importanti di maggio (+58%) e giugno (+15%), mostrano anche per i mesi estivi una ripresa tendenziale dei volumi di traffico, sebbene ancora in progressiva attenuazione: +7% a luglio, leggermente meno ad agosto e settembre (+5,5%), restando complessivamente ancora al di sotto dei livelli pre covid (Figura A). I dati di ottobre indicano una ripresa tendenziale più marcata, +9% rispetto ad ottobre 2020, quando si ridussero del 14% sull'anno prima (per la seconda ondata pandemica).

Nell'estate 2021 domanda di energia ancora in ripresa tendenziale, ma resta ancora leggermente inferiore (di circa l'1%) ai livelli pre Covid. Nonostante la ripresa del traffico veicolare consumi di petrolio ancora minori rispetto al 2019

Secondo le stime ENEA nel corso del III trimestre 2021 i consumi di energia primaria sarebbero ancora in crescita tendenziale, di circa il 7%: alla ripresa di luglio (+5% sullo stesso mese 2020) avrebbe fatto seguito un aumento tendenziale più deciso ad agosto (+7%), uguale a settembre (+5%). Come emerge dalla FIGURA B, rispetto allo stesso periodo del 2019 la domanda di energia anche nei mesi estivi del 2021 risulterebbe tuttavia ancora in riduzione (meno dell'1%), seppur in attenuazione rispetto ai cali più marcati dei precedenti sei mesi (meno 5-6%). Nel confronto con i livelli pre covid, per il mese di luglio si stima infatti un calo del 4% circa rispetto all'analogo mese 2019 (meno 0,5 Mtep): ancora in riduzione i consumi di petrolio (di 0,4 Mtep, per i volumi di traffico stradale ed aereo in ripresa sul 2020 ma in ogni caso ancora inferiori rispetto ai livelli pre Covid), in calo anche la domanda di gas naturale (-0,3 Mtep), principalmente per il minor ricorso nella termoelettrica (-9%), in buona parte compensato dall'aumento delle importazioni nette di elettricità (+0,2 Mtep). Dopo 19 mesi di variazioni negative, ad agosto 2021 si stima invece un fabbisogno di energia leggermente più sostenuto rispetto allo stesso mese del 2019 (+1%): i cali di gas e petrolio (complessivamente di 0,5 Mtep) sarebbero stati più che compensati dai risultati positivi di importazioni e FER. Anche per settembre 2021 la domanda di energia è stimata in aumento dell'1% circa rispetto al settembre 2019: i cali di petrolio e FER (meno 0,35 Mtep in totale) sarebbero infatti inferiori rispetto al risultato ancora positivo delle importazioni elettriche e della domanda di gas (+6% nella termoelettrica).

Secondo stime preliminari basate su dati parziali, nel corso del mese di ottobre la domanda di energia primaria risulterebbe ancora in aumento tendenziale (+1%), ma sostanzialmente sugli stessi livelli pre Covid (ottobre 2019): il calo dei consumi di petrolio di 0,5 Mtep circa (+4% tendenziale secondo le stime UP, ma nettamente inferiori rispetto alle vendite del novembre 2019), sarebbe infatti stato compensato dall'aumento delle importazioni nette di elettricità (+0,1 Mtep) e della domanda di gas (+0,3 Mtep, il 4%), principalmente per i rialzi sulle reti di distribuzione (+33%, per temperature più rigide del mite ottobre 2019).

Figura A – Driver della domanda di energia (IV trimestre 2019=100)

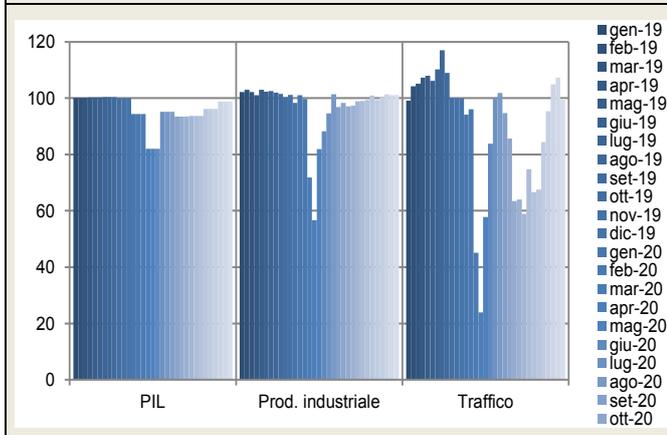
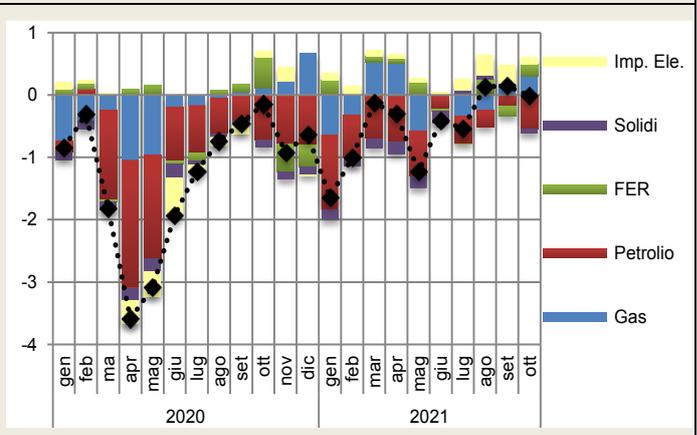


Figura B – Var. mensile del fabbisogno di energia primaria in Italia rispetto ai livelli 2019 (Mtep)



3.2. Consumi finali di energia

La ripresa della domanda di prodotti petroliferi nei trasporti spinge i consumi finali di energia anche nel III trimestre (+7%); nei nove mesi la crescita tendenziale è a doppia cifra

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia nel III trimestre 2021 sarebbero ancora in ripresa rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2020, di circa il 7%, attestandosi sostanzialmente sui livelli dello stesso periodo del 2019 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili). Come emerge dalla **Figura 3-7**, tale risultato fa seguito alla netta variazione positiva del II trimestre (oltre il 25% rispetto allo stesso periodo 2020, quando avevano mostrato cali tendenziali senza precedenti, per le limitazioni alle attività produttive e agli spostamenti), e al più modesto incremento dei primi tre mesi (+1% tendenziale). Complessivamente nei primi nove mesi del 2021 i consumi finali di energia sono dunque stimati in aumento di quasi il 10% rispetto allo stesso periodo 2020, restando tuttavia ancora al di sotto dei livelli pre Covid (meno 4%).

La crescita tendenziale dei consumi finali nei primi nove mesi del 2021 risulterebbe quindi anche leggermente superiore rispetto a quella dei consumi di energia primaria, dal momento che la ripresa dei consumi ha riguardato in primis il settore dei trasporti, mentre l'aumento della domanda elettrica è stato più contenuto (si veda oltre).

Come emerge dalla **Figura 3-7**, la ripresa dei consumi del 2021 avviene dopo la decisa riduzione dello scorso anno (meno 10% sul 2019): allora buona parte di tale riduzione era da ricercare nella contrazione dei consumi di prodotti petroliferi per il crollo della mobilità. Nel trimestre in esame i prodotti petroliferi fanno invece registrare la principale variazione tendenziale positiva, +1 Mtep rispetto al III trimestre 2020 (+8%). La ripresa della domanda di petrolio era stata anche più sostenuta nel corso del precedente trimestre (oltre il 35% rispetto al crollo del II trimestre 2020), mentre nei primi tre mesi dell'anno si registravano ancora variazioni tendenziali negative (meno 5%). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno in corso i consumi di prodotti petroliferi sono dunque tornati a crescere, di quasi 4 Mtep rispetto allo stesso periodo del 2020 (+12%), restando in ogni caso ancora inferiori rispetto ai livelli pre Covid (di 4 Mtep, meno 10%), ma recuperando già 1/3 circa dei 9 Mtep persi lo scorso anno.

Dopo la riduzione dello scorso anno (meno 3,5%), nei primi nove mesi 2021 sono in netta ripresa anche i consumi di gas naturale per usi diretti, di circa 2,5 Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+10%), sia per fattori di natura climatica che per la ripresa delle attività produttive. Così come registrato nel corso del primo e del secondo trimestre (+6% tendenziale e +26% tendenziale rispettivamente, complessivamente oltre 2 Mtep in più), anche nel trimestre in esame i consumi di gas sono in aumento, seppur più contenuto in termini sia assoluti che relativi (+3%). Diversamente dai prodotti petroliferi, la domanda di gas nei primi nove mesi del 2021 è quindi tornata anche oltre i livelli pre-Covid (di quasi l'1% rispetto allo stesso periodo 2019).

Dopo la decisa riduzione dello scorso anno (meno 5% sul 2019), è in netta crescita tendenziale anche la domanda di elettricità sulla rete, +6% rispetto ai primi nove mesi del 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 +3% nel terzo.

In termini di contributi settoriali (**Figura 3-8**), nel terzo trimestre oltre i 2/3 dell'aumento tendenziale dei consumi è da ricercare nella maggiore richiesta di prodotti petroliferi nei trasporti, mentre industria e civile hanno mostrato incrementi tendenziali più contenuti (si veda oltre). Dalla figura emerge invece come nei primi tre mesi dell'anno la minore domanda di energia nei trasporti (meno 0,7 Mtep tendenziale) era stata di fatto compensata dai maggiori consumi nell'industria e nel civile,

mentre nel II trimestre tutti i settori avevano mostrato variazioni tendenziali positive: di circa 2 Mtep tra industria e civile, di circa 3 Mtep i trasporti.

La **Figura** mostra inoltre il trend di costanti riduzioni che dalla crisi del 2009 aveva portato il fabbisogno di energia finale nel nostro Paese fino ai minimi 2014, e il successivo quadriennio di moderata crescita, per la ripresa dell'attività economica. Con la ripartenza delle attività produttive e degli spostamenti del 2021, i consumi di energia calcolati su base annua a fine settembre sono tornati sopra i livelli minimi del 2014, dopo che nel 2020 la pandemia li aveva bruscamente riportati ben al di sotto di tale soglia (meno 7 Mtep circa).

Figura 3-7 - Consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

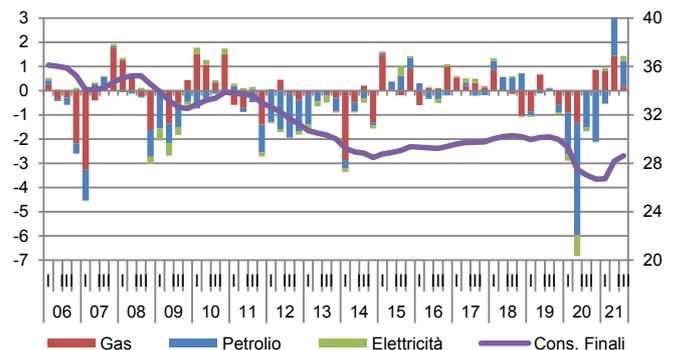
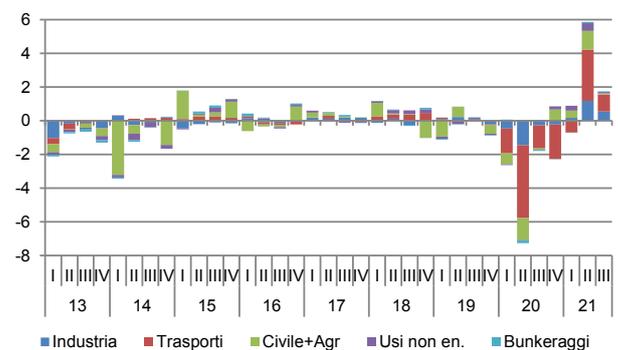


Figura 3-8 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)



Consumi elettrici ancora in ripresa nel III trimestre (+3% tendenziale), tornano anche sopra i livelli pre crisi

Nel corso del III trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica sulla rete è cresciuta di oltre il 3% tendenziale (+2,6 TWh), risultando lievemente superiore anche rispetto allo stesso periodo pre covid, di circa 0,5 TWh (+0,6% sul III trimestre 2019). Dalla Figura 3-9 emerge come tale risultato si registri dopo il rimbalzo del II trimestre, +14% rispetto allo stesso periodo del 2020, quando la domanda elettrica era diminuita di oltre 11 TWh sull'anno precedente. Anche nei primi tre mesi dell'anno la domanda elettrica è risulta in crescita, seppur più moderata, +2% tendenziale (per la ripresa dei consumi di marzo, +12% rispetto al marzo 2020, il primo fortemente influenzato dalle restrizioni anti Covid).

Complessivamente per il periodo gennaio-settembre la domanda elettrica è dunque in aumento del 6,2% in termini tendenziali, ma ancora inferiore di oltre 2,6 TWh rispetto ai livelli pre Covid (meno 1%). Nel corso del 2020 infatti la domanda elettrica era diminuita di oltre il 5% su base annua, principalmente per i decisi cali del II trimestre, quello più duramente colpito dalle restrizioni alle attività produttive (meno 14% tendenziale).

La ripresa della domanda di energia elettrica nei primi nove mesi del 2021 è da ricercare principalmente nella ripartenza delle attività produttive: l'indice della produzione industriale è stimato infatti complessivamente in aumento tendenziale superiore al 15% (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 in decisa ripresa tendenziale nei nove mesi (+15%): al +11% del I trimestre, avrebbe fatto seguito una variazione tendenziale superiore al 25% nel secondo, di quasi il 10% nel terzo.

La Figura 3-9 evidenzia inoltre il trend di riduzione di lungo periodo della domanda elettrica, fino ai minimi del 2014 e la stagnazione del biennio successivo, con i consumi tornati a crescere in modo deciso nel 2017 (+2% rispetto al 2016) e più modesto nel 2018 (+0,4%). Già nel 2019 i consumi elettrici sono poi passati su variazioni marginalmente negative (meno 0,6% sul 2018), prima che il crollo del 2020 (-5% sul 2019) li riportasse ben al di sotto anche dei livelli minimi del 2014 (meno 8 TWh). Con la ripresa dei primi nove mesi del 2021 la domanda di elettricità sulla rete calcolata su base annua è poi tornata sopra la soglia minima del 2014 (+2%).

Nei nove mesi 2021 elettrificazione in riduzione rispetto allo scorso anno; la crescita della domanda di petrolio e gas è quasi doppia rispetto a quella dei consumi elettrici

Come detto, nei primi nove mesi dell'anno in corso si è registrato un deciso incremento della domanda di elettricità sulla rete, che risulta tuttavia inferiore a quello dei consumi di petrolio e gas naturale, che hanno proceduto ad un ritmo complessivamente quasi doppio (si veda par. 3.1). L'elettrificazione del sistema energetico (stimata al 22%) risulta pertanto in riduzione rispetto ai livelli dello stesso periodo 2020 (quasi un punto percentuale in meno), ma comunque superiore rispetto a quanto stimato per i primi nove mesi del 2018 e 2019 (21,5%).

Come riportato nell'Analisi trimestrale 1/2021, per il 2020 si osservava infatti un incremento dell'elettrificazione del sistema (22%, +1 punto percentuale rispetto al 2019), dal momento che il calo dei consumi elettrici (meno 5%) era 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.

Dalla Figura emerge inoltre come l'elettrificazione del sistema abbia proseguito su un trend di crescita fino alla metà del decennio scorso, per poi evolvere lungo una traiettoria di sostanziale stabilità nel successivo periodo 2015-19.

L'andamento altalenante del successivo biennio è invece spiegabile con la limitazione alle attività produttive e mobilità prima, e la progressiva ripresa poi.

Figura 3-9 - Consumi elettrici (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % en. elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

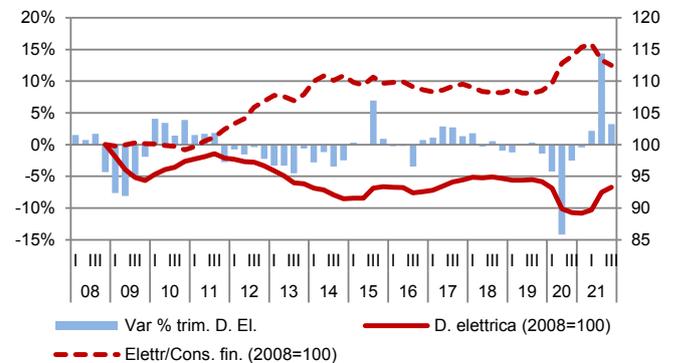


Figura 3-10 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

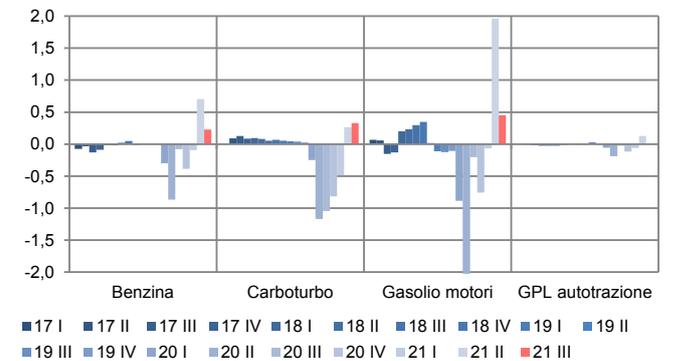
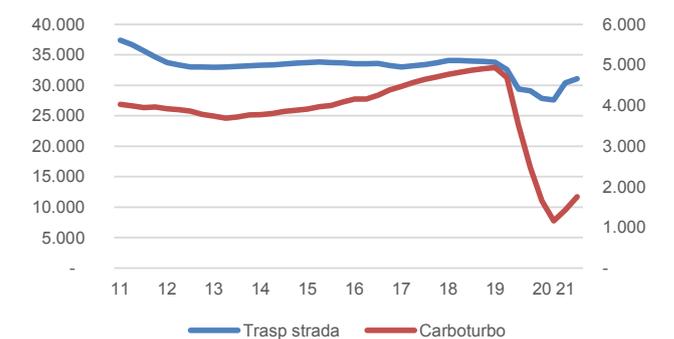


Figura 3-11 - Consumi energetici per il trasporto stradale (ktep, asse sin) e aviazione (ktep, asse dx)



Anche nel III trimestre la domanda di energia nei trasporti cresce a doppia cifra (+15% nei nove mesi)

Dopo la decisa crescita del precedente trimestre, +50% circa rispetto alla primavera del 2020 (contrassegnata dal crollo degli spostamenti per il lockdown su scala nazionale), anche nel III trimestre 2021 i consumi energetici del settore trasporti sono stimati in ripresa, seppur meno sostenuta (+11% la variazione tendenziale). Nel confronto con lo stesso periodo pre covid (III trimestre 2019), il risultato del III trimestre 2021 configura tuttavia un recupero quasi completo (-3%), a fronte del -18% del I semestre (rispetto ai livelli pre covid, I semestre 2019).

Nonostante il calo tendenziale dei primi tre mesi dell'anno (-9%), nell'insieme del periodo gennaio – settembre 2021 i consumi dei trasporti sono stimati superiori ai 25 Mtep, oltre 3 Mtep in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+15%). Rispetto ai livelli pre Covid, la domanda di energia settoriale è stimata comunque ancora inferiore di quasi 4 Mtep (il 13% in meno), sebbene siano stati già recuperati circa 1/3 dei 9 Mtep di riduzione del 2020 (meno 23% sul 2019).

In termini di prodotti, nel III trimestre 2021 si registra una decisa ripresa tendenziale dei carburanti per aviazione, in aumento del 70% circa rispetto ai livelli minimi del 2020, ma inferiori di quasi la metà rispetto allo stesso periodo pre covid. Tale risultato fa seguito alla netta ripresa tendenziale del II (+200% quasi, escludendo gli usi militari), che tuttavia si confrontava con i mesi primaverili dello scorso anno di sostanziale blocco dei voli, e al -65% di inizio anno (che si confrontava con il I trimestre 2020, solo in parte interessato dalla prima ondata pandemica).

Complessivamente nei primi nove mesi del 2021 i consumi per aviazione risultano dunque in ripresa rispetto allo stesso periodo del 2020 (+8%), ma ancora decisamente inferiori rispetto ai livelli pre covid del 60% circa (oltre 2 Mtep in meno), un dato sostanzialmente coerente con il volume di traffico aereo (le movimentazioni negli aeroporti italiani pari a circa la metà di quelle del 2019, dati Assoeroporti). Nel 2020, come mostra la figura, i consumi di carboturbo sono infatti diminuiti complessivamente di oltre 3 Mtep rispetto al 2019 (meno 66%). I risultati, anche se non ancora definitivi, del 2021 e del 2020 interrompono dunque il lungo periodo di variazioni positive, del 7% m.a. nel triennio '16-'18, del 4% nel 2019 (Figura 3-11).

In riferimento al trasporto stradale, per il III trimestre si stima una ripresa tendenziale dell'8%, e di circa la metà rispetto allo stesso periodo pre covid. Il risultato del trimestre in esame si registra a valle del rimbalzo del II trimestre (+50% tendenziale), e la modesta riduzione di inizio anno (meno 3%).

Dopo il risultato decisamente negativo dello scorso anno (meno 18% sul 2019), complessivamente per il periodo gennaio – settembre 2021 i consumi settoriali sono stimati quindi in ripresa tendenziale superiore al 15% (ma inferiori comunque rispetto allo stesso periodo 2019, del 6%),

L'andamento dei consumi nel corso del 2021 sembra inoltre coerente con la ripresa del traffico veicolare, dopo il crollo del 2020 (meno 25% sul 2019, meno 10% per i soli veicoli pesanti). Secondo i dati ANAS l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR), in lieve riduzione tendenziale a inizio anno, è poi risultato in decisa ripresa nel secondo, per il risultato di aprile (con livelli di traffico tre volte superiori rispetto ad aprile 2020, interessato dal lockdown su scala nazionale), ma importante anche a maggio e giugno (+58% e +15% rispettivamente). Anche nel terzo trimestre i dati ANAS vedono una crescita tendenziale in tutti e tre i mesi estivi (+7% a luglio, +5-6% ad agosto e settembre).

Più nel dettaglio, in riferimento alle vendite di gasolio motori, dopo il netto calo del 2020 (meno 4 Mtep sul 2019, oltre il 15% in meno), nel periodo gennaio – settembre del 2021 i dati MiSE mostrano decise variazioni positive (oltre il 15% tendenziale): dopo la variazione marginale di inizio anno (-1%), e il rimbalzo tendenziale del II trimestre (+50% circa), anche nel III trimestre si rileva un aumento delle vendite di gasolio superiore al 7%. Il risultato del III trimestre configura inoltre un recupero anche

rispetto ai livelli pre covid (+4% sui consumi di gasolio del III trimestre 2019), anche se il dato cumulato è comunque ancora lievemente negativo (-5% rispetto al periodo gennaio-settembre 2019). L'andamento delle vendite di gasolio motori risulta sostanzialmente in linea con quello del traffico veicolare pesante: l'IMR dell'ANAS per i soli veicoli pesanti indica infatti per il primo trimestre un marginale calo tendenziale dei volumi di traffico (in calo a gennaio ma in ripresa a marzo), in decisa ripresa invece nel secondo trimestre (+70% ad aprile, +20% circa a maggio e giugno), ancora in aumento, ma più moderato, nel terzo trimestre (+5% in media).

Risulta anche più sostenuta la ripresa delle vendite di benzina, +18% tendenziale nei nove mesi: dopo il calo del primo trimestre (meno 6%) e la ripresa di oltre il 60% nel secondo, nel terzo trimestre le vendite sono ancora in aumento (+12%). Anche in questo caso il dato del III trimestre risulta superiore anche rispetto ai livelli pre covid (+7% sul III trimestre 2019), ma nell'insieme dei 9 mesi comunque ancora inferiori (-7%). Nel 2020 il traffico leggero si è infatti ridotto di oltre il doppio rispetto a quello pesante, con cali per la benzina del 21% (sul 2019).

In ripresa tendenziale anche il GPL autotrazione, di oltre il 6% nei nove mesi del 2021, dopo il meno 22% del 2020.

Figura 3-12 - Consumi energetici per trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata (var. % tendenziali)

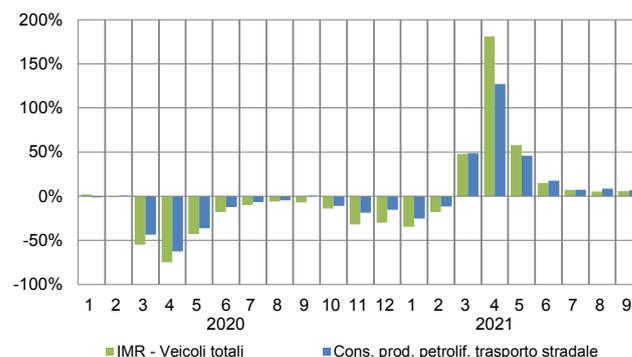
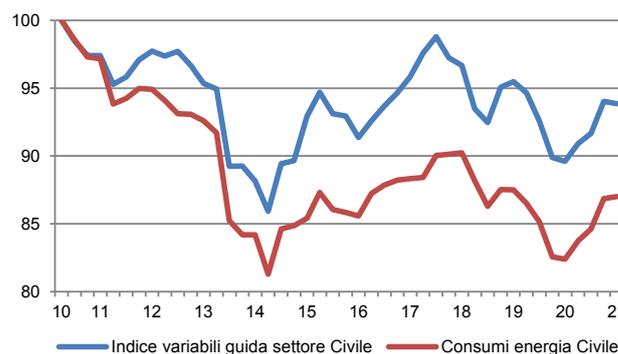


Figura 3-13 - Consumi energetici Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



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

Nei primi nove mesi dell'anno in corso i consumi di energia del settore civile sono stimati in ripresa rispetto allo stesso periodo del 2020, di circa il 6%. Tale risultato è maturato in particolare nel corso del II trimestre (+15% tendenziale, quando erano diminuiti di oltre il 10% sul II trimestre 2019), mentre sia nel I che nel III trimestre le variazioni tendenziali, seppur positive, sono stimate sensibilmente inferiori (+2% in media).

L'aumento tendenziale dei consumi nel civile nei nove mesi del 2021 è da ricercare quasi esclusivamente nella maggiore domanda di gas naturale, superiore di circa il 10% rispetto allo stesso periodo 2021 (+1,7 Mtep). Nonostante il modesto peso del gas nei mesi estivi, nel trimestre in esame i dati SNAM riportano comunque un incremento di domanda sulla rete di distribuzione del 4% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (appena 0,1 Mtep in più). I consumi di gas erano cresciuti in modo più deciso nel II trimestre, +1 Mtep (+30% tendenziale), ed anche a inizio anno dello 0,7 Mtep (+6% tendenziale). Tali incrementi sono inoltre coerenti con le temperature mediamente più rigide sia di inizio anno (rispetto al mite 2020), che di aprile e maggio (+2° rispetto agli stessi mesi dell'anno prima).

Oltre al fattore clima, sulla ripresa dei consumi settoriali ha probabilmente influito anche la ripresa di molte attività del settore dei servizi, rimaste sostanzialmente ferme in particolare nella primavera 2020: secondo stime ENEA basate sui dati Terna dell'IMCEI, i consumi elettrici settoriali sarebbero infatti cresciuti di circa il 7% nel II trimestre, restando su variazioni più modeste nel I e III trimestre.

Nonostante l'incremento tendenziale positivo, per il periodo gennaio-settembre 2021 la domanda settoriale di gas, elettricità e prodotti petroliferi è tuttavia stimata comunque in lieve riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019 (quando era in diminuzione del 7% primi nove mesi del 2019).

L'andamento dei consumi nella prima parte dell'anno in corso risulta inoltre sostanzialmente in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, che hanno complessivamente fornito un netto impulso all'aumento dei consumi (+5% rispetto alla spinta fornita nello stesso periodo dello scorso anno), in particolare nel II trimestre, quando alla spinta positiva del fattore clima si è aggiunto il contributo della componente servizi (+13% 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 (-3% sul 2019) era risultato complessivamente coerente con quello dell'indice sintetico delle variabili guida (-4%): anche in questo caso oltre al fattore climatico un ruolo decisivo lo ha avuto la riduzione del valore aggiunto dei servizi (meno 8% tendenziale), solo in modo marginale ridimensionati dal calo dei prezzi.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3-13), nei primi anni del decennio la domanda di energia si era invece mossa lungo un trend di riduzione più rapido rispetto a quello delle variabili guida del settore, mentre successivamente driver e consumi hanno proceduto in maniera parallela.

Consumi energetici industriali in decisa ripresa nel II trimestre; nei sei mesi la variazione tendenziale è a doppia cifra

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nei primi nove mesi del 2021 sarebbero in decisa ripresa tendenziale, di circa il 10%. Così come detto per il settore civile, buona parte di tale risultato è maturato nel corso del II trimestre, per il quale si stimano incrementi tendenziali superiori al 20%, mentre nel I e nel III trimestre le variazioni sono più contenute e pari a circa il 5%.

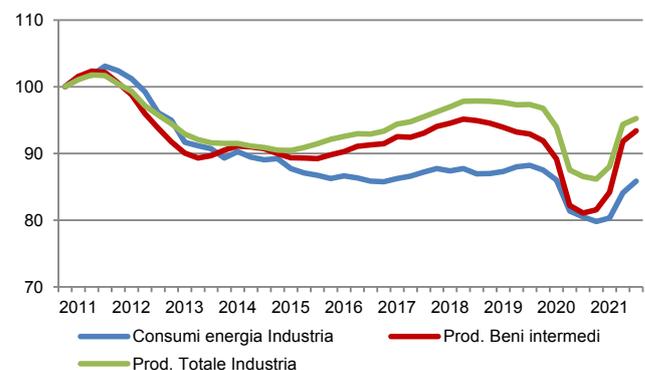
⁵ L'indice Imcei monitora maniera diretta i consumi industriali di circa 530 clienti energivori connessi alla rete di trasmissione elettrica nazionale, nei settori

Rispetto ai livelli pre Covid, la stima dei consumi settoriali per il periodo gennaio-settembre è quindi stimata solo lievemente inferiore (circa l'1%). Si ricorda come nel corso del 2020 il settore industriale fosse stato pesantemente colpito dalle restrizioni alle attività produttive, con un calo della domanda di energia su base annua stimato pari all'8% sul 2019 (con picchi del 17% nel II trimestre).

Oltre la metà dell'incremento dei consumi nel periodo gennaio-settembre è da ricondurre alla domanda elettrica. Secondo le stime Terna basate sull'indice IMCEI⁵ i consumi elettrici dei clienti connessi alla rete in Alta Tensione, dopo il calo dello scorso anno (meno 7%), sono in aumento nei primi nove mesi del 2021 del 15% tendenziale. Al +12% del primo trimestre è seguita una crescita più sostenuta nel II trimestre, +28%, per la decisa ripresa di aprile (+60% rispetto ai minimi dell'aprile 2020), mentre a maggio e giugno le variazioni tendenziali sono state più contenute (+15%). Anche nel III trimestre i dati Terna evidenziano una ripresa tendenziale dei consumi elettrici del settore di quasi il 10%. Anche la domanda di gas settoriale è complessivamente in aumento nei primi nove mesi 2021 (+8% tendenziale, dati SNAM): dopo il +5% del primo trimestre, ed il più deciso 20% del secondo (anche in questo caso per il +45% di aprile), nel terzo trimestre la variazione tendenziale è sempre positiva, seppur decisamente più contenuta (+2%). In calo invece la domanda di prodotti petroliferi, principalmente per le lavorazioni in raffineria.

Allargando l'analisi ad un orizzonte più ampio, la Figura 3-14 mostra come, dopo il periodo di costanti riduzioni negli anni della crisi economica fino ai minimi del 2015, i consumi settoriali siano poi tornati a crescere nel successivo triennio, spinti dalla ripresa dell'economia. Tornati già nel 2019 su variazioni negative (produzione industriale in calo dell'1%), la pandemia che ha colpito il Paese nel 2020 ha indotto un nuovo deciso calo dei consumi, diminuiti anche oltre i minimi del 2015. 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 nei primi nove mesi del 2021 avviene in concomitanza con la ripresa della produzione industriale, +14% tendenziale (per i soli beni intermedi la ripresa è anche più decisa, +20%, si veda par. 2.2). Dalla Figura si osserva infine come il progressivo disaccoppiamento tra produzione e consumi energetici, iniziato nel 2013 e proseguito negli anni 2015-17 di ripresa dell'attività industriale, si sia ridimensionato nel 2018 e 2019. Nel 2020 il calo della domanda di energia è invece stimato meno deciso rispetto a quello dell'indice di produzione industriale, così come nel 2021 la ripresa dei consumi più contenuta rispetto a quella dei driver.

Figura 3-14 - Consumi energetici dell'industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e del totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



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

4. Decarbonizzazione

Emissioni di CO₂ ancora in aumento tendenziale, di oltre il 3% nel III trimestre 2021, di oltre il 7% nei primi nove mesi

Secondo la stima ENEA le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale nel III trimestre del 2021 sono in aumento di oltre il 3% in termini tendenziali (Figura 4-1). Le emissioni del trimestre sono inferiori di meno del 2% rispetto a quelle del III trimestre 2019, configurando dunque una ripresa quasi completa rispetto ai livelli pre-covid. L'aumento dell'ultimo trimestre fa seguito alla variazione tendenziale marginale di inizio anno e a quella sensibilmente più decisa del II trimestre (+25%, in linea con il rimbalzo dei consumi di energia).

Complessivamente nel periodo gennaio-settembre le emissioni sono stimate in aumento superiore al 7% rispetto ai primi nove mesi del 2020, ma restano invece ancora inferiori rispetto del 7% circa rispetto allo stesso periodo 2019.

Nei primi tre trimestri del 2021 è stata "recuperata" circa la metà della riduzione delle emissioni nello scorso anno (35 MtCO₂ circa in meno rispetto al 2019). Il trend in atto porta a prospettare per la fine dell'anno un riassorbimento su base annua compreso tra il 50 e il 60% del crollo delle emissioni del 2020.

L'aumento tendenziale delle emissioni nell'anno in corso risulta solo leggermente inferiore a quello della domanda di energia primaria (v. cap. 3), grazie al fatto che dei quasi 10 Mtep di consumi di energia primaria aggiuntivi rispetto ai primi 9 mesi del 2020 circa il 30% sono importazioni di elettricità.

Nel III trimestre ancora in forte aumento le emissioni nei settori non-ETS, variazione nulla nei settori ETS

La ripresa tendenziale delle emissioni del III trimestre 2021 è riconducibile integralmente ai settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora), per i quali si stima un aumento della CO₂ di circa il 6% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (Figura 4-2), principalmente per la ripresa dei consumi di petrolio nei trasporti.

Nei primi nove mesi del 2021 le emissioni dei settori non-ETS sono stimate in aumento di circa 14 Mt di CO₂ rispetto allo stesso periodo del 2020 (+11% circa), ma ancora inferiori di circa 7 Mt rispetto allo stesso periodo del 2019 (5% in meno).

Come emerge dalla Figura 4-2 i dati del 2021 interrompono la serie di variazioni negative del 2020, quando le emissioni settoriali erano complessivamente diminuite di oltre il 10% sul 2019, principalmente per il crollo dei consumi nei trasporti.

Nel III trimestre 2021 le emissioni dei settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica) sono invece stimate sostanzialmente sui livelli dello stesso periodo dello scorso anno (Figura 4-2). Nel trimestre precedente, invece, le emissioni settoriali erano stimate in deciso aumento tendenziale (circa il 10%), sia per la ripresa delle attività produttive sia per la domanda della termoelettrica. Complessivamente, nel periodo gennaio-settembre le emissioni settoriali sono stimate in lieve aumento tendenziale (+2%), e restano ancora nettamente al di sotto dei livelli pre-Covid (circa il 10% in meno). Nel 2020 le emissioni di CO₂ dei settori ETS avevano infatti avuto un calo senza precedenti (-10% sul 2019).

Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno i settori non-ETS hanno dunque recuperato circa i 2/3 delle emissioni perse nel 2020, mentre nei settori ETS questa quota è inferiore a 1/5. Questi dati vanno ora valutati alla luce dell'innalzamento degli obiettivi 2030 di riduzione delle emissioni deciso in sede UE (tradotto nel pacchetto Fit for 55 della Commissione Europea di luglio scorso, che ha fissato una riduzione delle emissioni di GHG ora pari al 55% rispetto al 1990, mentre per i settori coperti dal sistema EU-ETS il target è alzato al -61%, rispetto al 2005 e per i settori non-ETS la quota assegnata all'Italia nell'allegato I alla proposta di regolamento è una riduzione del

43,7% rispetto al 2005 (un aumento di oltre 10 punti percentuali rispetto al target precedente).

L'Italia deve ancora aggiornare i suoi obiettivi nazionali in accordo con il pacchetto Fit for 55, ma una valutazione della traiettoria in atto rispetto ai due target suddetti evidenzia come la traiettoria emissiva dei settori ETS resti non lontana dal target 2030, nonostante la frenata dell'anno in corso.

Nel caso dei settori non-ETS, invece, il notevole rimbalzo del 2021 sembra riportare le emissioni settoriali verso la traiettoria di variazioni marginali che aveva caratterizzato il quinquennio 2014-2019, allontanandosi di nuovo in modo notevole dal target.

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

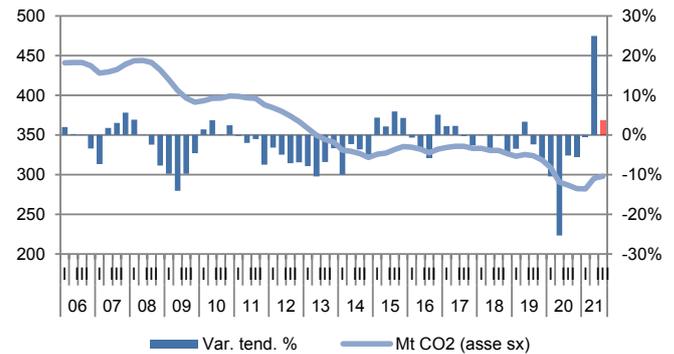


Figura 4-2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

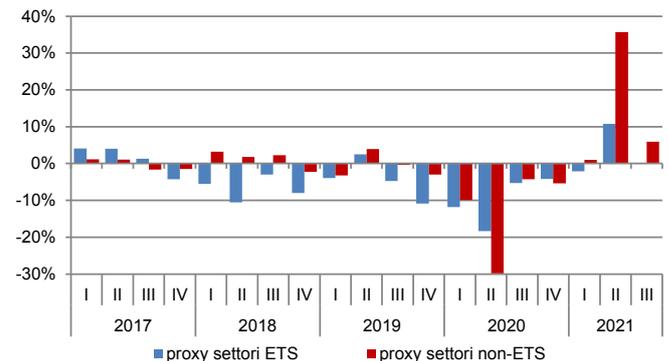
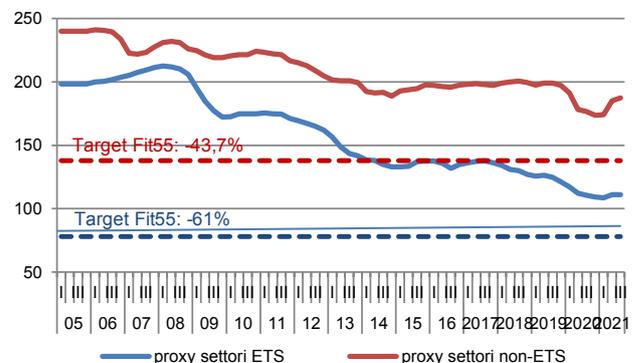


Figura 4-3 - Stima delle emissioni di CO₂ dei settori ETS e non-ETS nell'anno scorrevole (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030.



In termini di settori (Figura 4-4), nel III trimestre 2021 l'incremento tendenziale delle emissioni è da ricercare quasi esclusivamente nella ripresa dei consumi nel settore dei trasporti, mentre sono minori i contributi positivi di civile e industria e in riduzione (sebbene marginale) le emissioni del settore della trasformazione (per la gran parte generazione elettrica). In riferimento all'insieme dei primi nove mesi dell'anno, circa il 60% dell'incremento tendenziale delle emissioni è imputabile ai trasporti, un quarto circa al civile, oltre il 10% alla ripresa dei consumi per le attività produttive, mentre è minimo il contributo della generazione elettrica.

Dalla Figura 4-4 emerge come nel II trimestre l'aumento dei consumi del settore civile, la ripartenza delle attività produttive e soprattutto la ripresa dei consumi nei trasporti avevano fatto aumentare le emissioni settoriali di circa un terzo rispetto ai livelli del 2020, dopo una variazione invece marginale di inizio anno.

Nel 2020 tutti i settori di impiego finale avevano invece registrato variazioni negative, anche se il contributo di gran lunga maggiore era venuto dai trasporti.

Nel III trimestre emissioni di CO₂ della generazione elettrica ancora in riduzione (-3% tendenziale), in primis per il calo della produzione e all'aumento delle importazioni

Nel del III trimestre 2021 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in riduzione rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (del 3% circa), dopo che il calo di inizio anno era stato di fatto compensato dall'incremento del II trimestre (Figura 4-5). Complessivamente per il periodo gennaio-settembre le emissioni settoriali sono dunque stimate complessivamente in marginale riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (circa l'1% in meno), quando si registrava un calo tendenziale del 10% circa (sul 2019), successivo al -3% medio del periodo 2016-19.

Per analizzare l'andamento delle emissioni settoriali, 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 nel trimestre in esame la spinta positiva proveniente dall'aumento dell'intensità carbonica della produzione termica sia stata più che compensata da quella negativa delle altre due componenti. Nel dettaglio:

- nonostante l'aumento della domanda elettrica sulla rete, la produzione nazionale nel III trimestre 2021 è diminuita di quasi il 4% tendenziale, per l'aumento delle importazioni (si veda par. 3.2), fornendo dunque un impulso deciso al calo delle emissioni del settore (-4%). Nei precedenti due trimestri la stessa componente aveva invece fornito un impulso di segno opposto (+2,5 % in media), dato il deciso incremento della domanda elettrica sulla rete (+8% tendenziale sul I semestre 2020). Nell'insieme dei nove mesi si stima quindi un contributo complessivamente positivo, ma marginale; nel 2020 tale componente aveva invece favorito la riduzione delle emissioni (meno 4%), dato il netto calo della produzione nazionale per la contrazione della domanda.
- Nel trimestre in analisi anche la sola produzione termica è diminuita rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, di quasi 3 TWh (-6%), sostanzialmente la stessa riduzione tendenziale (in termini assoluti) della produzione complessiva nazionale, data la variazione trascurabile della generazione da rinnovabili (si veda par. 3.2). La quota di produzione termica sul totale risulta quindi in calo, fornendo un impulso al calo delle emissioni (del 2%). Nel precedente semestre tale componente aveva invece fornito una spinta positiva all'aumento delle emissioni, dal momento che la produzione termica era cresciuta ad un ritmo più sostenuto rispetto alla produzione nazionale (specie nel II trimestre), dato il modesto risultato positivo

delle FER. Nell'insieme dei primi nove mesi ne deriva un contributo complessivamente trascurabile. Nel 2020 la quota di produzione termica aveva invece contribuito al calo delle emissioni.

- Nel III trimestre l'intensità carbonica della produzione termica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto) è invece stimata in aumento tendenziale, dato l'incremento della produzione da solidi e il calo del gas (si veda par. 3.2), fornendo quindi una spinta all'aumento delle emissioni settoriali (+3%), comunque meno decisa rispetto a quella negativa proveniente dalle altre due componenti. Nella prima metà dell'anno da tale componente era invece venuto un impulso alla riduzione delle emissioni del settore (meno 3%), dato l'aumento della quota di gas nel mix di produzione (a scapito del petrolio). Complessivamente nel periodo gennaio-settembre l'intensità carbonica della produzione termoelettrica nazionale è in riduzione, dal momento che si stima un calo tendenziale della produzione da solidi e petrolio (del 10% circa) a fronte di un modesto aumento del gas (+2%, si veda par. 3.2). Il risultato dei primi nove mesi del 2021 configura comunque un'attenuazione rispetto al trend del precedente biennio (meno 7% in media), durante il quale si registrava una decisa accelerazione del phase out del carbone. Dalla figura emerge come il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano, iniziato negli anni novanta con il progressivo abbandono del petrolio, è poi proseguito nello scorso decennio a ritmi sostenuti per l'ampio ricorso al gas naturale e la progressiva diminuzione dei solidi.

Figura 4-4 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

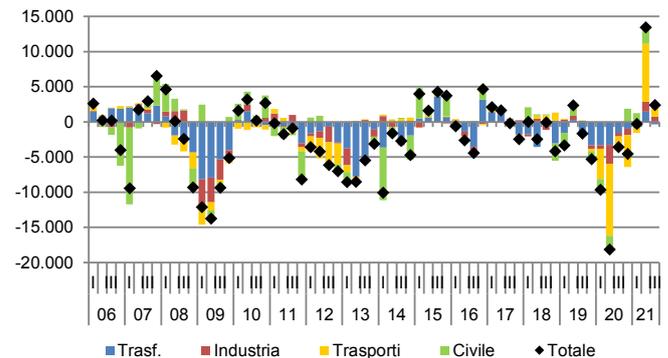
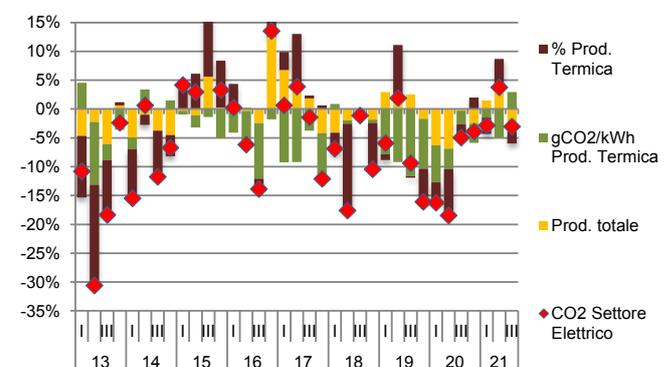


Figura 4-5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale



Anche nel III trimestre emissioni dei trasporti in netta ripresa (+7% tendenziale); nei nove mesi la crescita è anche maggiore

Le emissioni del settore trasporti sono stimate per il III trimestre 2021 in netta ripresa tendenziale, +7% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale risultato fa seguito alla ripresa anche più sostenuta del II trimestre, durante il quale le emissioni erano cresciute del 50% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, quello più duramente penalizzato dalle limitazioni alla mobilità, con l'adozione del lockdown a livello nazionale per l'intero mese di aprile e buona parte di maggio che portarono al crollo dei livelli di traffico (si veda par. 3.2). I risultati del II e III trimestre hanno dunque nettamente compensato il calo tendenziale dei primi tre mesi dell'anno (-3%), portando la stima per i primi nove mesi a +15% rispetto allo stesso periodo del 2020. Nonostante la variazione tendenziale nettamente positiva, le emissioni settoriali risultano tuttavia ancora inferiori di circa l'8% rispetto al periodo gennaio-settembre 2019: dalla figura emerge infatti il deciso calo del 2020 (meno 20% circa sul 2019).

La ripresa dei consumi e delle emissioni nel III trimestre dell'anno in corso 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 (PIL e indice di produzione industriale +4% tendenziale). Anche nel precedente trimestre la ripresa dei consumi e delle emissioni era risultata più sostenuta rispetto a quella dei driver macro economici (si veda cap. 2.2), ma sostanzialmente coerente con il rimbalzo dei volumi di traffico rispetto ai livelli minimi della primavera 2020.

In riferimento ad un orizzonte più ampio, la Figura 4-6 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 (calo dei consumi/emissioni 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.

Forte rallentamento delle vendite di nuove autovetture (-21% sul III trimestre 2020); pesa la crisi delle materie prime

Elemento di preoccupazione per la decarbonizzazione del settore dei trasporti è rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare (Figura 4-7). 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.

Nei primi nove mesi 2021 le nuove immatricolazioni sono state pari a 1.165.826 unità (dati ANFIA) un dato sensibilmente migliore rispetto allo stesso periodo 2020 (quasi 200 mila vetture in più, +20%), ma comunque inferiore rispetto ai livelli pre Covid (oltre 300 mila vetture in meno, il 21% sui primi nove mesi 2019).

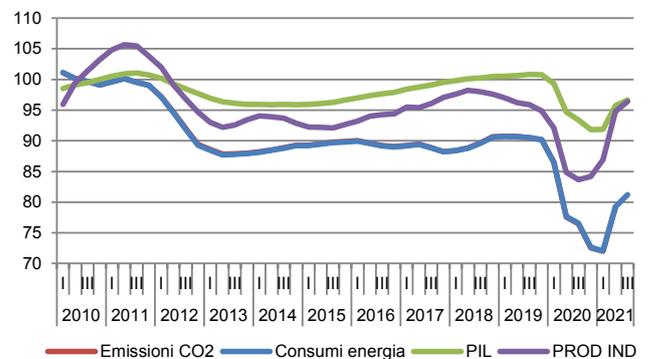
Dopo la ripresa dei primi tre mesi del 2021 (+29% tendenziale) ed il risultato positivo del II trimestre (+85% rispetto allo stesso periodo del 2020, quando il mercato rimase praticamente fermo, in particolare ad aprile, appena 4 mila vetture vendute), nel III trimestre si registra infatti un nuovo calo tendenziale, del 27% circa rispetto ai livelli 2020 (oltre 100 vetture vendute in meno). La flessione del mercato ha riguardato tutti e tre i mesi estivi, dal -19% di giugno, a -27% di luglio, al -33% di settembre.

Secondo una nota ANFIA del 1 ottobre 2021, il risultato del trimestre estivo sarebbe stato fortemente influenzato dal perdurare della crisi dei semiconduttori, responsabile di rallentamenti e blocchi nella produzione e ritardi nelle consegne. Nella stessa nota l'associazione sottolinea inoltre come anche il rapido esaurimento delle risorse dell'ecobonus,

e l'attesa di nuovi incentivi, abbia potuto influire negativamente sulla domanda.

In una ottica di più ampio respiro, 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 ha riportato il mercato dell'auto appena sopra ai livelli minimi del 2013. Le stime ANFIA per l'intero 2021 sono state riviste a ribasso, pari a circa 1,5 milioni di nuove immatricolazioni, l'8% in più rispetto al 2020 e il 22% in meno rispetto ai volumi 2019. I dati più recenti confermano infatti anche per il mese di ottobre un calo del mercato del 36% rispetto allo stesso mese del 2020, in accentuazione quindi rispetto ai risultati pur negativi dei mesi estivi; nei primi 10 mesi dell'anno l'incremento tendenziale è pari quindi al 13%, riducendosi di sette punti percentuali rispetto al +20% tendenziale del periodo gennaio-settembre.

Figura 4-6 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni, nei primi nove mesi del 2021 sono ancora in calo le vendite di auto diesel del 20% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (oltre 65 mila vetture in meno). Dopo la riduzione del primo trimestre (del 6%), e la ripresa tendenziale del secondo (+14 mila unità, +17%), le vendite di vetture diesel nel III trimestre sono state pari ad appena 58 mila unità, meno della metà rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Anche nel 2020 la riduzione del segmento diesel era stata decisa, pari al 41% (311 mila vetture in meno del 2019), più marcata rispetto alla contrazione dell'intero mercato (meno 28%). Dalla Figura 4-8 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.

Nei primi nove mesi del 2021 sono in riduzione dell'8% anche le vendite di autovetture a benzina (meno 30 mila vetture rispetto allo stesso periodo 2020). Dopo il calo del primo trimestre (meno 5% tendenziale), e la ripresa del II trimestre (+40 mila unità rispetto allo stesso periodo 2020, +42%), nei mesi estivi le nuove immatricolazioni benzina sono state appena 73 mila, il 46% in meno rispetto allo stesso trimestre 2020. 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 dello scorso anno (meno 28% sul 2019), nei primi nove mesi del 2021 sono invece complessivamente in ripresa le vendite di auto a GPL e a metano (+25%), nonostante il calo tendenziale del III trimestre (-14%).

Dopo il risultato positivo dello scorso anno (222 mila vetture, più del doppio rispetto al 2019), le nuove immatricolazioni di auto ibride nei primi nove mesi del 2021 sono oltre 328, un dato quasi 3 volte superiore rispetto alle 125 mila dello stesso periodo dello scorso anno. Nonostante la contrazione diffusa del mercato, il segmento ibrido ha fatto segnare anche nel III trimestre una crescita tendenziale (+36%), con oltre 85 mila nuove immatricolazioni, un dato tuttavia in deciso rallentamento rispetto al ritmo dei precedenti due trimestri (120 mila vetture in media).

Anche le vendite di auto elettriche (pure e plug in), oltre 100 mila vetture nei primi nove mesi 2021, sono triplicate rispetto alle 29 mila dello stesso periodo dello scorso anno. Diversamente da quanto detto per gli altri segmenti, le vendite delle auto elettriche nel III trimestre sono risultate in linea con i livelli dei precedenti tre trimestri (circa 32 mila in media).

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 37% dei primi nove mesi 2021.

Figura 4-7 - Nuove immatricolazioni auto in Italia

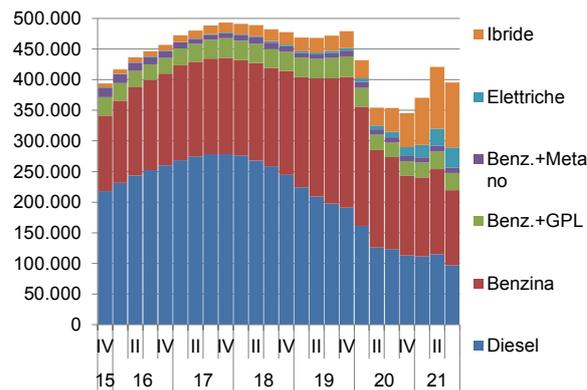
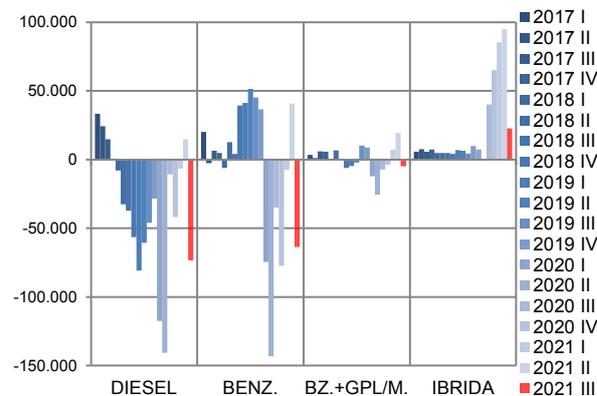


Figura 4-8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)



Dinamiche di lungo periodo delle emissioni e dei loro driver

Allo scopo di analizzare le tendenze di medio-lungo periodo delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale e dei suoi principali driver, in Figura 4-9 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente dell'identità di Kaya alla variazione media annua delle emissioni nei dodici trimestri precedenti, dunque negli ultimi tre anni (N.B: la somma delle variazioni delle cinque componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂, rappresentata da un rombo bianco).

Dalla Figura emerge come il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni, dopo il minimo raggiunto a fine 2020 - inizio 2021 (meno 5,5%), sia andato poi progressivamente attenuandosi, fino al dato del III trimestre 2021, che indica che nei tre anni precedenti le emissioni si sono ridotte a un tasso medio annuo del 3,5%.

Il PIL pro capite, che negli ultimi dodici trimestri risulta in calo a un tasso medio annuo di poco inferiore all'1% continua a rappresentare una componente chiave della riduzione delle emissioni dell'ultimo anno e mezzo, contribuendo nel III trimestre a circa un quinto della riduzione media annua dell'ultimo triennio. Al netto di tale contributo la riduzione media annua delle emissioni sarebbe più contenuta di quasi un punto percentuale (meno 2,6% medio annuo).

Il contributo più importante alla riduzione media delle emissioni negli ultimi dodici trimestri viene dalla riduzione della quota di fonti fossili sull'energia primaria (proceduta nell'ultimo triennio al ritmo dell'1,2% annuo, dunque 1/3 del tasso di riduzione delle emissioni).

I restanti contributi alla riduzione delle emissioni, più contenuti, sono venuti dalla riduzione dell'intensità energetica del PIL e dell'intensità carbonica delle fonti fossili (supportata dal phase-out del carbone), che nell'ultimo triennio sono entrambe in calo dello 0,5% medio annuo).

In un'ottica più ampia, dalla Figura 4-9 emerge anche come, dopo gli anni della lunga recessione (2011-2014), il tasso medio annuo triennale di riduzione delle emissioni sia andato attenuandosi, fino ad arrivare a variazioni positive tra il 2017 - 2018, per poi oscillare su variazioni marginalmente negative nel successivo anno e mezzo. A causa della crisi sanitaria che ha colpito il Paese dal marzo dello scorso anno, e della conseguente drastica contrazione della domanda di energia, nel corso 2020 si è registrata 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.

Tra il 2016 e il 2020 in Italia la riduzione delle emissioni di CO₂ è stata inferiore a quella degli altri principali Paesi UE

In Figura 4-10 si riporta la variazione media annua delle emissioni di CO₂ e la relativa scomposizione per i principali Paesi UE e per la media UE28, nel periodo 2016-2020 (elaborazioni su dati BP). Ne emerge come in Italia, nell'orizzonte di riferimento, si siano registrate riduzioni delle emissioni superiori al 4%, lievemente meno decise del dato medio UE (-5% medio annuo), e dei principali Paesi europei, nei quali i cali sono compresi tra il meno 5,6% della Francia e il meno 6,3% dell'UK.

Tale risultato è inoltre stato ottenuto a fronte di una contrazione del PIL italiano più sostenuta rispetto a quella mediamente registrata in UE nell'orizzonte di analisi: il contributo alla riduzione delle emissioni proveniente dalla componente PIL/cap (in colore giallo) in UE è inferiore al mezzo punto percentuale (come in Germania), di circa l'1% invece in Italia (così come per Spagna e UK, meno per la Francia).

Dalla Figura emerge inoltre come in tutti i Paesi esaminati un importante contributo al calo delle emissioni sia da ricercare nella riduzione dell'intensità energetica del PIL (colore viola), con un contributo che oscilla tra il -1% della Spagna e il meno 3% della Germania. Il contributo di tale componente in Italia è risultato modesto, dal momento che la crisi covid nel nostro

Paese ha determinato un calo della domanda di energia pressoché uguale alla contrazione del PIL (2020 su 2019), mentre negli altri Paesi esaminati si sono registrate riduzioni dei consumi più decise dei cali dei rispettivi PIL (stesso discorso vale per 2016-2020).

Inoltre, pur con dinamiche diverse, in tutti i Paesi analizzati nell'orizzonte di analisi si registra da un lato una crescente diffusione delle fonti rinnovabili, dall'altro la riduzione dei consumi di solidi: le componenti fossili su energia primaria (in azzurro) ed intensità carbonica delle fonti fossili (CO₂/Fossili, in verde) hanno infatti fornito in tutti i Paesi un contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂ nell'orizzonte di riferimento mediamente di quasi il 3% annuo.

Nell'Analisi Trimestrale 3/2020 emergeva inoltre il ruolo della componente economica nel calo delle emissioni in Italia anche prima del crollo per la pandemia Covid. Analizzando i livelli di emissioni di CO₂ tra il 2015 ed il 2019 emergevano per l'Italia riduzioni medie annue delle emissioni di CO₂ più sostenute rispetto alla media dei Paesi UE, ma a fronte di una crescita economica assai più modesta. Annullando il contributo della componente PIL pro-capite, la riduzione media annua delle emissioni in Italia nel periodo 2005-2019 sarebbe infatti risultata pari a circa il 2% m.a., meno sostenuta rispetto alla media dei Paesi UE.

Figura 4-9 - Emissioni di CO₂ – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti

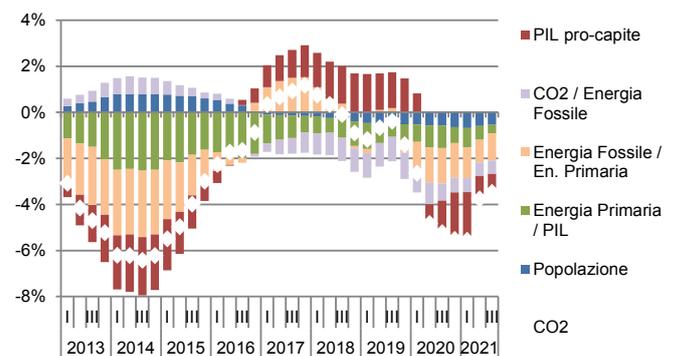
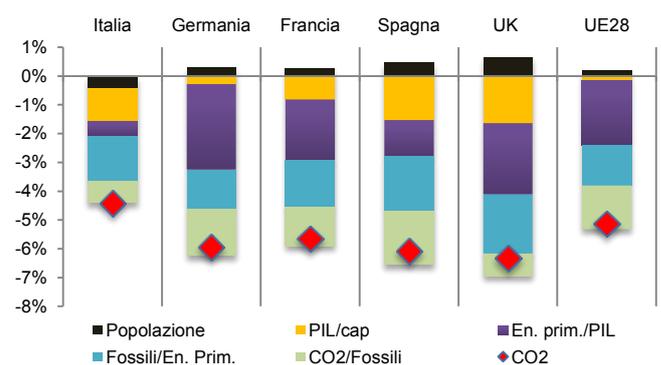


Figura 4-10 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2016-2020)



5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Torna a salire la quota OPEC sulla produzione mondiale, ma è in ripresa anche quella USA

Il 2021 ha rappresentato una notevole rottura delle tendenze prevalenti nel mercato petrolifero globale 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+ hanno adottato drastici tagli produttivi, vedendosi contrarre la propria quota del mercato mondiale di oltre due punti percentuali in un solo anno.

Nel 2021, con il ritorno del mercato a una condizione di eccesso di domanda, anche grazie alla lenta ripresa della produzione non OPEC, i paesi del cartello hanno rappresentato la prima e più importante fonte di ripresa dell'offerta, con un aumento di 3 Mb/g nel terzo e quarto trimestre rispetto a un anno prima, tale da riportare la produzione OPEC ai livelli di inizio 2020. Per la prima volta da molti anni la quota OPEC sul mercato petrolifero mondiale tornerà dunque a salire nel 2021, sebbene solo di qualche decimale (Figura 5-1).

Per la dinamica dell'anno a venire torneranno invece ad essere determinanti le strategie produttive del cartello OPEC+, che sembrano di nuovo costrette ad una strategia difensiva di freno della crescita della produzione, allo scopo di sostenere i prezzi. Gli ultimi dati sembrano infatti indicare che già nel quarto trimestre di quest'anno la produzione USA sta tornando a salire a ritmi sostenuti. Secondo le valutazioni più recenti di fonte IEA (International Energy Agency ed EIA (US Energy Information Administration), il 2022 potrebbe la quota OPEC potrebbe ancora vedere un leggero assestamento al rialzo, ma su livelli inferiori a quelli previsti tre mesi fa, perché nel corso dell'anno tale quota tornerebbe a contrarsi.

Prosegue la ripresa delle importazioni di greggio italiane

Le importazioni di greggio italiane nel terzo trimestre 2021 hanno fatto registrare la seconda variazione tendenziale positiva consecutiva, dopo le cinque forti variazioni negative registrate nel 2020 e nel primo trimestre 2021, che nel 2020 le avevano ridotte in media annua del 20% rispetto al 2019. L'import netto di greggio è salito nell'ultimo trimestre di circa 1,7 milioni di tonnellate rispetto al terzo trimestre 2020, che al saldo positivo del primo semestre dell'anno portano il bilancio complessivo dei primi nove mesi a un saldo positivo di circa 3 milioni di tonnellate.

Nonostante questo i livelli pre-pandemici restano comunque molto lontani, perché i 41 milioni di tonnellate dei nove mesi 2021 si confrontano con i 47 milioni di tonnellate dei primi nove mesi 2019.

Riguardo alla distribuzione dei fornitori di greggio italiano, la dinamica del mix è coerente con il dato globale, che nel 2021 vede un aumento del peso dei paesi OPEC. Nel caso dell'Italia i dati relativi ai primi otto mesi dell'anno mostrano un forte incremento del peso dell'import dalla Libia in particolare, che più che compensa i cali delle quote dell'Arabia Saudita e dell'Iraq. Nel complesso la quota OPEC è tornata negli otto mesi al di sopra del 50% delle importazioni totali italiane, ben cinque 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%).

E' in leggero aumento la quota di import dall'Europa, mentre sono in calo le quote delle altre aree geografiche, cioè America (la cui quota scende del 2,5%, dopo che nel 2020 aveva era salita ai massimi di lungo periodo) e area ex-URSS, che include però l'Azerbaijan, che resta ancora il primo fornitore italiano (23% del totale), seguito dalla Libia (con il 19%).

Produzione interna di greggio sui livelli del 2020

La produzione di greggio italiana continua invece a mantenere una sua dinamica, indipendente da quello dei consumi petroliferi. Nel terzo trimestre dell'anno la produzione interna è rimasta sui livelli di un anno fa, mentre nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno è in calo del 2%. Ma resta ampiamente superiore a due anni fa (+700 kton, pari al +21%).

I dati italiani sono sostanzialmente in linea con il resto d'Europa, dove nel 2020 la produzione interna ha visto un incremento del 14%, cui nei primi nove mesi del 2021 ha fatto seguito un nuovo incremento del 7%. Resta invece in netta controtendenza la produzione britannica, che nei primi nove mesi ha perso il 16% sul 2020 e si colloca ora a -21% rispetto ai primi nove mesi del 2020.

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

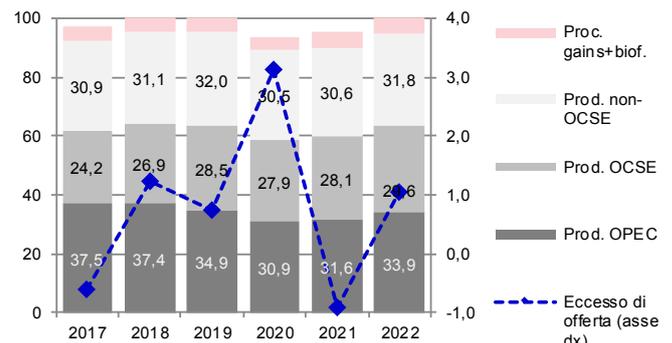


Figura 5-2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

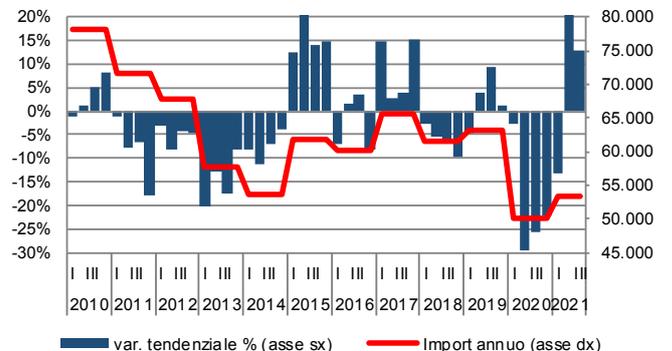
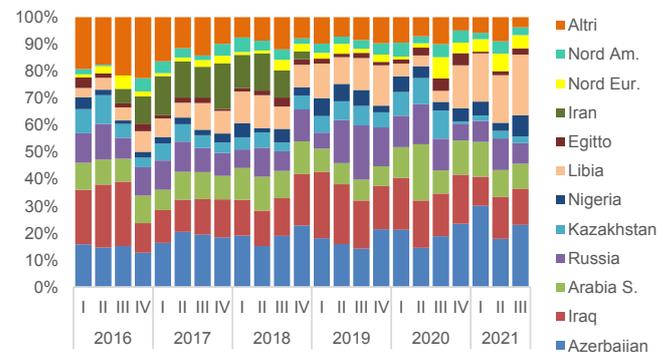


Figura 5-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Crack spread dei prodotti in risalita, restano indietro i distillati medi

Nel terzo trimestre 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 conferma delle aspettative di continuazione della ripresa della domanda. Sia il crack della benzina sia quello del diesel hanno registrato un aumento congiunturale di circa il 20%.

Il crack della benzina ha tra l'altro beneficiato della mancata produzione nel Golfo del Messico per gli uragani che hanno colpito gli Stati Uniti, attestandosi nel trimestre su una media vicina ai 15 \$/bl, un valore simile a quelli registrati a metà 2019 e pari a oltre tre volte quello del terzo trimestre del 2020.

Resta ancora parzialmente diversa la situazione dei distillati medi (diesel e gasolio) e del jet fuel, i prodotti più colpiti dalla pandemia, con conseguenze notevoli sulla redditività dell'intero settore della raffinazione.

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, avvicinando nel trimestre una media di 10 \$/bl, oltre il doppio del valore di un anno prima, ma ancora ben al di sotto dei livelli pre-pandemici.

Questa tendenza dovrebbe comunque continuare e consolidarsi nei mesi a venire 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, ancora inferiori di oltre 3 Mb/g rispetto ai livelli pre-pandemia, che non saranno raggiunti prima della fine del 2022.

In Italia l'aumento del traffico aereo nella stagione estiva ha riportato i volumi di traffico negli aeroporti italiani ...

Ma l'incertezza sull'effettiva evoluzione della domanda di jet fuel, che ha implicazioni dirette sulla marginalità dei distillati medi, resta elevatissima, in quanto soggetta al rischio di nuovi restrizioni per il contrasto della pandemia (più probabili con il diffondersi della nuova variante Omicron).

Nel terzo trimestre il crack del jet fuel è comunque risalito in territorio ampiamente positivo, a fronte dei valori negativi di un anno prima.

Anche in Italia i margini di raffinazione tornano in positivo, ma restano sui minimi decennali

I margini di raffinazione hanno beneficiato nel terzo trimestre dei suddetti miglioramenti della marginalità dei prodotti, che fino ad agosto si è combinata con la fase ribassista dei prezzi del greggio. Sono poi saliti ancora nel mese di ottobre, nonostante la ripresa del greggio, ma i dati parziali di novembre sembrano indicare che i successivi rialzi del greggio possano aver di nuovo impattato sui margini di raffinazione.

Nel terzo trimestre i margini europei, sia dell'Europa Nord occidentale sia dell'area del Mediterraneo, hanno avuto incrementi anche significativi, ma restano comunque su valori storicamente molto bassi, insufficienti a garantire la profittabilità dell'attività. E' diverso il caso degli Stati Uniti, dove i margini di raffinazione sono tornati su valori perfino superiori a quelli pre-pandemici, beneficiando per di più di eventi eccezionali come gli uragani che hanno fermato molte raffinerie per settimane, favorendo la marginalità dei prodotti.

Nel trimestre il margine di riferimento dell'area mediterranea è finalmente tornato in territorio 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 nel

trimestre a un valore medio pari a 1 \$/bl, +2,6 \$/bl rispetto al trimestre precedente, +2,8 \$/bl rispetto terzo trimestre del 2020.

Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) ha invece registrato nel terzo trimestre valori ancora negativi, ai minimi storici, attestandosi a -0,4 \$/bl, come nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno, in netto calo rispetto al +0,7 \$/bl del terzo trimestre 2020 e ai +2,2 \$/bl dei primi nove mesi 2020. Sui margini hanno ora iniziato a pesare anche le elevate quotazioni del gas, che incidono sia sul costo delle lavorazioni che sulle utility di raffinazione, oltre alla persistente debolezza degli spread di jet fuel e gasolio. Si conferma dunque la valutazione della Relazione semestrale di luglio, secondo cui l'attuale è "uno dei peggiori scenari della storia".

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

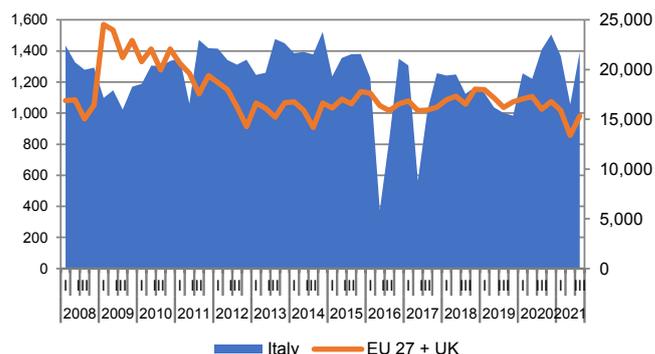


Figura 5-5 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)

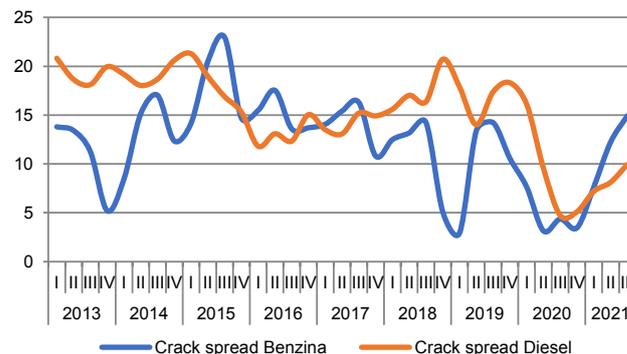
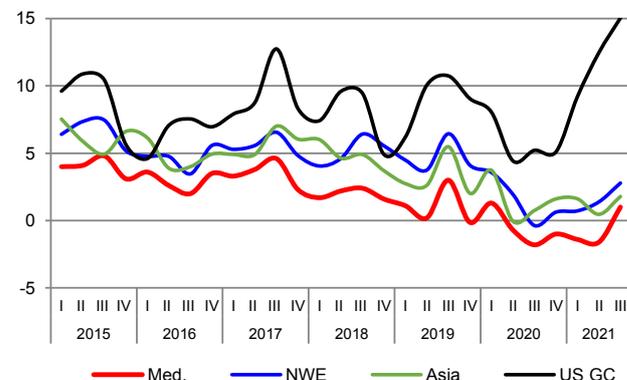


Figura 5-6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)



Resta su valori elevati il premio dei greggi leggeri sui greggi pesanti

Nel terzo trimestre il differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet ha continuato ad allargarsi, a beneficio dei margini di raffinazione. Il differenziale Ural-Brent si è attestato a una media trimestrale di -2,2 \$/bl, contro i 2 \$/bl del trimestre precedente e gli 1,4 \$/bl del primo trimestre dell'anno. Mentre nel terzo trimestre 2020 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.

L'evoluzione recente permette un miglioramento dei 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.

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

Nel corso del 2021 è tornato lentamente a salire il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione europei, grazie al pur parziale miglioramento della situazione del mercato dei prodotti.

I dati relativi all'Italia segnalano un tasso di utilizzo degli impianti in aumento di circa dieci punti percentuali nella seconda metà dell'anno rispetto ai valori di inizio 2021. L'Italia, che partiva da una situazione già difficile prima della crisi pandemica, e che pure ha ridotto il tasso di utilizzo degli impianti in linea con gli altri paesi europei, nel primo trimestre aveva visto scendere il tasso di utilizzo degli impianti al 62%, in ulteriore lieve calo rispetto alla fine del 2020, ben 14 punti percentuali in meno del I trimestre 2020.

Per il terzo trimestre sono disponibili dati ancora molto parziali per l'insieme dei paesi europei, ma i dati relativi alle lavorazioni di greggio sembrano indicare una tendenza generalizzata a una significativa risalita dai valori minimi decennali toccati tra fine 2020 e inizio 2021, sebbene gli ancora depressi margini di raffinazione e crack spread sui distillati medi continuino a rappresentare un freno alla risalita delle lavorazioni.

Inoltre, l'impatto della crisi sui principali paesi europei sembra essere stato relativamente omogeneo, tanto che la posizione ciascuno ha mantenuto la posizione relativa che aveva prima della pandemia, con l'eccezione della Francia, che sembra essere stata particolarmente colpita dalla crisi e che risulta ora il Paese con il minore tasso di utilizzo degli impianti (nella prima metà del 2021 appena superiore al 50%).

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

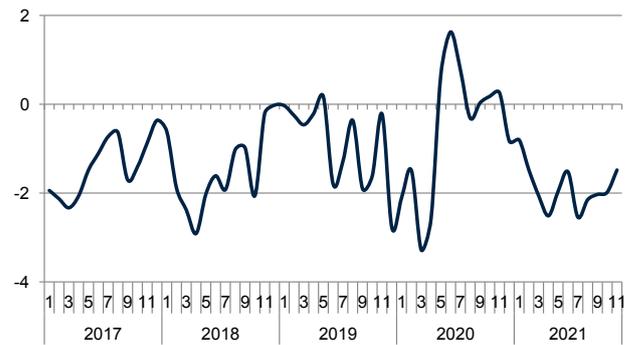


Figura 5-8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%)

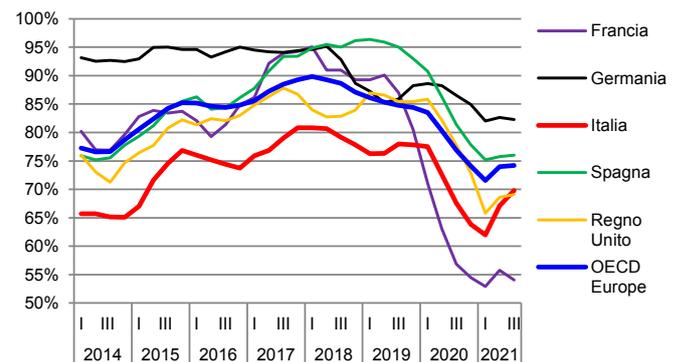
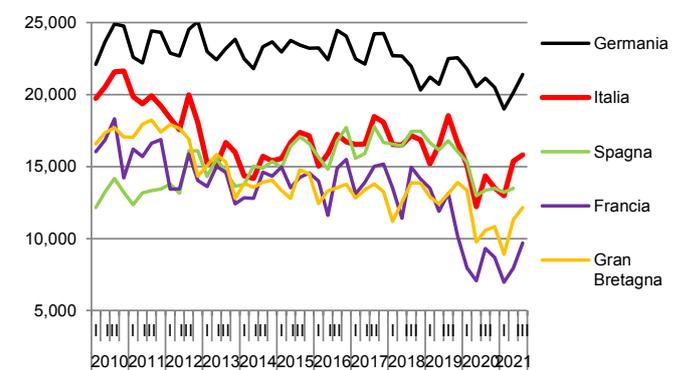


Figura 5-9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)



Impatto della crisi sull'import/export di prodotti raffinati. Il rapporto produzione/consumo di gasolio è ormai sceso all'unità

La crisi della domanda di prodotti petroliferi, che ha fortemente colpito il settore della raffinazione, costretta a ridurre in modo drastico l'attività, ha prodotto un significativo cambiamento dell'equilibrio tra importazioni ed esportazioni che caratterizzava da anni il sistema petrolifero italiano, che sembra consolidarsi anche al di là dell'impatto drammatico avuto nei due trimestri centrali del 2020 (Figura 5-10).

Gli effetti che sembrano perdurare riguardano in particolare il carboturbo e il gasolio.

Le importazioni nette di carboturbo, quasi azzerate durante il II e III trimestre a seguito del blocco dei voli nazionali ed internazionali, continuano a restare su valori estremamente depressi, laddove tradizionalmente il carboturbo è il primo prodotto petrolifero importato in Italia.

Anche le esportazioni di gasolio sembrano attestarsi su valori decisamente più ridotti di quelli ante-crisi, e questo fa sì che anche le esportazioni totali sembrano consolidarsi su livelli inferiori a quelli degli anni precedenti alla pandemia, continuando peraltro un trend già in atto negli ultimi anni.

Una implicazione di rilievo di questa tendenza è che potrebbe essere di prossimo superamento la peculiarità italiana di essere l'unico Paese europeo con un rapporto tra produzione e consumo di gasolio superiore a 1 (Figura 5-11). Nella media degli ultimi quattro trimestri il rapporto in questione si è infatti collocato esattamente a 1, minimo decennale. E le prospettive poco positive della domanda di gasolio motori in Europa, confermate dai più ridotti crack spread rispetto alla benzina, non favoriscono certo una ripresa della produzione.

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 – Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)

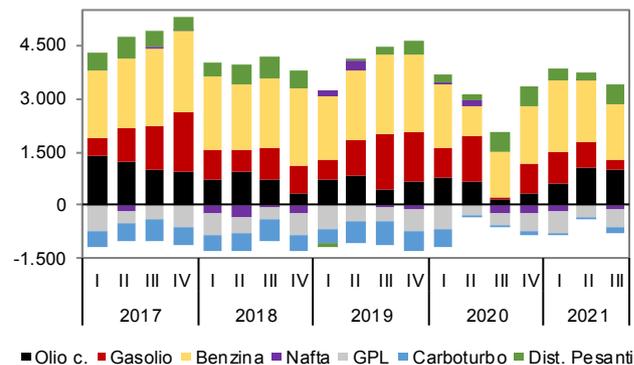


Figura 5-11 – Rapporto tra produzione e consumo di gasolio – media mobile a 4 termini

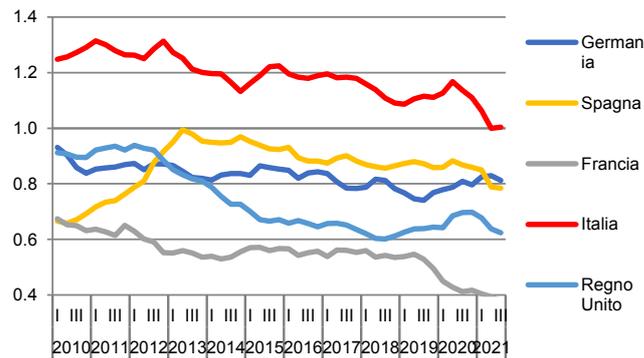
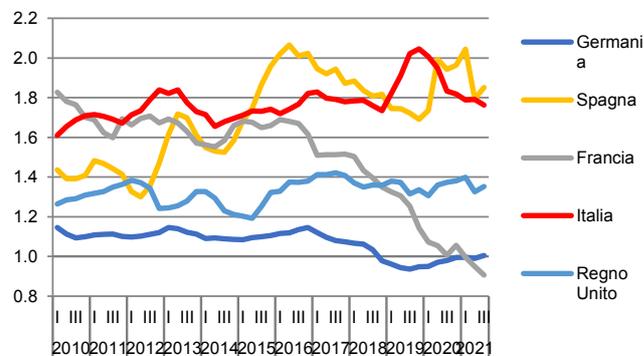


Figura 5-12 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina – media mobile a 4 termini



5.2. Sistema del gas naturale

Frena la ripresa della domanda in USA, resta forte in Asia

Nel terzo trimestre 2021 i consumi globali di gas, secondo le ultime stime della IEA, pur risultando in crescita nella maggior parte delle varie aree mondiali, grazie alla continuazione della ripresa economica (che si riflette soprattutto nella domanda del settore industriale), sono stati calmierati dalla repentina salita dei prezzi, ormai tali da aver incrinato la competitività del gas rispetto alle altre fonti e quindi anche la rigidità della sua domanda, almeno nel breve periodo.

Negli Stati Uniti il consumo di gas è diminuito in misura stimata pari all'1% nei primi tre trimestri del 2021, in quanto la maggior intensità di domanda dovuta alle rigidità climatiche nei primi mesi dell'anno è stata più che compensata da un calo della domanda nella generazione elettrica (dove carbone ed idroelettrico sono cresciuti rispettivamente del 28% e del 5%). Nell'area asiatica la crescita della domanda di gas è rimasta robusta nei primi tre trimestri, trainata nella prima parte dell'anno dalle forti rigidità climatiche e poi da temperature altrettanto estreme nei mesi estivi nelle regioni del Nord Est, nonché da un significativo rimbalzo dell'attività industriale, soprattutto in Cina. Le ultime stime della IEA a consuntivo 2021 indicano un aumento del 7% per il consumo totale di gas in Asia essenzialmente ascrivibile alla Cina (+13%, per metà ascrivibile all'industria, per un terzo alla generazione elettrica), la quale da sola incide per il 73% della crescita. Si prevede che la crescita della domanda rimanga solida – intorno al 5% - anche nel 2022, trainata principalmente da Cina (per il 65%), India (11%) e Paesi emergenti.

Per il 2022 è prevista una crescita della domanda in rallentamento al +8% in Cina, in accelerazione al +7% in India, mentre in Giappone, dopo la variazione all'incirca nulla di quest'anno si prevede una contrazione della domanda nella generazione elettrica per il riavvio di parte della produzione da nucleare. Tra il 2019 e i 2022 la sola domanda cinese sarà aumentata di circa 100 miliardi di m³.

Consumi europei di gas in rallentamento

Nel terzo trimestre 2021 la domanda europea di gas naturale è stata pari a 77 miliardi di m³, in calo del 9% (7,4 miliardi di m³ in termini assoluti) rispetto al corrispondente trimestre 2020. Nei primi nove mesi dell'anno i consumi sono in aumento di 27 mld di m³ (+8%), mentre la proiezione per l'intero anno si colloca vicino al valore del 2019. Entrambe le componenti dei consumi si ridimensionano rispetto ai trimestri precedenti, seppure in modo alquanto differente sia nel segno che nella misura: significativo il calo della generazione elettrica, che in termini assoluti risulta il maggiore dell'ultimo decennio (-6,3 miliardi di m³, pari a -22% rispetto al terzo trimestre di un anno prima); i consumi per altri usi fanno invece segnare un ulteriore incremento, sebbene pari a soli 900 milioni di m³, marginale rispetto a quelli sostanziali dei due trimestri precedenti e comunque il più contenuto tra quelli avvenuti in tutti i cinque trimestri di rimbalzo post-crollo pandemico.

Rispetto al range della media decennale 2011-2019 i consumi della termoelettrica hanno registrato un 2021 altalenante: a un primo trimestre in contrazione, chiuso vicino ai minimi del range, ha fatto seguito un secondo trimestre di deciso recupero che ha portato a sfiorare nei mesi primaverili l'estremo opposto, ossia ai massimi rispetto alla media decennale; per poi infine nel terzo trimestre – dato il sensibile calo citato in precedenza – tornare in linea con la media decennale.

Con gli alti prezzi perdita di competitività relativa del gas

I consumi del trimestre nell'ambito della generazione elettrica risentono certamente della stagionalità penalizzante, ma sono altresì da relazionarsi anche al fortissimo incremento del prezzo del gas ed alla carenza di offerta manifestatasi con varia

intensità e modalità fin dall'inizio dell'anno in corso, nonché all'ulteriore incremento del prezzo dei diritti di emissione. La perdita di competitività del gas risulta anche in rapporto ad una crescita economica che nello stesso periodo ha addirittura accelerato: il PIL dell'area euro nel terzo trimestre 2021 è aumentato del 2,2%, rispetto al +2% del trimestre precedente; la crescita tendenziale rispetto al terzo trimestre 2020 è stata del 3,7% in Eurozona, del 3,9% nell'EU 27.

In particolare, in termini di competitività rispetto al carbone, nel biennio 2019-2020 il prezzo relativo carbone-gas si è mantenuto notevolmente favorevole allo switch verso il gas. Il forte aumento del prezzo del gas a partire dall'autunno 2020 è stato infatti in buona parte neutralizzato sia dal contestuale – sebbene percentualmente minore – aumento dei prezzi del carbone (che ha contenuto l'aumento del prezzo relativo), sia dal fortissimo aumento del prezzo dei diritti di emissione, che ha contribuito in modo indiretto ad “aumentare” ulteriormente il prezzo del carbone corretto per l'intensità emissiva, perché la quantità di diritti necessari per coprire la generazione elettrica da gas è mediamente 2-2,5 volte inferiore rispetto a quella da carbone a parità di energia prodotta. Negli ultimi mesi, tuttavia, l'impennata dei prezzi del gas (raddoppiati tra luglio e ottobre) ha portato per la prima volta questi ultimi nettamente al di sopra anche del prezzo del carbone corretto per le emissioni: i prezzi relativi sono ora nettamente sfavorevoli alla competitività del gas, e l'attuale andamento delle curve forward lascia prevedere che tale situazione permanga almeno fino alla metà del 2022. Nel frattempo, il gas ha perso, almeno temporaneamente, quote di mercato a favore del carbone (Figura 5-15).

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)

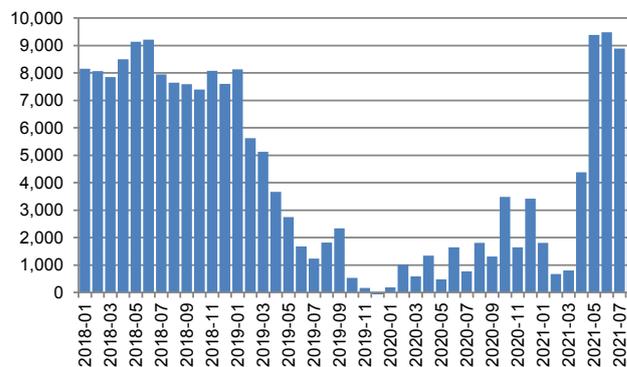
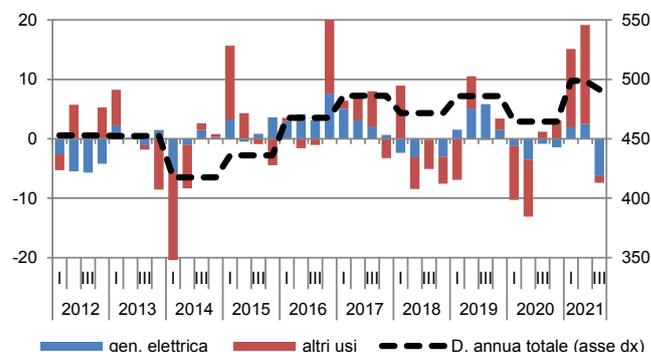


Figura 5-14 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)



Importazioni di GNL in Europa in sensibile contrazione

Le importazioni di GNL in Europa hanno subito nel terzo trimestre 2021 un notevole contraccolpo al ribasso dopo il forte rimbalzo mostrato nel mese di marzo ed il successivo consolidamento avvenuto nel secondo trimestre su valori comparabili a quelli pre-pandemici del 2019. In particolare, relativamente al bimestre luglio-agosto, l'import ammonta a 10,8 mld m3, pari al -22,3% rispetto ai 13,9 mld dello stesso bimestre 2020 e a quasi -30% in confronto ai 15,4 mld di quello 2019. Si tratta dell'ammontare più basso dal 2018, inferiore pertanto inferiore non solo a quello del terzo trimestre 2020 - allorchè si stava concretizzando il forte rimbalzo dovuto alla ripresa dell'attività economica - ma anche ai livelli registrati nel corrispondente trimestre 2019 con l'attività economica ancora su livelli pre-pandemici. Viene pertanto interrotto il processo di ripresa che aveva riportato l'import in linea con l'ultimo biennio (a parità di periodo), ritornando in sostanza ai valori deficitari del primo trimestre dell'anno. Inquadri in ottica pluriennale, tali valori si collocano su livelli precedenti ed inferiori al grande balzo del 2019, ed al contempo di poco superiori all'import medio del precedente quinquennio 2013-2018.

Si confermano, quindi, sia le forti oscillazioni dell'import, sia le ragioni dalle quali sono di volta in volta determinate.

Al crollo dovuto ai lockdown per il Covid19, seguito da un rimbalzo nella parte centrale del 2021 grazie alla ripresa dell'attività economica - il tutto in un perdurante contesto di eccesso di offerta ormai strutturale da diversi anni - è subentrato nel corso dell'inverno un ribaltamento dell'eccesso di mercato (da offerta a domanda) sia per ragioni congiunturali climatiche sia per i mancati investimenti infrastrutturali indotti dalla situazione precedente e le conseguenti strozzature produttive e logistiche. Ciò ha indotto un aumento rapido, estremo e generalizzato dei prezzi su tutti gli hub mondiali, ma con intensità relativa nettamente maggiore su quelli asiatici (spread Japan-TTF molto ampio) e un conseguente razionamento dell'offerta a favore di questi ultimi: di qui la nuova caduta dell'import sui mercati europei, equivalente a domanda non soddisfatta. Successivamente anche la dinamica dei prezzi si è invertita, con lo spread Japan-TTF tornato altrettanto repentinamente a chiudersi, e l'import europeo di GNL (inversamente correlato ad esso) a risalire. Infine, a partire da giugno e nel terzo trimestre 2021, lo spread è tornato nuovamente a divaricarsi, passando a una media di 5,4 €/MWh rispetto ai 3,5 del trimestre precedente: determinando dunque l'ultima, nuova caduta dell'import. In un'ottica di lungo periodo tale ridimensionamento riporta l'import di GNL in linea con la media quinquennale, a differenza del calo avvenuto ad inizio 2021 che ne aveva comunque lasciato i livelli su valori superiori rispetto alla media (Figura 5.137).

Si riduce sensibilmente l'export USA verso i mercati europei

Nel nuovo contesto di eccesso di domanda creatosi sul finire del 2020, gli Stati Uniti continuano a rivestire il ruolo di Paese driver determinante nei flussi di export. Nel terzo trimestre le esportazioni americane di gas naturale verso l'UE sono diminuite del 31,8% rispetto al secondo (2,24 mld m3 in valori assoluti), dopo due trimestri consecutivi entrambi stabili sopra la soglia dei 7 miliardi m3. La diminuzione si registra anche a livello tendenziale rispetto al quarto trimestre 2020 (-14,6%). L'export verso l'Italia mostra invece un andamento in parte discordante, e comunque nettamente meno negativo: ad una flessione del 22,6% nel terzo trimestre 2021 rispetto al precedente (-85 mln m3 in termini assoluti), fa riscontro nell'andamento tendenziale una triplicazione rispetto ai valori del quarto trimestre 2020 - che erano ammontati ad appena 87 mln m3 - sebbene si tratti di un riferimento almeno in parte distorto avendo questi ultimi risentito in modo drammatico del ribaltamento di mercato e dell'improvvisa carenza di offerta registratasi nella stagione autunnale 2020 a livello globale.

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)

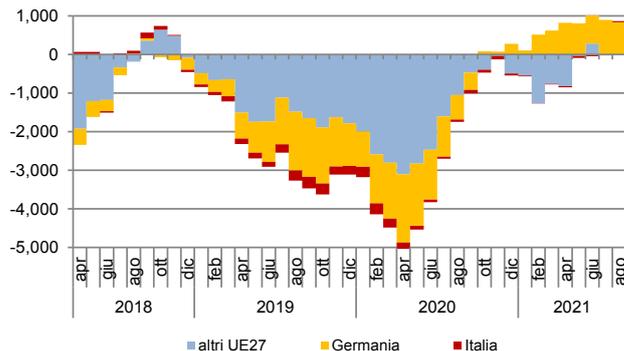


Figura 5-16 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m3, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

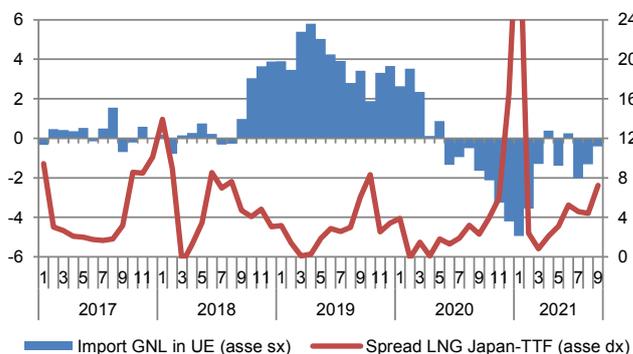


Figura 5-17 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

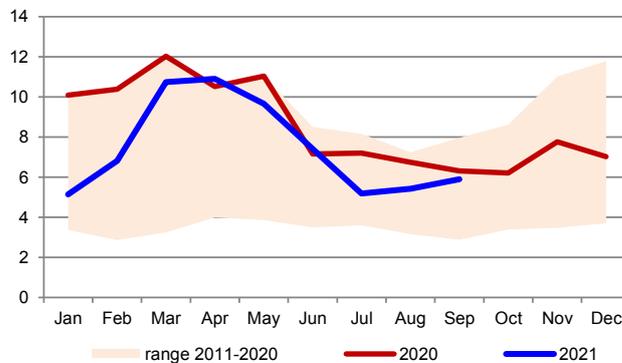
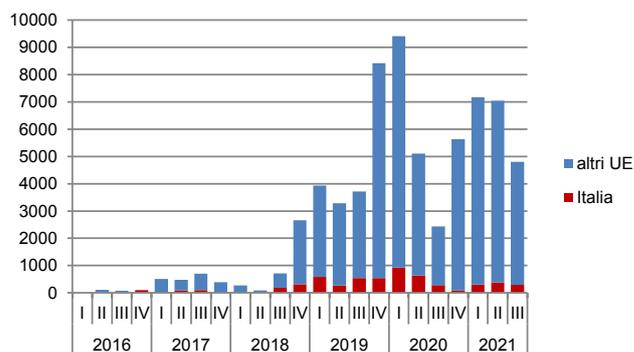


Figura 5-18 – Esportazioni di GNL USA in Europa e Italianel resto del mondo (milioni di m³)



Domanda di gas in Italia in lieve regressione, anche su base annua

In linea con l'andamento europeo, la domanda di gas naturale in Italia nel terzo trimestre è ammontata a 13,4 mld m3, in diminuzione del 7,8% rispetto ai 14,54 mld del trimestre precedente. Anche su base tendenziale annua si registra una leggera regressione, pari a -2,3% rispetto ai 13,7 mld del terzo trimestre 2020 (Figura 5-19), e questo costituisce invece un elemento di differenziazione rispetto ai mercati continentali. Il processo di recupero avvenuto nel primo semestre 2021 conosce dunque una pausa, sebbene i consumi si mantengano comunque in prossimità dei massimi storici trimestrali registrati nell'ultimo biennio.

A livello settoriale, spicca la forte accelerazione dell'industria: +77 milioni di m³ come differenza della media trimestrale rispetto a quella decennale (Figura 5-20), con una punta su base mensile pari a 104 mln ad agosto, che rappresenta il maggior differenziale positivo dal dicembre 2017. La domanda del settore termoelettrico risulta invece in calo contenuto, continuando le proprie oscillazioni intorno alla media in essere da alcuni anni.

Approvvigionamenti: nuovamente in mercato calo il GNL a vantaggio del gas algerino

Per quanto riguarda le importazioni, nel terzo trimestre 2021 sono ammontate a 16,35 mld m3 (Figura 5-21), pressoché invariate rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente. Continua il ridimensionamento dell'import algerino (pari a 4,12 mld m3, -23,4% rispetto al trimestre precedente) ma non su base tendenziale (+35,5% rispetto al terzo trimestre 2020), rimanendo ai livelli più elevati dell'ultimo quinquennio. Subisce una forte flessione il GNL, il cui import è stato pari a 2,29 mld m3, sia rispetto al trimestre precedente nel quale aveva fatto invece registrare un significativo recupero (-32,4%), sia soprattutto su base tendenziale (-33,1%), continuando a replicare l'andamento dell'import europeo. Torna così a rafforzarsi il ripristino della situazione antecedente il 2019, ovvero il gas algerino come principale provenienza di riserva rispetto all'import dalla Russia, ruolo nel quale era stato scalzato per circa un biennio dal GNL. L'import di gas russo si riduce a 6,76 mld m3, facendo segnare non soltanto il tipico decremento stagionale tra secondo e terzo trimestre, ma soprattutto – relativamente a quest'ultimo periodo dell'anno – il minor ammontare dal 2016 e pari a circa il 10% in meno rispetto alla media dell'ultimo quadriennio (-700 mln m3 in termini assoluti). Il gas dal Nord Europa torna a livelli assolutamente marginali (183 mln m3), si mantiene stabile il gas libico intorno ai minimi storici (circa 800 mln m3), mentre infine risale leggermente la simbolica produzione nazionale (773 mln m3). In ottica di lungo periodo i valori delle immissioni giornaliere medie in Italia per punto di entrata (v. fig. 5.19) vedono quelle russe tornare nuovamente a contrarsi dopo un secondo trimestre di recupero, riportando la media giornaliera del 2021 da 80 a 77 mln di m3 giornalieri, allineata a quella del 2020 ed appena sopra la media decennale 2010-2020. L'Algeria viceversa incrementa le immissioni alzando la media 2021 da 58 a 62 mln m3, ormai quasi al doppio della media 2020 e circa il 50% in più della media decennale; di contro, si riduce il GNL da 31 a 27 mln m3 giornalieri, allontanandosi dalla media 2020 (34 mln) e riavvicinandosi alla media di lungo periodo (24 mln); il Nord Europa riduce ancora le già simboliche immissioni da 6 a 4 mln m3, sempre lontanissime dai 23 dell'anno precedente e dalla media di lungo periodo; la Libia mantiene invariati i valori a 9 mln m3, sempre inferiori a quelli del 2020; infine, si incrementano da 15 a 17 mln m3 le immissioni medie 2021 tramite il TAP, entrato in funzione a regime ad inizio anno. Icalcando i prezzi al TTF europeo, anche lo spread PSV-LNG Japan ha seguito nei primi tre trimestri del 2021 un andamento a "N". Dopo il picco storico di inizio anno, si è poi pressoché azzerato nei mesi di marzo e aprile per poi infine divaricarsi

nuovamente e fortemente: nel terzo trimestre è più che raddoppiato (rispetto al secondo) da una media di 2,67 €/MWh a 5,74, ed il dato mensile di ottobre riporta un ulteriore raddoppio rispetto a settembre a 12,83 €/MWh. L'import di GNL ha seguito un andamento inversamente correlato

Figura 5-19 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

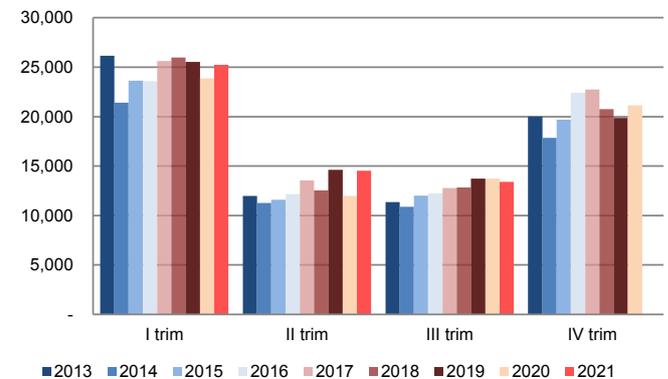


Figura 5-20 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

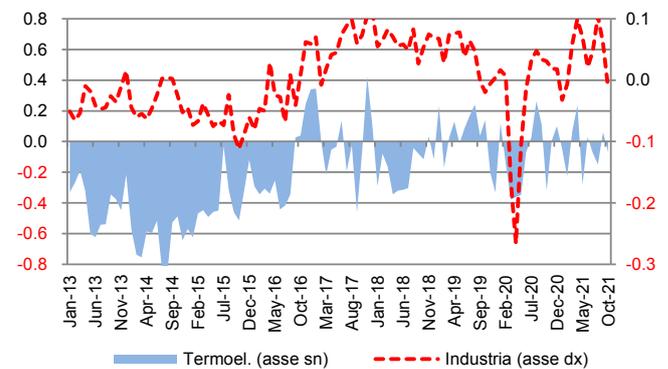
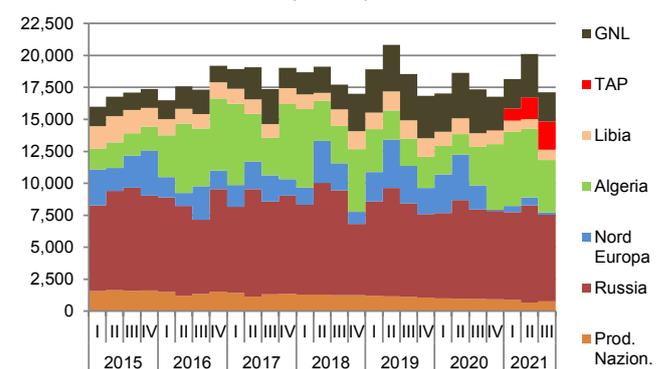


Figura 5-21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



Il TAP frena l'aumento della concentrazione delle fonti di approvvigionamento

Sotto il profilo della diversificazione geografica delle fonti, nel terzo trimestre 2021, rispetto al secondo, scende leggermente l'incidenza del gas algerino sul totale dell'import (dal 27,7 al 25,2%), il gas russo risale al 41,3 dal 39%, mentre la quota del GNL torna nuovamente a contrarsi al 14% dal 17,4. Sale significativamente il contributo del TAP, che dall'8,8% arriva al 13,4%, quasi appaiando in pratica il GNL. Il gas libico risale appena dal minimo decennale segnato nel secondo trimestre (passando dal 3,9 al 4,9%), mentre resta marginale il contributo del gas nordeuropeo, penalizzato sia dalla ridotta disponibilità di import a Passo Gries (per la messa fuori servizio di una delle due linee del gasdotto TENP, con conseguente riduzione di capacità in uscita dal sistema tedesco presso Wallbach) sia dall'impennata dei prezzi spot, cui sono agganciate la gran parte delle importazioni dal Nord Europa.

Nel complesso si può rilevare come il progressivo e crescente apporto dell'import attraverso il TAP nel corso del 2021 abbia contribuito a diversificare la composizione complessiva delle importazioni in una fase in cui, in mancanza di questa opzione, l'attuale situazione del mercato, con carenza di GNL e gas dal Nord Europa, avrebbe potuto portare ad un sostanziale aumento della concentrazione delle fonti di approvvigionamento. Mentre il gas russo rimane stabilmente la prima fonte continuando ad oscillare intorno alla quota del 40% degli approvvigionamenti, il gas del TAP ha infatti sostanzialmente tamponato il mancato import nordeuropeo e il minor afflusso di GNL dovuto alle carenze di offerta globali. Nonostante questo, nella seconda metà dell'anno la somma del gas russo e algerino arriva probabilmente a superare il 70% del mix, con un deciso peggioramento dell'indicatore che unisce diversificazione e stabilità politica dei fornitori.

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 nell'ultimo trimestre 2020, aveva registrato movimenti altalenanti nei primi mesi del 2021, ma a partire dal terzo trimestre, in concomitanza dell'impennata dei prezzi, 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).

Sembra dunque consolidarsi la tesi che l'import addizionale di gas reso disponibile dall'entrata a regime del gasdotto TAP possa rappresentare un contributo decisivo per uniformare i prezzi dei due hub, comprimendo lo spread in modo *strutturale*. L'azzeramento dello spread PSV-TTF comporta inoltre riflessi sui saldi di import / export: ad agosto il gasdotto Transigas a Passo Gries ha registrato significativamente flussi in uscita per 66 milioni di m³ contro flussi in entrata per soli 6 milioni.

Figura 5-22 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)

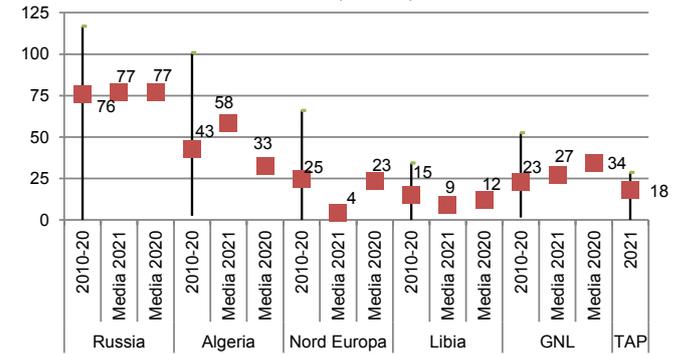


Figura 5-23 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e prezzo del GNL importato in Giappone (dx)

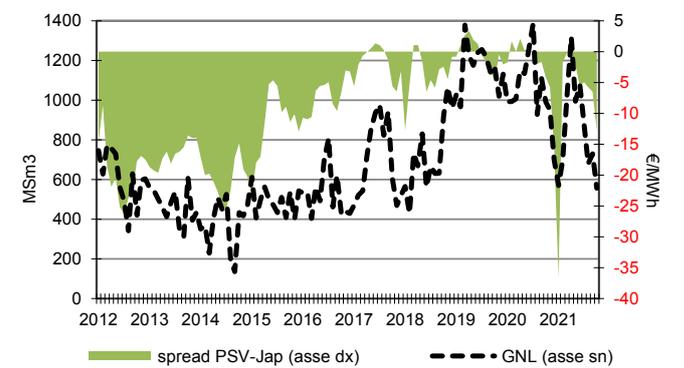


Figura 5-24 – Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)

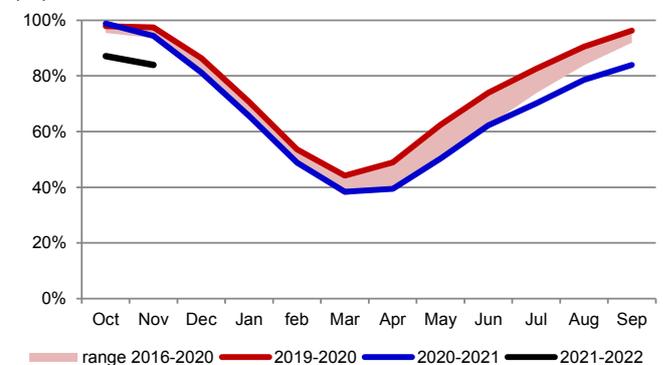
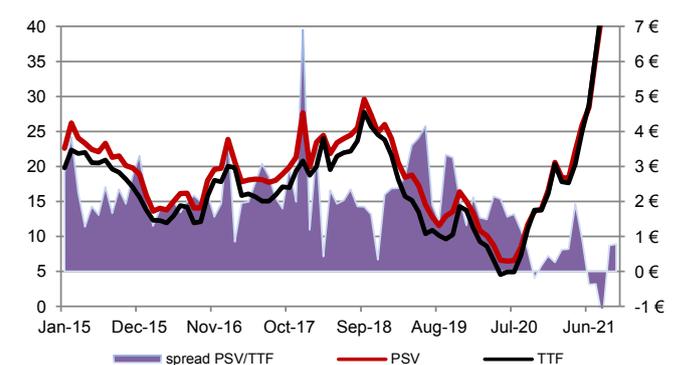


Figura 5-25 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



Indicatori di sicurezza alla vigilia dell'inverno. N-1 inferiore al 100% in uno scenario pessimistico

Il sistema del gas italiano arriva all'inverno 2021-2022 in una situazione infrastrutturale complessivamente migliore di quella degli anni scorsi, grazie alla disponibilità a pieno regime del gasdotto TAP e (già dall'anno scorso) dell'impianto di stoccaggio di Corneigliano Laudense. D'altra parte, questa stagione invernale arriva in un contesto di estrema tensione sul mercato globale del gas, con prezzi più che doppi rispetto ai precedenti massimi storici, carenza di offerta di GNL e stoccaggi europei ai minimi.

L'analisi del sistema mediante la formula N-1 nella sua "versione standard", uno dei principali indicatori utilizzati per valutare il livello di sicurezza dei sistemi del gas degli Stati Membri nei loro Risk Assessment, fornisce oggi risultati rassicuranti (v. Piano di Azione Preventiva per il Sistema italiano del gas naturale del dicembre 2019, PAP 2019). L'indice N-1, che valuta la capacità del sistema di far fronte alla domanda in condizioni climatiche eccezionali e indisponibilità della maggior infrastruttura d'import, cioè il punto di interconnessione di Tarvisio, mostra come il sistema gas italiano sia conforme allo standard infrastrutturale definito a livello europeo. Il margine di sicurezza del sistema varia a seconda della capacità erogativa degli stoccaggi, cioè a seconda che questa sia valutata al 100% o al 30% del volume massimo di lavoro. Anche nel caso di stoccaggi valutati al 30% l'indice, come calcolato nel PAP 2019, è pari al 105%, grazie non solo all'incremento della capacità di erogazione degli stoccaggi per l'entrata in esercizio dell'impianto di Corneigliano Laudense, ma anche per l'ipotesi di riduzione ormai strutturale della domanda di punta e di aumento della produzione nazionale (fino a 18 milioni di metri cubi al giorno).

Le attuali condizioni eccezionali del mercato del gas globale impongono però di riconsiderare i parametri inclusi nella formula N-1 tenendo conto delle specifiche condizioni del sistema nell'inverno in arrivo. E d'altronde lo stesso PAP 2019 sottolinea la necessità di un'analisi di sensitività dell'indice N-1 a partire dalla considerazione dei flussi effettivamente disponibili ai punti di entrata. Il PAP 2019 concludeva che l'indice sarebbe risultato pari al 94% nell'anno termico 2020/21, con un margine di sicurezza dunque insufficiente, ma sarebbe poi salito alla soglia del 100% con l'entrata in servizio del TAP. Per l'inverno 2021/22 una valutazione aggiornata dell'indice N-1, in uno scenario pessimistico e tenendo conto dei flussi che prevedibilmente saranno effettivamente disponibili, porta ora a un valore dell'indice a fine inverno, con stoccaggi al 30%, di poco superiore al 90%.

Come si evince dalla Figura 5-26, infatti, in caso di interruzione del TAG l'offerta totale sarebbe pari a circa 386 milioni di m³, un valore inferiore del 9% rispetto alla punta di domanda, che pure qui si è ipotizzata inferiore a quella utilizzata nel PAP 2019 (438,6 milioni di m³), perché pari al massimo registrato negli ultimi cinque anni (425 milioni di m³). Rispetto alle ipotesi incluse nel PAP 2019 questa valutazione assume una produzione interna inferiore (ma di soli 4 milioni di metri cubi), perché pari al massimo degli ultimi tre anni, e uno scenario a disponibilità di GNL ridotta della metà.

Sufficiente il margine di capacità alla punta se piena operatività degli stoccaggi

Sempre nello stesso scenario pessimistico un risultato parzialmente più rassicurante viene dall'analisi della capacità in eccesso rispetto alla punta di domanda (Figura 5-27). In questo caso emerge comunque il ruolo essenziale dell'effettiva disponibilità di una capacità di erogazione dagli stoccaggi non lontana dai 190 milioni di metri cubi corrispondenti all'ipotesi di erogazione massima a fine inverno.

Va comunque tenuto presente che la punta di domanda qui ipotizzata rappresenta un valore che nell'ultimo decennio è stato avvicinato solo nel 2017, perché in tutti gli altri anni la

punta non ha mai superato i 400 mln di m³/g. Altro segnale di rilievo viene dagli stoccaggi, che a inizio novembre mostrano un tasso di riempimento dell'88%, dieci punti percentuali in più del tasso medio europeo (vedi cap. 2), anche se inferiore al minimo del range degli ultimi cinque anni.

D'altra parte va anche considerata da un lato l'inevitabile variabilità della domanda delle reti di distribuzione, legata alle esigenze di riscaldamento, dunque dipendente dalla rigidità del clima; dall'altro lato la possibile variabilità della domanda della termoelettrica, in relazione alla altalenante situazione della produzione nucleare francese, che impone di non escludere scenari di ritorno della domanda della termoelettrica a valori vicini ai massimi storici. In effetti la massima domanda giornaliera della termoelettrica negli ultimi tre anni si è spinta più volte fino a valori piuttosto elevati, circa 110 milioni di metri cubi, sui livelli del 2012 (anno dell'ultima situazione di seria criticità del sistema gas).

Riguardo alla possibilità che l'attuale fase di estrema tensione sul mercato del gas possa comportare rischi per la sicurezza dell'approvvigionamenti europei, il recente Winter Supply Outlook 2021/2022 di ENTSOG conclude comunque che l'infrastruttura europea del gas offre "una flessibilità sufficiente a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas in Europa, a condizione che il gas venga importato dal mercato su volumi simili a quelli degli ultimi anni". In caso di inverno freddo dovrebbero però aumentare le importazioni da gasdotti e/o GNL dal 5% al 10% in più rispetto ai volumi massimi osservati negli ultimi anni. E' inoltre motivo di preoccupazione il fatto che la stagione invernale sia iniziata con gli stoccaggi UE sui livelli più bassi dell'ultimo decennio, sebbene con situazioni differenziate fra i diversi paesi (con l'Italia tra i più virtuosi), e in caso di prelievi anticipati e significativi dagli stoccaggi il basso livello degli stoccaggio a fine inverno avrebbe un impatto negativo sulla flessibilità del sistema.

Figura 5-26 – Indice N-1 per l'Italia a fine inverno in uno scenario pessimistico (MSm³)

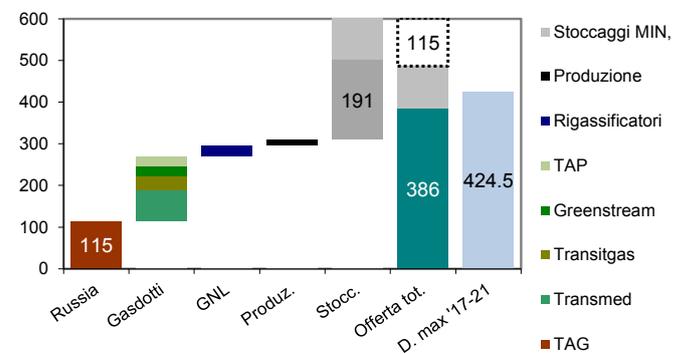
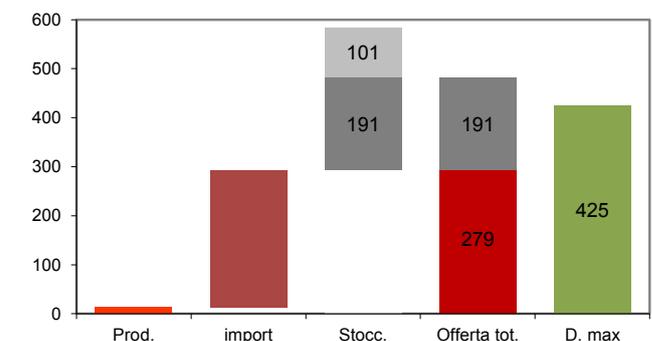


Figura 5-27 – Margine di capacità alla punta di domanda (MSm³)



5.3. Sistema elettrico

Ancora un aumento tendenziale per la domanda elettrica (+3,2% sul III trimestre 2020), tornata ormai sui livelli pre covid

Nel terzo trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 84,1 TWh, in aumento del 3,2% rispetto allo stesso periodo 2020, e sostanzialmente sugli stessi livelli dell'anno ancora precedente (+0,6% sul III trimestre 2019).

Dalla Figura 5-28 emerge come la domanda di elettricità sulla rete nella prima parte dell'anno si sia sovrapposta a quella dei valori minimi degli ultimi dodici anni (come accaduto per i primi mesi del 2019). Da giugno c'è poi stata invece una progressiva ripresa, fino al +12% di agosto rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, a dimostrazione del superamento degli effetti della crisi del 2020. Infine nel bimestre settembre-ottobre 2021, nonostante i livelli di consumo siano stati anche superiori a quelli pre-crisi del 2019, la curva è poi tornata ad avvicinarsi nuovamente ai livelli minimi (poco sopra l'1% ad ottobre, come per le curve 2020 e 2019).

Il ritorno dell'evoluzione della richiesta di elettricità sui trend pre-pandemici è confermato dal fatto che da agosto 2020 la richiesta "osservata" non è mai risultata inferiore al valore minimo previsto sulla base di un modello econometrico stimato su dati limitati al 2019 (ignorando dunque cosa sarebbe accaduto nel 2020).

Ulteriore conferma viene dall'andamento dei consumi dei settori industriali energivori (Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali di Terna): con l'eccezione dei mesi di gennaio e febbraio in tutti i mesi del 2021 l'indice presenta valori maggiori di quelli registrati negli stessi mesi del 2019, e con un notevole scarto medio (+7%). Nel II trimestre l'indice IMCEI risulta in aumento medio di quasi il 10% rispetto al III trimestre 2020.

D'altronde anche nel 2020 la curva di domanda elettrica, dopo essere scesa ben al di sotto dei livelli minimi nei mesi primaverili, era poi rientrata all'interno del range già nella II parte dell'anno: i consumi (specie industriali) erano stati ridotti in misura rilevante dalle limitazioni alle attività produttive adottate in primavera, decisamente meno nel resto dell'anno. Nel 2020 infatti l'indice IMCEI di Terna, dopo i decisi cali del bimestre marzo-aprile 2020 (-30% sullo stesso periodo 2019), era progressivamente risalito, fino a passare a variazioni tendenziali positive a fine anno.

In termini di potenza prelevata, nel terzo trimestre 2021 il picco di domanda mensile si è registrato il 7 luglio alle ore 14, pari a 54,7 GW, lievemente inferiore ai 55,4 GW del luglio 2020 (-1,4%). La Figura 5-30 mostra come i valori della punta di domanda nei primi cinque mesi 2021 siano risultati sostanzialmente allineati ai livelli pre covid del 2019, e poco sopra la soglia minima degli ultimi 12 anni. Dopo una decisa ripresa nel bimestre giugno - luglio 2021, da agosto la punta di domanda si è poi nuovamente avvicinata ai livelli minimi (+2% ad ottobre).

Infine, mediamente i valori di punta di domanda nel III trimestre risultano decisamente inferiori rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019 (di oltre il 5%), e complessivamente in linea con quelli dello scorso anno. La figura evidenzia come, d'altro canto, la punta di domanda mensile nel corso del 2020 si fosse discostata in misura rilevante dal minimo decennale solo ad aprile, per poi proseguire appena sopra tale soglia per il resto dell'anno

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

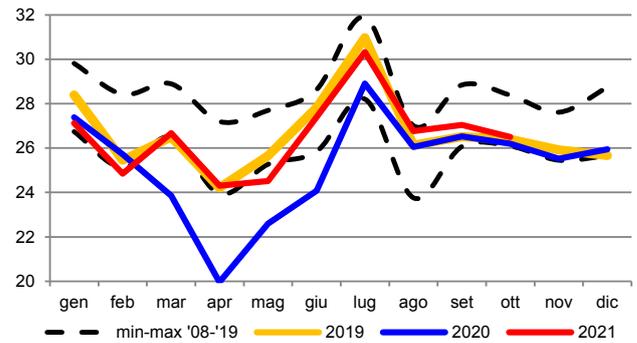


Figura 5-29 - Richiesta di energia elettrica osservata negli ultimi dodici mesi (punti in rosso), con intervallo di previsione al 95% mediante modello ad un passo in avanti. Dati in GWh.

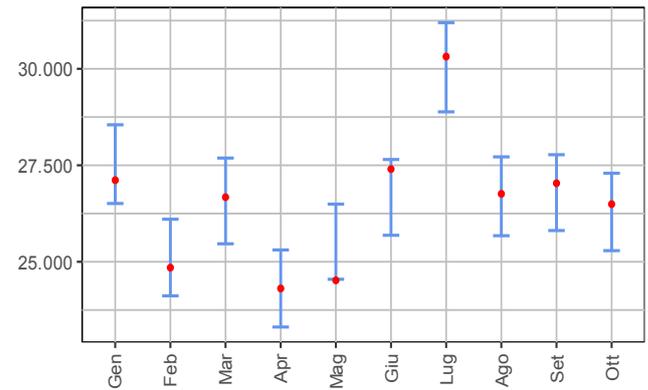
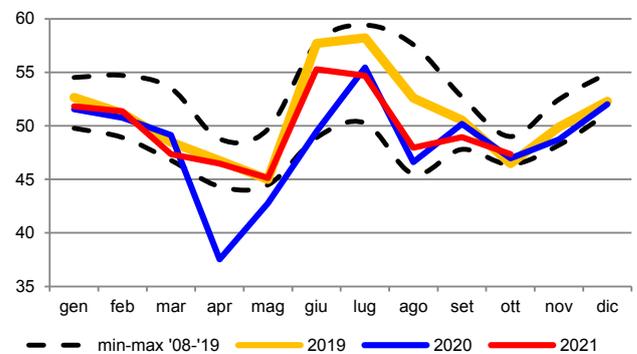


Figura 5-30 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)



La quota di produzione delle FER su base mensile sembra tornata sui livelli pre-pandemici

La produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) nei primi nove mesi dell'anno in corso è stata pari a circa 91 TWh, l'1% in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. In termini relativi, la quota di FER sulla richiesta elettrica tra gennaio e settembre 2021 è stata pari a quasi il 38%.

Nel 2021 la penetrazione delle FER su base mensile si è collocata al di sopra dei precedenti massimi mensili solo a gennaio (Figura 5-31), dopo di che è sempre rimasta al di sotto dei valori massimi 2014-2019 (sebbene a maggio sia tornata a sfiorare il massimo ante-2020). In definitiva, al netto di alcuni dati puntuali la quota di FER nei primi dieci mesi dell'anno in corso è tornata a posizionarsi sui livelli degli ultimi anni antecedenti l'anomalia portata dalla pandemia.

I dati su base trimestrale confermano questa valutazione: nel terzo trimestre 2021 la quota di FER sulla richiesta si è fermata al 37%, ben al di sotto del massimo storico (41,4%) registrato per quel trimestre nel lontano 2014.

La ripresa della domanda elettrica e, seppur in maniera più moderata, della produzione elettrica nazionale nel 2021 ha tuttavia ridimensionato il deciso incremento del peso delle rinnovabili osservato invece nel corso del 2020, che risulta infatti di circa due punti percentuali più elevato rispetto alla quota FER dei primi nove mesi 2021.

Nello scorso anno la quota di produzione delle rinnovabili, nell'anno pari complessivamente al 38,2% della richiesta totale (nettamente superiore al 36% del 2019 e al 35% del 2018), aveva fissato nuovi massimi mensili a ottobre e 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).

Penetrazione delle FRNP su base mensile sempre su livelli storicamente elevati

Con riferimento alla sola produzione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), nei primi nove mesi del 2021 si è assestata sui 36 TWh, l'1% in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. In termini relativi, la quota di FRNP nel periodo gennaio-settembre 2021 è pari al 15,2% della richiesta elettrica (un punto percentuale in meno rispetto allo stesso periodo 2020): dopo il 14% del I trimestre e il 17% del secondo, nel III trimestre 2021 la produzione da solare e eolico (12,1 TWh) ha coperto il 14,4% della richiesta elettrica, un valore superiore al massimo pre-2020, sebbene inferiore al massimo assoluto (16,1%) del terzo trimestre dell'anno scorso.

Più nel dettaglio, dalla Figura 5-32 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 ed agosto, quando si sono registrati due nuovi record mensili, il 20,2% e il 16,4% rispettivamente.

La figura mostra inoltre come nel corso dello scorso anno la quota mensile di produzione da FRNP si sia collocata al di sopra dei livelli massimi in modo pressoché costante, in particolare nei mesi primaverili (sebbene restando comunque distante dai target PNIEC 2030 (anch'essi da rivedere al rialzo). In riferimento alla generazione termoelettrica, nel trimestre in esame è stata pari a 46 TWh circa, il 6% in meno rispetto al III trimestre 2020, e l'8% in meno rispetto ai livelli pre-covid. Tale risultato, imputabile alla ripresa dell'import (si veda oltre) ha fatto sì che la generazione termoelettrica coprisse appena il 54,6% della richiesta elettrica del III trimestre, in riduzione rispetto al 60% dello stesso periodo dei precedenti due anni. Come riportato nell'Analisi Trimestrale 3/2021, nel mese di maggio la produzione termoelettrica ha inoltre fatto segnare un minimo storico, appena il 46% della richiesta mensile.

Il ridimensionamento del peso della produzione termica nell'anno in corso va tuttavia letto alla luce del netto incremento

tendenziale del saldo estero, +280% nel II trimestre, +85% nel III trimestre. Le importazioni nette, nell'insieme dei nove mesi pari a 34 TWh, sono infatti in deciso aumento rispetto ai livelli minimi dello scorso anno (appena 20 TWh, per il crollo del II trimestre, solo 2,6 TWh), ma sostanzialmente in linea con i livelli del biennio 2108-19.

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

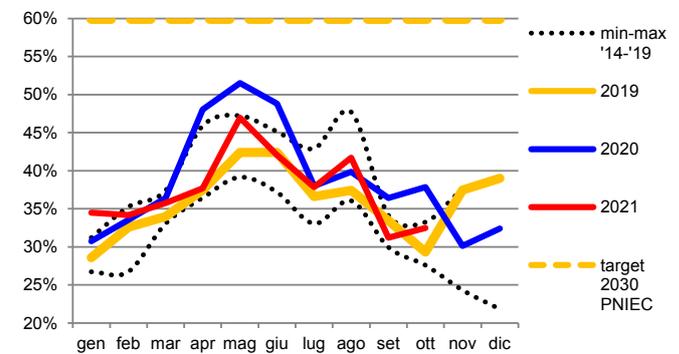


Figura 5-32 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

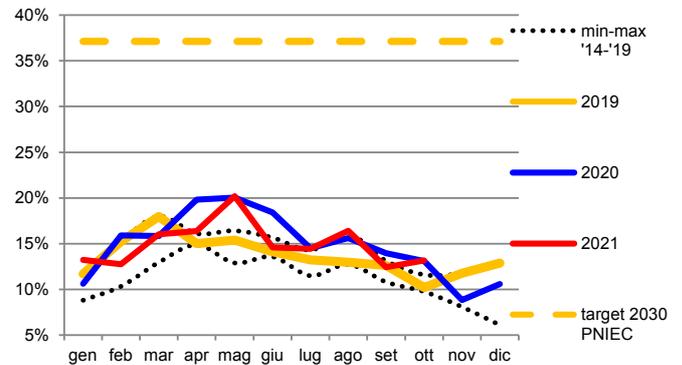
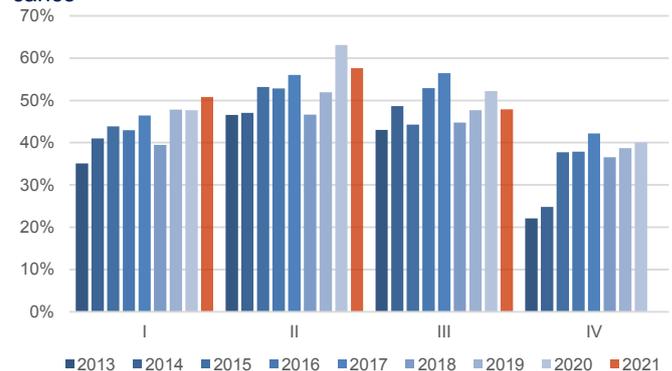


Figura 5-33 – Massima penetrazione oraria della produzione da FRNP – valore corrispondente al 99,5° percentile (% sul carico)



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

Nel terzo trimestre dell'anno 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 5-33), 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 trimestre del 2021 la massima penetrazione di FRNP è infatti risultata la massima mai registrata per quel trimestre, 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 nel III trimestre (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 5-34) 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 già nel 2021 su livelli appena superiori a quelli pre covid.

Tra il IV trimestre 2020 e il III trimestre 2021 la massima variazione oraria è risultata infatti pari all'8,4%, inferiore rispetto al 10% del 2020 ma superiore al 7,5% del 2019. Nello specifico del terzo trimestre, nel 2,5% delle ore la massima variazione oraria delle FRNP è stata pari ad almeno il 7,7%.

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

La Figura 5-35 mostra l'andamento di un indicatore adottato dalla Commissione UE per valutare le esigenze di flessibilità giornaliera 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 piatta⁶.

Anche questo indicatore sembra emergere che le esigenze di flessibilità del sistema elettrico nel 2021 siano risultate in decisa riduzione rispetto al picco del II trimestre 2020

Dalla Figura 5-35 (che mostra i valori dell'indicatore nell'1% delle ore di massima differenza percentuale fra la domanda residua di quell'ora e la domanda residua media di quel giorno), emerge come, rispetto al massimo raggiunto nella primavera 2020 (pari al 70%, che indica la necessità di risorse flessibili quasi doppie rispetto alla domanda residua media), nel terzo

trimestre di quest'anno questa differenza massima si è fermata al 42%, il valore più basso degli ultimi anni.

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 5-35 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).

Figura 5-34 – Massima variazione oraria della produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 97,5° percentile

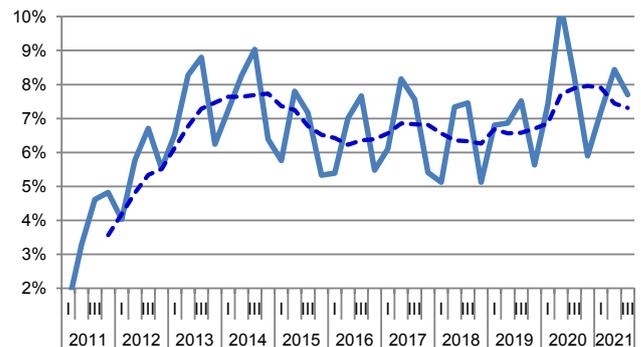
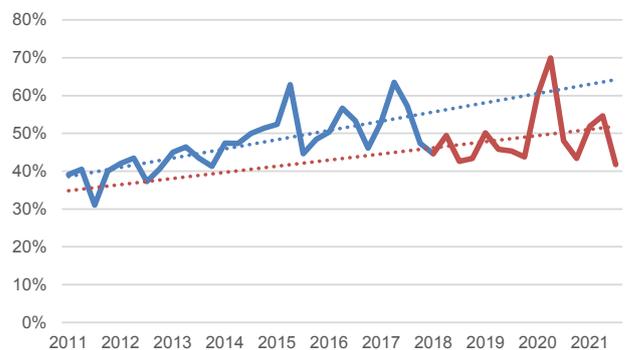


Figura 5-35 - Indicatore delle esigenze di flessibilità giornaliera del sistema elettrico - Massima differenza tra domanda residua oraria e media giornaliera (in % della media giornaliera)



⁶ 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.

Segnali di ribasso per il costo dei servizi del dispacciamento

Nel III trimestre 2021 i volumi movimentati su MSD sono stati pari a 4,3 TWh, inferiori del 16% rispetto allo stesso trimestre del 2020 (e del 17% su base congiunturale). Anche nel II trimestre i volumi, pari a 5,2 TWh, erano stati in deciso calo tendenziale (-30%): nell'insieme dei nove mesi i volumi movimentati sono complessivamente pari a circa 15 TWh, in calo di oltre il 20% sul 2020, ma di appena il 4% sullo stesso periodo 2019. Nel corso dello scorso anno infatti i volumi (complessivamente 24 TWh) erano cresciuti di quasi un quinto rispetto all'anno precedente.

I costi associati al MSD anche nel III trimestre si confermano su livelli storicamente molto elevati, pari a circa 600 Mni di euro, livelli simili ai mesi primaverili ma nettamente superiori (+60%) rispetto allo stesso periodo del 2020, quando il prezzo medio a salire (100 €/MWh) era però stato di poco superiore alla metà di quello registrato nel III trimestre di quest'anno. I prezzi medi delle movimentazioni hanno infatti seguito il trend del PUN, e nell'ultimo trimestre si sono avvicinati ai massimi storici, peraltro senza superarli, a differenza di quanto fatto dal PUN. La tendenza a un calo dei costi di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento emerge inoltre dall'andamento del corrispettivo unitario uplift⁷, calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema. Dalla Figura 5-36 emerge infatti come la componente di costo (art. 44 lettera b) che fa riferimento all'attività specifica di compravendita che Terna svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post nel Mercato di Bilanciamento MB) si sia attestata a 0,64 c€/kWh nel III trimestre (-32% rispetto a un anno prima), a 0,67 c€/kWh nel IV trimestre (-14% rispetto a un anno prima).

Anche nel prossimo inverno per l'adeguatezza del sistema saranno 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.

In Figura 5-37 si riportano i valori corrispondenti al margine di capacità "effettivo", cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) nell'1% delle ore di maggiore criticità (1° percentile).

Nell'anno in corso il valore minimo della soglia che individua l'1% delle ore con il margine più ridotto (22 ore per trimestre) si è registrata nel secondo trimestre (4 GW di capacità in eccesso, pari all'8% della domanda di quell'ora).

Nel III trimestre il minimo margine di capacità in eccesso è stato pari a circa 4,5 GW, corrispondente al 9% capacità in eccesso rispetto alla domanda.

I valori minimi sono stati registrati tutti a nell'ultima settimana di luglio, nelle ore centrali della giornata, tra le 11 e le 17, tutti in corrispondenza di valori elevati della richiesta di elettricità sulla rete, laddove nei trimestri precedenti alcune ore di margini ridotti si erano verificate in occasione di livelli molto bassi di importazioni. Ad esempio, il margine minimo registrato nel 2021 resta quello verificatosi a gennaio, in ore nelle quali, nonostante la domanda ben al disotto dei massimi, le importazioni risultavano ampiamente inferiori alla media.

Nel corso del 2020 la flessione della domanda aveva invece contenuto i rischi legati al ridotto margine di adeguatezza, anche se non erano mancate situazioni di stress. Come riportato nell'Analisi Trimestrale 3/2021, il 15 settembre

⁷ 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

nonostante un fabbisogno contenuto, il sistema elettrico italiano aveva infatti sofferto di un margine di riserva decisamente ridotto a causa di una scarsità di potenza nell'area dell'Europa occidentale. Nel prossimo inverno proprio la disponibilità delle importazioni richiederà particolare attenzione. Nell'inverno 2020-2021 le 10 ore nelle quali la capacità in eccesso rispetto alla domanda è scesa a livelli critici si sono infatti verificate in corrispondenza di valori medi delle importazioni pari ad appena 1 GW (1/5 del loro valore medio annuale).

Si tratta di un dato confermato anche dal recente Winter Outlook 2021-2022 di ENTSO-E riferito all'inverno in arrivo, 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. Se la seconda tipologia di rischio è limitata alle due settimane a cavallo tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022, la scarsa disponibilità di importazioni è invece un fattore di rischio sempre presente, accentuato negli anni recenti dalla periodica indisponibilità di parte della produzione nucleare francese, con ripercussioni sull'intero sistema elettrico europeo.

Figura 5-36 - Corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (componente ex art. 44 lettera b; €/cent/kWh)

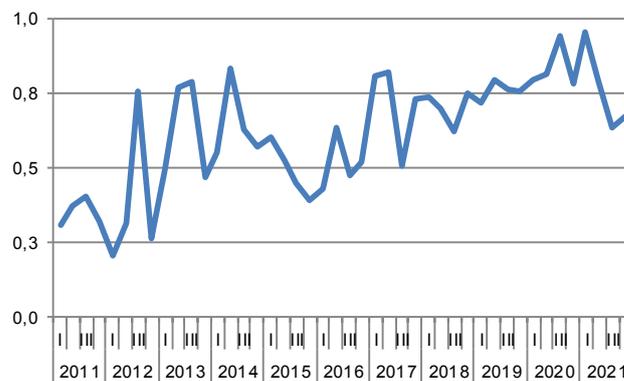
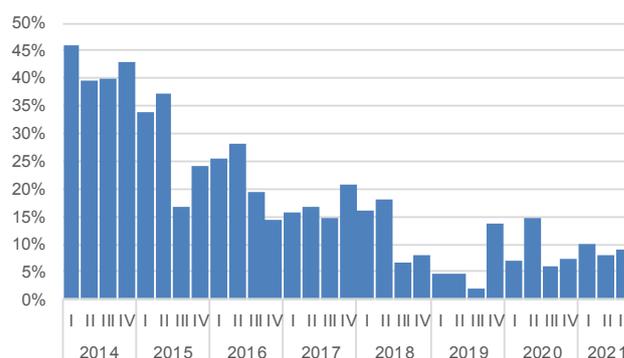


Figura 5-37 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 1° percentile)



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.

Nuovi massimi storici per il PUN, nel III trimestre su livelli tripli rispetto ad un anno fa, a ottobre oltre i 200 €/MWh in media mensile (oltre il 100% in più del record precedente)

Nel terzo trimestre dell'anno il PUN è risultato mediamente pari a 124,6 €/MWh, tre volte maggiore dei 42,4 €/MWh dello stesso periodo dello scorso anno e in aumento del 67% sul trimestre precedente. Anche nel secondo trimestre il prezzo dell'elettricità sulla Borsa elettrica aveva seguito un trend fortemente rialzista, attestandosi sui 74,6 €/MWh, +200% su base tendenziale e in aumento del 26% sul I trimestre, quando era stato mediamente sui 59,2 €/MWh (+2% tendenziale).

Dalla Figura 5-38 emerge come il PUN, dopo il minimo di maggio 2020 (a 21,8 €/MWh), sia cresciuto su base mensile in maniera quasi costante: 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. La salita è poi proseguita a ritmi ancora maggiori nel bimestre settembre-ottobre (+40% circa in entrambi i casi), per poi assestarsi a novembre.

I decisi rialzi del PUN che hanno caratterizzato il 2021 sono per gran parte determinati dall'andamento del prezzo del gas (v. cap. 2), che nel terzo trimestre ha raggiunto livelli (47 €/MWh) cinque volte superiori rispetto allo stesso periodo 2020 e quasi doppi rispetto ai 25 €/MWh del II trimestre.

In questo quadro ha avuto 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 nel terzo trimestre è stata pari al 54,7%, cinque punti percentuali in meno rispetto allo stesso periodo del 2020.

Nel secondo trimestre la ridotta quota della termoelettrica (al 51,8%, valore superiore solo ai minimi storici del 2013 e 2014) aveva dato un piccolo contributo a frenare la corsa del PUN, in particolare a maggio (quando la quota era scesa al 46%).

Redditività dei cicli combinati in decisa ripresa

La redditività degli impianti a gas nel III trimestre 2021 è stata mediamente pari a circa 14 €/MWh, oltre il doppio rispetto ai valori medi del precedente trimestre (6,7 €/MWh), ma comunque lievemente al di sotto dei livelli dello stesso periodo 2020 (-6%). La Figura 5-39 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.

A partire dal mese di giugno si rileva una nuova inversione di tendenza, con un trend al rialzo che a luglio ha portato il clean spark spread oltre i 16 €/MWh, grazie alla combinazione di aumenti del PUN maggiori di quelli del gas, permessi di emissione stabili e parziale ripresa della quota della termoelettrica. La tendenza è proseguita anche nella parte finale dell'anno, in corrispondenza con lo stagionale aumento del peso della generazione termoelettrica: a novembre i margini hanno superato i 25 €/MWh (+60% congiunturale), un valore triplo di quello del novembre 2020 e sui massimi valori degli ultimi dieci anni.

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

Nel terzo trimestre i prezzi dell'elettricità sulle Borse europee hanno registrato tutti forti rialzi congiunturali, seppur meno forti di quelli del PUN italiano (+67% sul II trimestre): decisi incrementi si sono registrati infatti anche in Spagna (a 118 €/MWh, +64% rispetto al secondo trimestre), in Germania (a 97,5 €/MWh, +62%), nell'area scandinava (a 98,5 €/MWh, +62%) e in Francia (a 97 €/MWh, +51%). Alla luce di tali

andamenti il distacco del prezzo italiano da quello più alto registrato negli altri paesi nel corso del III trimestre risulta pari al 6% circa, in lieve aumento rispetto al 4% del II trimestre. Si tratta in ogni caso di un divario nettamente inferiore rispetto ai livelli pre covid (oltre il 10% nel 2019), e allineato a quanto osservato nel corso della metà del 2020.

Nel confronto con Germania e Francia, invece, nei primi tre trimestri dell'anno in corso si evidenzia una tendenza ad un nuovo allargamento del differenziale tra il PUN e i prezzi all'ingrosso tedesco e francese. Nel III trimestre infatti sia in Germania che in Francia i prezzi sono stati inferiori del 28% rispetto al prezzo italiano. Nel II trimestre il premio italiano era del 24% sulla Germania, del 16% sulla Francia.

Figura 5-38 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

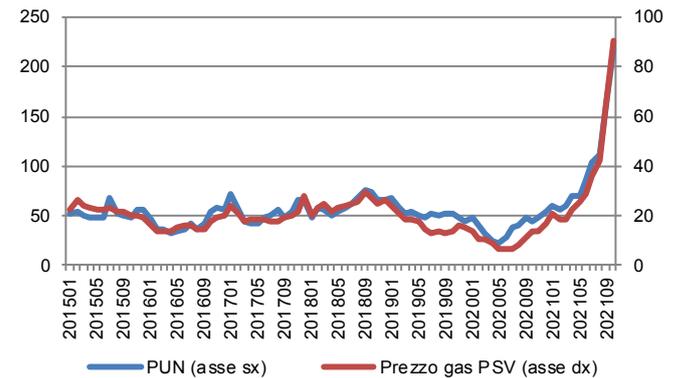


Figura 5-39 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

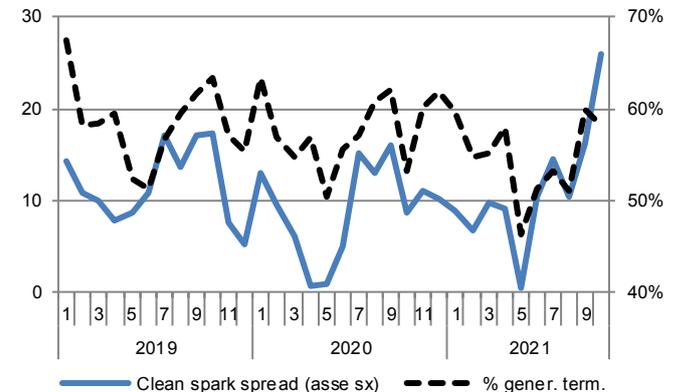
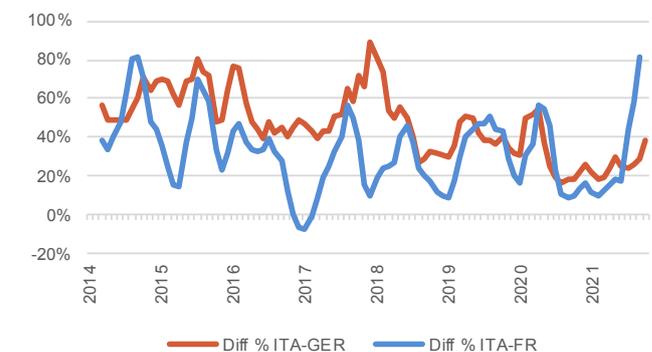


Figura 5-40 - Differenza % fra il prezzo di borsa tra Italia e Germania e Italia e Francia



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

6.1. Prezzi dell'energia elettrica

Tra luglio e settembre aumento dei prezzi per il quinto trimestre consecutivo. Si torna al picco degli ultimi due anni e mezzo. Incide una pluralità di fattori.

Nel terzo trimestre si stima un aumento dei prezzi dell'energia elettrica per le imprese su base congiunturale intorno al 4%, più di un quarto rispetto al dato di dodici mesi prima (Figura 6-1). La ripresa dei consumi, problemi di scarsità di offerta internazionale dei beni energetici, nonché politiche ambientali più rigorose che portano ad uno spiccato rialzo dei prezzi della CO₂, spiegano tale andamento al rialzo. La ripresa della domanda globale porta in generale al rialzo delle quotazioni delle commodity, a cominciare da quello del petrolio. Una minore disponibilità di gas naturale, unitamente alla necessità di ricostituire le scorte dopo una primavera relativamente fredda e di GNL sui mercati europei, esercita una spinta al rialzo, anche a fronte di un aumento del ricorso al metano da parte delle centrali termoelettriche. Infine, sotto la volontà della Commissione UE di rafforzare il mercato ETS, il prezzo dei permessi di emissione continua ad aumentare (fino a 53 €/ton in giugno per EUA, ma in ulteriore incremento a luglio 2021). Tutti questi elementi spingono al rigonfiamento della componente energetica, definito "di natura straordinaria" (Comunicato ARERA, 1 luglio 2021).

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, mentre alla data di metà novembre dell'anno in corso si registra un'apparente stabilizzazione intorno al valore di 210 €/MWh (Figura 6-2). Di conseguenza la variazione trimestrale della componente "prezzo dispacciamento" è pari ad un valore nettamente inferiore a quella relativa al "prezzo energia" (rispettivamente 5% contro 77%, Figura 6-3). Anche rispetto al PUN la dinamica del prezzo energia (PE) appare coerente (Figura 6-4). Gli interventi governativi mirati alla riduzione degli oneri di sistema hanno svolto un ruolo di mitigazione per il terzo trimestre (stanziamento di 1,2 miliardi di euro in favore della Cassa per i servizi energetici e ambientali) e per il quarto trimestre (riduzione delle componenti Asos ed Arim e annullamento delle relative aliquote). Una volta di più, a fare le spese di questo quadro congiunturale è anche lo sconto a favore delle imprese energivore, stimabile tra 1 e 2 c€/KWh, con una evidente riduzione della forbice vantaggiosa (Figura 6-4). Inoltre, a fronte degli aumenti del costo dell'approvvigionamento energetico, che si affiancano ad interventi governativi di riduzione degli oneri di sistema, che sulle voci di costo delle grandi utenze incidono meno, ancora una volta sono proprio le imprese di maggiori dimensioni a sperimentare gli aumenti maggiori.

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

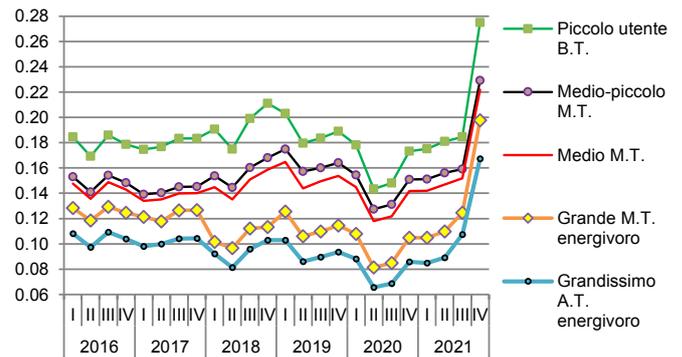


Figura 6-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

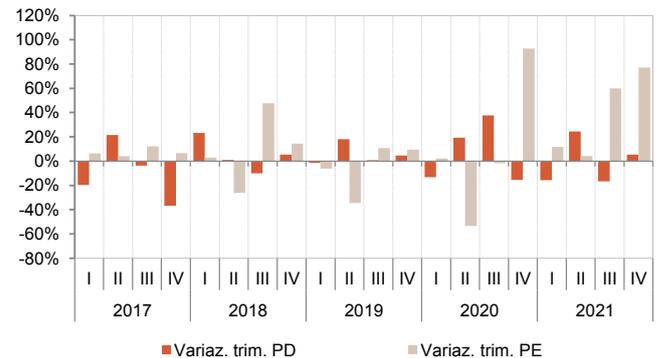


Figura 6-3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN

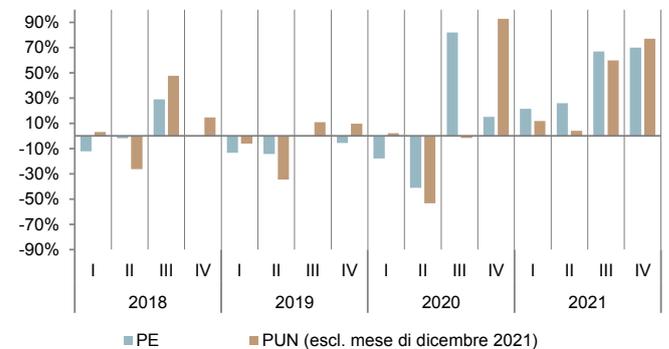
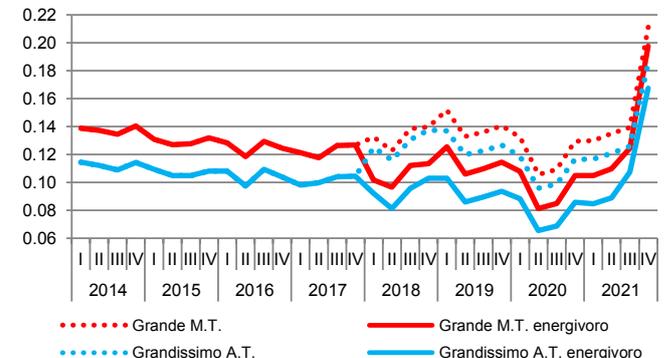


Figura 6-4 - Stima prezzo al netto delle imposte recuperabili per il consumatore non domestico in alta tensione (€/KWh).



Le voci che incidono maggiormente sul PUN.

Il costo del gas naturale sembrerebbe di gran lunga la principale voce d'incidenza sul PUN. Va sottolineato come nel periodo compreso tra giugno 2020 e settembre 2021, quando il PUN è aumentato di quasi cinque volte, il prezzo dei diritti di emissione è aumentato soltanto di una volta e un quarto, mentre il prezzo del gas di circa sette volte e mezza. Anche se si volge lo sguardo ad una stima dinamica dei coefficienti di elasticità del PUN rispetto ai suoi possibili driver, si individua nel prezzo del gas naturale – accanto alla stessa domanda di energia elettrica – il principale indiziato (Figura 6-5). In particolare, dal momento della ripresa dell'attività economica (secondo semestre 2020), e proprio a partire dal momento in cui il suo prezzo prende la via della risalita, il valore del coefficiente relativo al gas naturale tende ad aumentare, segno della rigidità da parte del parco generazione nazionale nel trovare fonti più convenienti nel breve periodo. L'incidenza del prezzo dei diritti d'emissione diviene significativa a partire dalla metà del 2017 (Figura 6-5). Infine, l'incidenza rispetto al peso delle fonti rinnovabili (linea verde nel grafico di cui in figura 5.5) appare in trend di costante aumento lungo tutto il periodo considerato, e con un valore negativo: ad una maggior quota di generazione a mezzo di FER corrisponde, a parità di condizioni, una riduzione del PUN. Per dare un significato immediato, se nel breve periodo l'incidenza delle FER sulla generazione passasse dall'attuale 33% al 30% si verificherebbe, a parità di fattori, un aumento del PUN del 6%-7%. Si può altresì osservare come al termine del periodo osservato (settembre 2021) il coefficiente d'elasticità relativo alla quota FER sia pari, in modulo, a quello legato al prezzo del gas al PSV (intorno al valore di 0,6, Figura 6-5), e sia comunque più alto di quello relativo al prezzo dei diritti d'emissione. In altre parole, allo stato attuale, in termini di potenziali effetti netti, da un lato con un meccanismo di diritti d'emissione che fa aumentare i costi e dall'altro con fonti rinnovabili che li fanno diminuire, il bilancio della transizione energetica appare in positivo.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese.

La rilevazione campionaria Eurostat più recente relativa ai prezzi praticati agli utenti non domestici in Europa riguarda il primo semestre del 2021, quando pur manifestandosi rialzi nei prezzi delle materie prime, ancora non si assiste alla variazione eccezionale della quale si è parlato sopra. La Figura 6-6 sintetizza l'andamento di fondo dei prezzi per le imprese italiane rispetto a quelle dell'area euro, nelle diverse classi di consumo. In generale, salvo l'eccezione rappresentata dalle fasce di consumo medie e medio-alte (quelle comprese tra 2.000 e 70.000 MWh annue), si denota un peggioramento della competitività di costo per le imprese italiane, con un valore del numero indice in aumento. Le imprese della fascia IF (tra 70.000 MWh/a e 150.000 MWh/a) nel primo semestre 2021 sono le uniche a pagare l'energia elettrica ad un costo più o meno in linea con la media delle omologhe europee. In sintesi, la ripresa economica in Italia si accompagna ad un aumento dei costi dell'energia elettrica per le imprese, ancor prima della tendenza esplosiva del PUN nel corso dell'estate e del primo autunno del 2021, e fa seguito ad un relativo trend di restringimento del divario che si andava registrando negli anni precedenti. Dall'ispezione della Figura 6-6 si evidenzia anche come per le imprese delle classi di consumo più basse il prezzo più elevato rispetto alle omologhe europee riguardi soprattutto il dato relativo al valore al netto delle imposte e tasse recuperabili. Trova ulteriore conferma il dato relativo ad un sistema fiscale italiano tendenzialmente regressivo (Figura 6-7), che appesantisce il divario di competitività di costo internazionale. Per le imprese delle classi di consumo più basse (IA-IC), l'incidenza dei costi per energia, trasmissione, distribuzione e misura si attesta appena alla metà della bolletta (Figura 6-7).

Figura 6-5 - Stima dinamica dei coefficienti d'elasticità puntuale del PUN rispetto ai principali driver.

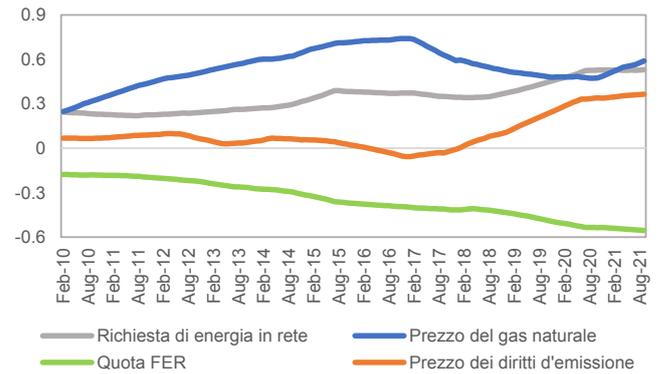


Figura 6-6 - Numero indice dei prezzi semestrali per i consumatori industriali italiani rispetto alla media della zona euro.

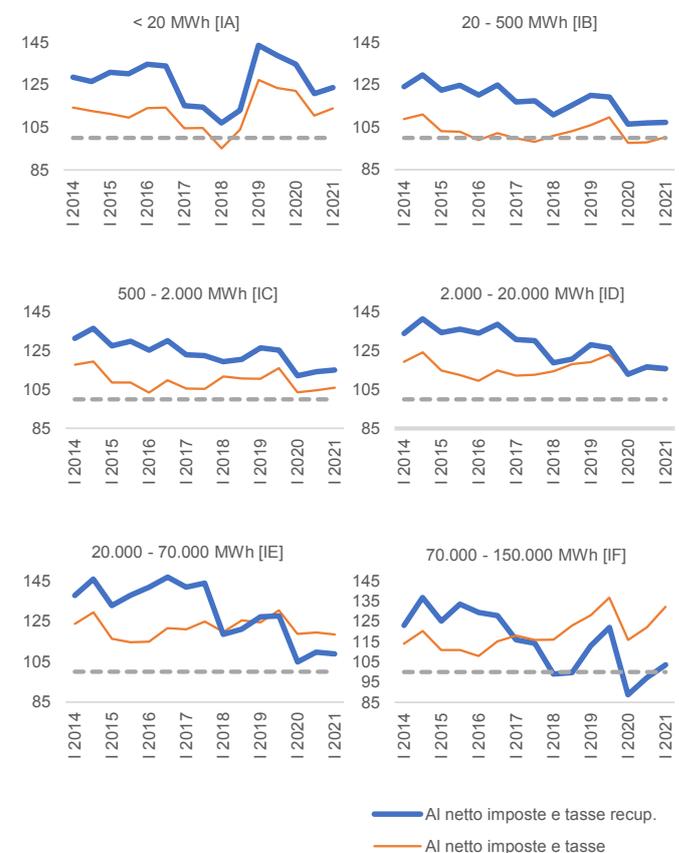
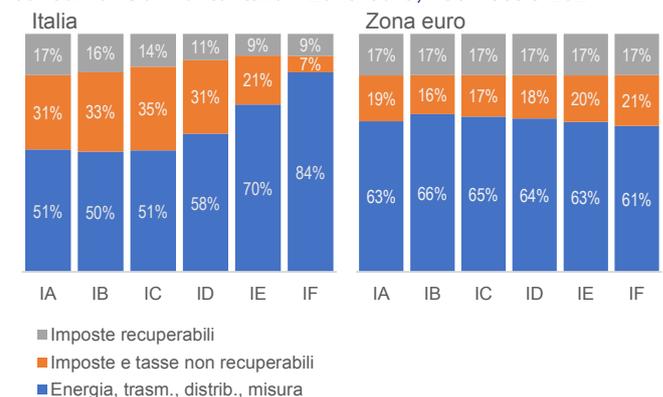


Figura 6-7 - Incidenza del tipo di costi sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori non domestici, per fasce di consumo. Confronto Italia - zona euro, I semestre 2021.



I prezzi per le utenze domestiche. Nel quarto trimestre aumenti del 30%.

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 30% (da 22,9 c€/KWh a 29,7 c€/KWh), mentre quello tendenziale supera il 55%, nonostante i rilevanti interventi di mitigazione che determinano un forte riduzione degli oneri di sistema (Figura 6-8). I tre quarti dei costi della bolletta nell'ultima parte dell'anno in corso sono così imputabili alla spesa per energia (la stessa voce era pari al 44% dodici mesi prima).

Il confronto internazionale per le utenze domestiche.

La rilevazione Eurostat, relativa al primo semestre dell'anno, resa pubblica alla fine del mese di ottobre, fotografa una situazione che alla luce dei generali rincari estivi ed autunnali appare in una certa misura già vecchia. Utile tuttavia a fornire un paragone tra l'andamento in Italia e quello in Europa. I rincari nel semestre per le utenze domestiche nella generalità dei paesi sono stati piuttosto contenuti, ma più elevati in Italia (paese nel quale le famiglie pagano 22.6 c€ al KWh, contro 21,9 di quelle della media europea). Per avere un quadro più aggiornato si deve tuttavia ricorrere ad altre fonti. In linea generale, le rilevazioni campionarie più recenti, che si fermano al trimestre luglio-settembre, suggeriscono che in Italia i prezzi per le famiglie siano cresciuti nel 2021 ad un tasso maggiore che nella media euro, pur collocandosi ad un livello più basso. In particolare, rispettando una tendenza internazionale generalizzata, in Italia crescono nel corso dell'anno ad un tasso molto più alto rispetto all'inflazione, ma anche ad un tasso maggiore che nelle altre nazioni della area euro (Figura 6-9). Nel terzo trimestre, tuttavia, il tasso di crescita appare per l'Italia in via di rallentamento (Figura 6-9). Di tale momentaneo rallentamento si trova conferma attraverso i dati provenienti da un'altra indagine campionaria, la rilevazione mensile HEPI (Household Energy Price Index) sulle capitali europee (Figura 6-10). Il dato relativo al periodo luglio-settembre per Roma è in discesa rispetto al periodo aprile-giugno, e si colloca ad un livello tra i più bassi tra quelli considerati per le principali capitali europee (21,5 c€/KWh, appena 0,5 c€/KWh al di sopra del dato relativo a Parigi, e addirittura 12 c€/KWh al di sotto di quello relativo a Berlino).

Figura 6-8 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh).



Figura 6-9 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo.

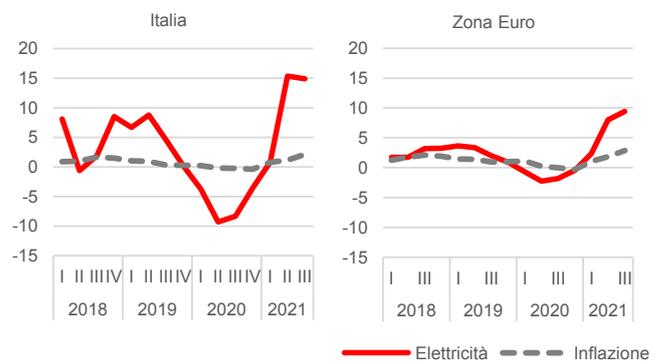
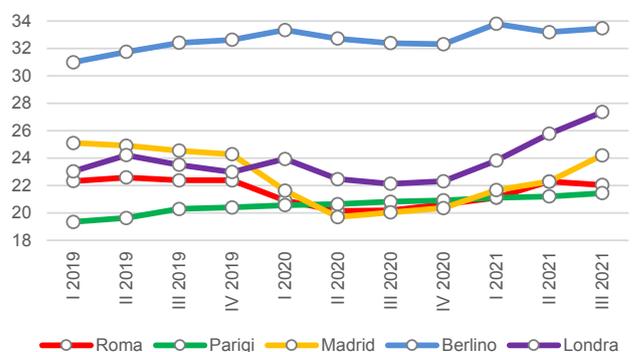


Figura 6-10 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel III trimestre altro aumento congiunturale del prezzo del gasolio (+4%), oltre i livelli del 2019

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del III trimestre del 2021 è stato pari a circa 1,51 €/litro, in aumento del 4% in termini congiunturali e di ben il 18% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Come emerge dalla Figura 6-11, si tratta del terzo incremento congiunturale consecutivo: anche nel I e nel II trimestre si registravano infatti rialzi rispettivamente del 9% e del 5%. Complessivamente nei primi nove mesi del 2021 il prezzo medio del gasolio è pari ad 1,45 €/litro, il 10% più elevato rispetto a quello dello scorso anno (1,32 €/litro).

Dopo la riduzione dello scorso anno (-11% sul 2019), per la brusca contrazione della primavera 2020 (-11% la variazione congiunturale), la serie di rialzi registrata nel corso del 2021 ha riportato nel III trimestre il prezzo medio al dettaglio del gasolio anche oltre i livelli pre covid del 2019 (+2%).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-11), 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. La figura mostra come i cali del 2020 avevano riportato i prezzi ad appena il 3% sopra i livelli minimi del 2016, mentre i rialzi del 2021 hanno nuovamente incrementato tale gap, portandolo a +18% nel III trimestre.

Nel trimestre in esame anche a livello UE si registra una ripresa del prezzo medio del gasolio (1,37 €/litro), del 4,3% in termini congiunturali, un risultato solo lievemente più sostenuto rispetto a quello italiano. Si sottolinea come lo scorso anno anche a livello UE il prezzo medio del gasolio aveva fatto segnare importanti riduzioni rispetto al 2019, 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), negli ultimi cinque trimestri c'è stata una progressiva riduzione di tale divario, arrivato nel III trimestre 2021 sotto la soglia del 10%.

Per il prezzo industriale l'aumento è dell'8% rispetto al trimestre precedente; il divario con la meda UE si riduce lievemente

Nel III trimestre 2021 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 0,62 €/litro, ancora in netto aumento in termini congiunturali (+8%), dopo i rialzi anche più decisi del I e del II trimestre (+21% e +10% rispettivamente). Il 2021 vede quindi un deciso rialzo dei prezzi, mediamente pari a 0,57 €/litro, quasi un quarto più elevati rispetto al prezzo medio del 2020 (0,46 €/litro). Si ricorda come nel corso dello scorso anno il prezzo industriale in Italia fosse diminuito in modo deciso rispetto ai livelli medi dell'anno precedente (meno 22%), così come osservato a livello europeo (meno 21%). La Figura 6-12 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%). Dopo l'attenuazione della prima metà del 2020 (meno 0,5% nel II trimestre), il trend è poi ripreso nei successivi due trimestri (meno 5% e meno 6% rispettivamente nel III e IV trimestre), per arrivare nel III trimestre 2021 a -5,7%.

In calo l'incidenza della tassazione in Italia, ma resta decisamente superiore rispetto alla media UE

Nel III trimestre 2021 in Italia (come del resto in UE), si è dunque assistito ad una ripresa congiunturale del prezzo industriale più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo: l'incidenza della tassazione, scesa sotto soglia 60% è pertanto in riduzione rispetto ai livelli del precedente trimestre di oltre un punto percentuale. Anche nella prima metà del 2021

l'incidenza della tassazione era progressivamente diminuita, di ben sei punti percentuali, passando dal 66,5% di fine 2020 a 60,5% del II trimestre 2021.

Dalla Figura 6-13 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%, per poi tornare a diminuire nel 2021.

Nel confronto internazionale (Figura 6-13), la tassazione nel nostro Paese nel III trimestre 2021 risulta ben al di sopra dell'incidenza media in UE (52%), 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 6-11 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

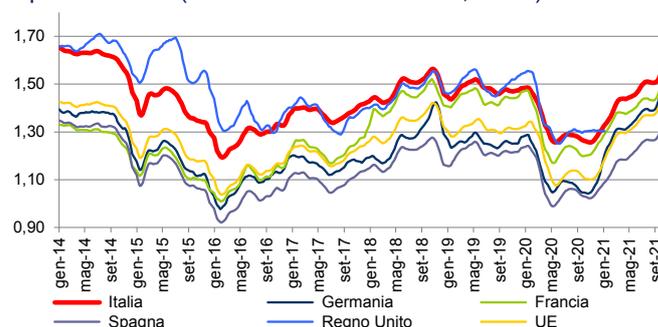


Figura 6-12 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

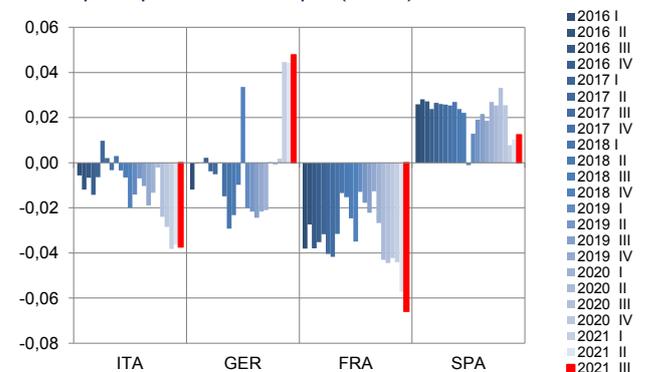
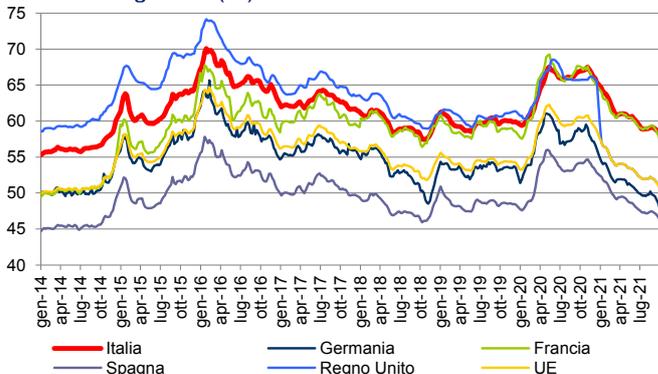


Figura 6-13 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.3. Prezzi del gas naturale

Per il periodo luglio - settembre si stima un ulteriore aumento dei prezzi del gas, sotto la spinta della ripresa macroeconomica e di particolari circostanze sui mercati internazionali.

Per il periodo luglio – settembre si stima un prezzo ancora in aumento per la fascia di consumo 1.000 – 10.000 GJ annui, pari a poco meno di 12 €/GJ (Figura 6-14). Per trovare un valore simile occorre risalire a trenta mesi prima. In termini di variazione relativa, rispetto al II trimestre l'aumento è pari ad un quarto circa, mentre rispetto a dodici mesi prima è pari addirittura a più dell'80% (Figura 6-14). L'aumento dei prezzi del gas è abbastanza conforme all'andamento delle commodity energetiche, soprattutto quella del petrolio. Naturalmente, il fattore che più pesa è quello dell'aumento della domanda globale, ma insistono anche altri elementi. Il prezzo dei permessi di emissione, a sua volta in netto trend rialzista, incide sia come componente di costo che come elemento che spinge a fare del gas naturale stesso un sostituto sempre più conveniente rispetto al carbone, e mostra un andamento correlato a quello del prezzo finale (Figura 6-16). Un altro elemento che pesa sul trend al rialzo del prezzo è l'aumento del prezzo del GNL, a sua volta causato da un forte aumento della domanda asiatica. In termini di incidenza sul prezzo, continua l'aumento dei servizi di vendita (oltre il 70%), mentre diminuisce correlativamente la componente delle tariffe regolate di rete (appena un quinto del totale, valore mai registrato negli ultimi anni). L'incidenza degli oneri di sistema rimane stabile, intorno all'8%.

Forti rincari anche nel quarto trimestre: +108% su base tendenziale, +47% su base congiunturale.

L'aumento della richiesta internazionale di gas, in coincidenza con la ripresa delle attività produttive, che in Italia si accompagna soprattutto alla ripresa dei consumi nel settore termoelettrico, unitamente alla insufficienza dell'offerta nel mercato globale del gas, soprattutto quello relativo al GNL, determina uno squilibrio nel mercato globale del gas naturale che si riflette in un aumento dei prezzi a carico dei consumatori italiani senza precedenti. 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, ed è addirittura corrispondente ad un raddoppio rispetto a dodici mesi prima, a toccare il valore di 17 €/GJ (Figura 6-14). Il peso della materia prima gas tende ad aumentare senza interruzioni dal terzo trimestre del 2020 (Figura 6-15) e nel quarto trimestre cresce del 75% rispetto al terzo (Figura 6-16). Relativamente minore sembrerebbe l'incidenza del prezzo dei diritti d'emissione, ancora in rialzo nel terzo trimestre, ma ad un tasso minore che in precedenza (Figura 6-16). 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"). Nel breve periodo sembrerebbe lecito attendere il mantenimento su livelli ancora molto elevati dei prezzi, come suggerisce il dato relativo ai future sui mesi di novembre e dicembre (Newsletter GME, n. 153

Figura 6-14 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)

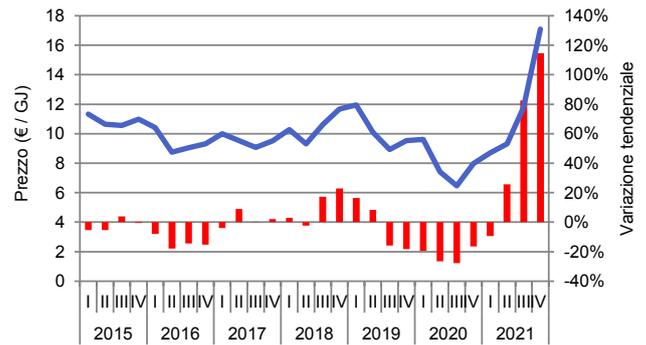


Figura 6-15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

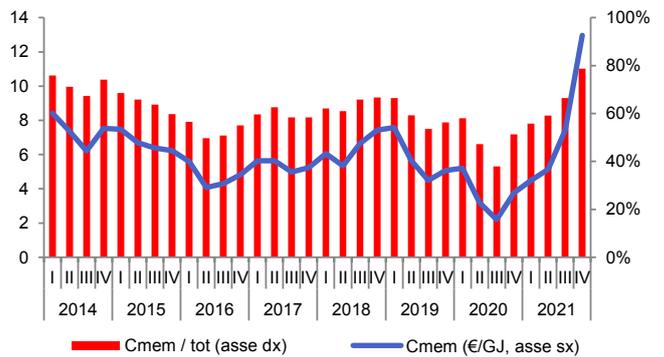


Figura 6-16 - Andamento della componente Cmem e del prezzo al PSV (c€/ GJ).

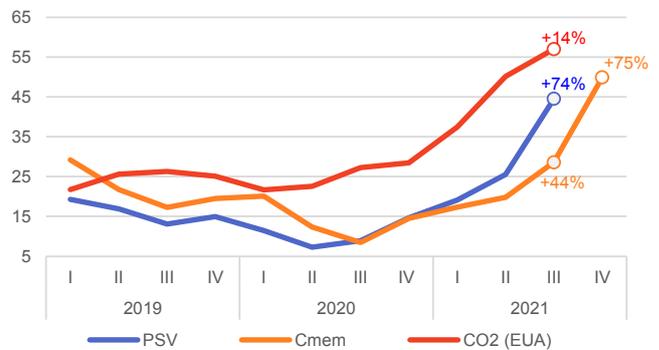
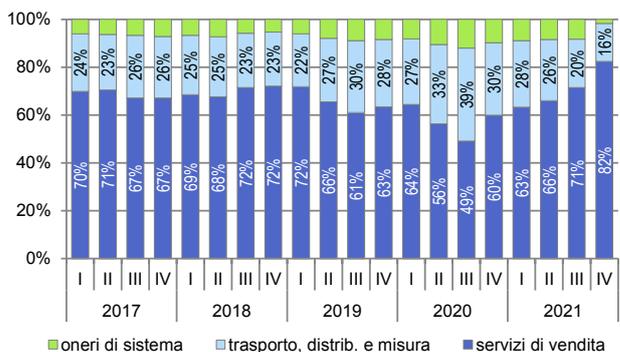


Figura 6-17 - Peso componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000



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 aumento ovunque rispetto al terzo, varia da un minimo di poco più di 2,4 c€/GJ per la zona Nord-Est ad un massimo di 4 c€/GJ per la zona Sud (Figura 6-18). 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 diminuzione rispetto ad un anno prima per effetto della ricomposizione delle voci di costo.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese nel primo semestre 2021. Le imprese italiane pagano generalmente un prezzo più basso rispetto alla media della zona euro

La rilevazione più recente dei prezzi Eurostat per il primo semestre 2021, i cui risultati vengono resi pubblici nel mese di ottobre, invita a considerare un elemento di novità, quello del raggiungimento per i consumatori non domestici italiani di un livello di prezzo medio più basso rispetto alla media di quelli della zona euro (Figura 6-19). Unica eccezione è costituita dalla stima relativa alla fascia di consumo più bassa (banda I1, corrispondente ad un consumo annuo non superiore a 1.000 GJ). Nella classe di riferimento I2 (fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a) le imprese si confrontano con una bolletta del 3% meno cara rispetto alle omologhe dell'area euro, e nel caso delle imprese collocate in banda I3 (classe di consumo 10.000GJ – 100.000 GJ annuo) si arriva a pagare il 12% in meno. Una volta di più si deve sottolineare il ruolo esercitato anche da una minore tassazione a carico delle imprese, quale si evidenzia dal peso percentuale delle imposte e tasse non recuperabili, che per le imprese italiane delle classi I3, I4 ed I5 assume un valore tra il 3% e il 16%, mentre per le imprese della zona euro il valore è compreso tra 11% e 23%. Più in generale, le imprese dei paesi del nord Europa (in particolare in Paesi Bassi) continuano a pagare un prezzo al netto delle imposte e tasse recuperabili molto elevato, 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 terzo trimestre 2021. Prezzi in rialzo, a tassi molto superiori all'inflazione in tutta la zona euro, con una dinamica accentuata in Italia

La rilevazione Eurostat per i prezzi al consumo fotografa la situazione relativa al primo semestre dell'anno in corso e vede l'Italia posizionata tra i paesi ove il costo del gas naturale per le famiglie è tra i più elevati, anche in questo caso dietro ai paesi del nord Europa come Svezia, Danimarca e Paesi Bassi. Tuttavia, per fornire un quadro dei prezzi praticati ai consumatori domestici aggiornato all'ultimo trimestre trascorso, come di consueto, ci si avvale di altre fonti, come le due distinte rilevazioni Eurostat (indice armonizzato dei prezzi al consumo nazionali) e HEPI (rilevazione sulla bolletta delle famiglie nelle capitali europee). La Figura 6-20 indica chiaramente come nel terzo trimestre il tasso di variazione dei prezzi per le famiglie della zona euro sia stato di gran lunga superiore al tasso d'inflazione. In Italia tale dinamica è ulteriormente accentuata, con un tasso che supera il 35%, contro il 15% della generalità della zona euro. La Figura 6-21 evidenzia come a Roma il prezzo del gas naturale per usi domestici (pari a 9,6 c€ per kWh) sia decisamente più elevato che a Parigi, Madrid, Berlino e soprattutto Londra. Il differenziale rispetto alle altre capitali è inoltre in aumento, in larga misura per una crescita più accentuata della componente energetica.

Figura 6-18 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ) - IV trimestre 2021.

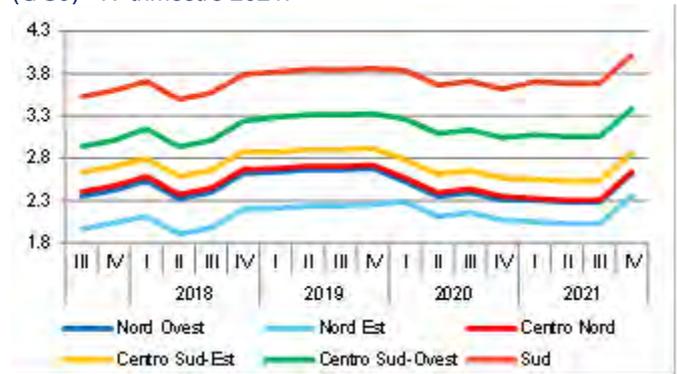


Figura 6-19 - Numero indice (zona euro = 100) relativo ai prezzi del gas per utenti non domestici nel I semestre 2021 per le diverse classi di consumo (bande I1-I4).

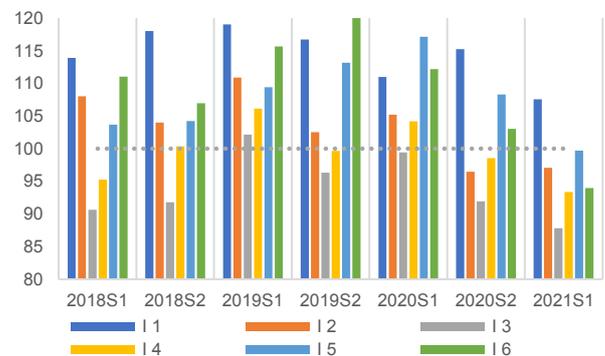


Figura 6-20 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie (dato Eurostat, HICP).

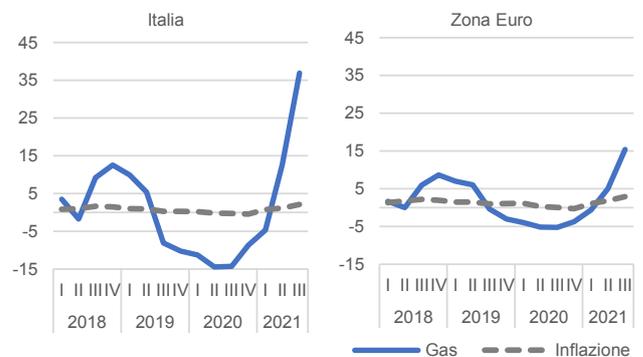
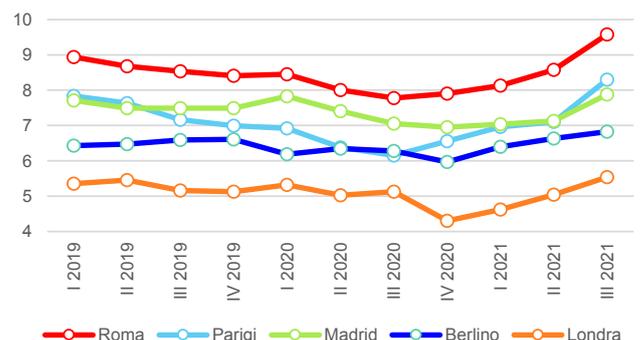


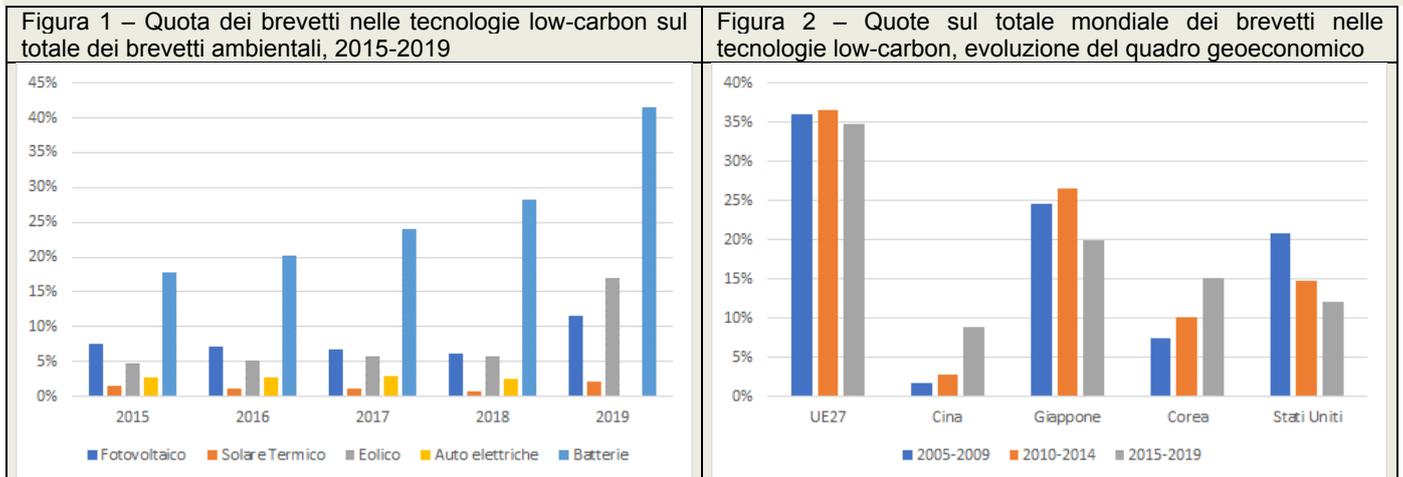
Figura 6-21 - Prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



Daniela Palma

Il secondo Rapporto annuale della Commissione Europea al Parlamento e al Consiglio dell'UE sulla competitività delle tecnologie per la produzione di energia pulita (European Commission, 2021), pubblicato lo scorso ottobre, sottolinea come ricerca e innovazione debbano avere un ruolo crescente nel predisporre le strategie energetiche che concorrono al processo di decarbonizzazione delle economie. Se infatti le tecnologie necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni entro il 2030 sono già tutte disponibili, quelle che dovrebbero consentire i più ambiziosi obiettivi di azzeramento delle emissioni nette entro il 2050 sono ancora allo stato dimostrativo o prototipale. In tal senso l'azione dell'Europa in materia di politica energetica è fortemente orientata a promuovere e sostenere l'innovazione nelle tecnologie funzionali al processo di decarbonizzazione, puntando a un'accelerazione della transizione energetica e rafforzando in questa direzione le linee programmatiche della strategia del *Green Deal* definita da poco meno di un biennio per affrontare in termini mirati la crisi climatica.

In una precedente analisi condotta in questa sede sulla base dei dati di brevetto relativi a un nucleo rilevante di tecnologie *low-carbon* (Analisi Trimestrale, 2/2021),⁸ e a partire dalla fase di “decollo” del loro sviluppo, è stato osservato come l'Europa, pur presentando ancora alcune criticità e divergenze talora anche ampie tra i diversi paesi membri, abbia mantenuto nel complesso una significativa specializzazione tecnologica nell'eolico e nel solare termico, ma sia riuscita anche a conseguire una sia pure debole specializzazione nell'area della mobilità elettrica (autoveicoli e batterie per la mobilità), dominio ancora incontrastato delle economie asiatiche di Giappone e Corea (quest'ultima limitatamente al segmento delle batterie). Prendendo le mosse da tale scenario di fondo, obiettivo di questa sezione è quello di focalizzare l'attenzione sul periodo che va dal 2015 al 2019,⁹ andando a cogliere l'evoluzione più recente dell'innovazione nelle tecnologie *low-carbon* (esaminate in precedenza) in una fase che – come sottolineato dal succitato Rapporto della Commissione Europea- vede anche una ripresa dell'investimento pubblico nella Ricerca energetica dei paesi europei. Attraverso l'esame dei dati relativi alle domande di brevetto depositate presso l'Ufficio Europeo dei Brevetti (EPO, *European Patent Office*), l'analisi è mirata ad individuare la dinamica emergente dell'innovazione nelle tecnologie low carbon in Europa e a inquadrare rispetto ad essa la posizione dell'Italia - caratterizzata in partenza da una diffusa despecializzazione nei diversi ambiti tecnologici ad eccezione del solare termico - anche in relazione alle tendenze delineatesi sul fronte della competitività commerciale, riportate nello scorso numero dell'Analisi trimestrale.



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database July 2021

La ripresa della dinamica innovativa e la specializzazione tecnologica nelle grandi aree geo-economiche

Nel quadro della dinamica innovativa delle tecnologie ambientali,¹⁰ il periodo che va dal 2015 al 2019 si caratterizza per una ripresa della crescita complessiva dei brevetti relativi alle tecnologie *low-carbon*, con la quale si inverte la tendenza calante che era stata registrata nel quinquennio precedente (Analisi Trimestrale 2/2021). La quota di tali brevetti sul totale dei brevetti relativi alle tecnologie ambientali aumenta notevolmente, facendo un salto di circa dieci punti percentuali tra il biennio 2016-2017 e il biennio 2018-2019 ed attestandosi su un valore prossimo al 45%. La crescita della quota continua ad essere sospinta dal comparto delle batterie e dall'eolico, ma si rileva una ripresa anche nel fotovoltaico e, in seconda battuta, nel solare termico (Figura 1).

All'espansione dell'attività innovativa nelle tecnologie energetiche *low-carbon* nel periodo 2015-2019 corrisponde anche un'ulteriore avanzata delle economie asiatiche, con una forte crescita delle quote dei brevetti che fanno capo alla Corea e alla Cina (Figura 2) – che si attestano rispettivamente su valori del 15 e del quasi 9% - e con un consistente aumento della specializzazione tecnologica¹¹ (Tabella 1) nel fotovoltaico e nelle batterie, che nel caso della Corea risulta assai elevata (con valori pari rispettivamente a 2,9 e

⁸ Le tecnologie in questione sono quelle per cui è stato possibile effettuare anche un'analisi sul versante delle dinamiche commerciali sulla base della principale letteratura di riferimento (COP21 Ripples, 2018) .

⁹ Le domande di brevetto sono riferite ai diversi paesi sulla base della residenza degli inventori, seguendo quello che è un approccio ormai consolidato nell'analisi comparativa dell'attività brevettuale a livello internazionale, e analizzati rispetto alla data di priorità, relativa al deposito della prima domanda, in quanto più vicina al momento dell'invenzione. Considerato che dalla data di priorità vige un periodo di segretezza di 18 mesi prima che il brevetto sia reso pubblico, la disponibilità di dati a fini statistici presenta un ritardo pari ad almeno l'estensione di tale periodo. (OECD,2009), motivo per il quale l'analisi presentata in questa sede arriva fino al 2019.

¹⁰ Per la definizione e la selezione delle tecnologie dedicate all'ambiente si rimanda alla classificazione internazionale *Cooperative Patent Classification sezione Y02* (EPO - *Sustainable technologies*).

¹¹ L'indice di specializzazione di un paese in una data classe tecnologica è dato dal rapporto tra la quota sui brevetti mondiali del paese in tale classe e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione. Un paese risulterà perciò specializzato in una data classe tecnologica per valori dell'indice superiori a uno.

4,2). Di particolare interesse è inoltre la dinamica innovativa della Cina per quanto riguarda la mobilità elettrica (sia per le auto elettriche che per le batterie relative alla mobilità elettrica), dove consegue una posizione di quasi specializzazione, anche se il ruolo di capofila nel settore rimane nel complesso ancora a Giappone e Corea. In tale scenario, gli Stati Uniti tendono ad occupare una posizione sempre più marginale,¹² mentre l'Europa (UE27) mostra qualche difficoltà sul fronte della specializzazione relativa a singoli ambiti tecnologici. Se da una parte l'eolico continua ad essere un punto di particolare forza, con un ulteriore incremento della già elevata specializzazione (che si attesta su un valore di 1,7), si conferma la despecializzazione nel fotovoltaico; così come si rileva la prosecuzione di un decremento della pur elevata specializzazione nel solare termico (che tra i due sottoperiodi 2010-2014 e 2015-2019 passa da 1,5 a 1,4). Al tempo stesso si osserva l'emergere di un vantaggio tecnologico nel comparto della mobilità elettrica, soprattutto per quanto riguarda le auto elettriche, dove l'indice di specializzazione assume un valore significativamente superiore all'unità.

Tabella 1 – Incidenza dei brevetti nelle tecnologie low-carbon sul totale dei brevetti ambientali, il quadro geoeconomico

	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2017-2019		2005-2009	2010-2014	2015-2019	2017-2019
Fotovoltaico					Batterie				
UE27	0.84	0.95	0.90	0.95	UE27	0.62	0.71	0.67	0.67
Cina	0.72	0.71	1.57	1.90	Cina	1.11	0.70	1.38	1.51
Giappone	1.36	1.33	1.04	0.85	Giappone	2.29	2.42	1.92	1.84
Corea	1.88	2.42	2.95	2.76	Corea	3.17	3.25	4.17	4.54
Stati Uniti	1.03	0.75	0.62	0.59	Stati Uniti	0.74	0.54	0.50	0.44
Solare termico					Auto elettriche				
UE27	1.53	1.50	1.38	1.35	UE27	0.85	0.99	1.17	1.22
Cina	0.53	0.59	0.79	0.97	Cina	0.85	0.50	0.97	0.78
Giappone	0.28	0.46	0.44	0.22	Giappone	2.71	2.89	2.29	2.20
Corea	0.23	0.40	0.28	0.16	Corea	0.15	0.44	0.68	0.82
Stati Uniti	0.72	0.58	0.55	0.68	Stati Uniti	0.61	0.38	0.34	0.35
Eolico					Batterie per la mobilità elettrica				
UE27	1.51	1.67	1.72	1.70	UE27	0.72	0.81	0.97	1.07
Cina	0.93	0.49	0.66	0.72	Cina	0.64	0.53	0.93	0.92
Giappone	0.41	0.61	0.42	0.22	Giappone	2.90	2.80	1.95	1.70
Corea	0.23	0.25	0.16	0.05	Corea	1.00	1.96	1.90	1.65
Stati Uniti	0.64	0.50	0.56	0.68	Stati Uniti	0.61	0.43	0.48	0.48

Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database July 2021

La specializzazione tecnologica nei paesi europei (2015-2019)

L'evoluzione del quadro europeo per quegli ambiti tecnologici nei quali la specializzazione è andata ad aumentare è anche la risultante del significativo progresso compiuto da pochi singoli paesi a fronte di un'attività innovativa di per sé più polarizzata (Tabella 2).

Nel caso dell'eolico si rafforza notevolmente la specializzazione di Danimarca e Germania (elevatissima nel primo caso con un indice superiore a 25), che detengono nel complesso il 50% dei brevetti del settore e che compensano in larga misura la flessione della specializzazione della Spagna (che rimane comunque elevata con un valore superiore a 4 pari a quasi due volte e mezzo quello della Germania). Tra i caposaldi della specializzazione nel settore nell'area europea deve essere inoltre rilevata la posizione del Regno Unito, con un indice che, sebbene in lieve flessione rispetto al quinquennio precedente, si attesta ancora su un valore elevato pari a 1,4.

Relativamente alla mobilità elettrica, si osserva l'emergere di una specializzazione tecnologica per l'Austria (tanto per l'auto elettrica, quanto per le batterie relative alla mobilità elettrica, con indici pari rispettivamente a 1,4 e 1,5), un consolidamento della specializzazione nell'auto elettrica per Francia e Germania (rispettivamente 1,3 e 1,6), con la Germania che si afferma anche nelle batterie per la mobilità elettrica presentando una specializzazione pari a 1,3; e un'avanzata della Svezia, che conferma – pur se con una flessione - la specializzazione nell'auto elettrica (1,3) e si rafforza nel segmento delle batterie per la mobilità elettrica (1,2).

Laddove la specializzazione tecnologica non ha mostrato miglioramenti, o si è addirittura ridotta, le tendenze a livello di paese sono invece apparse meno univoche. Relativamente al fotovoltaico si denota infatti un arretramento del Belgio e, soprattutto, della Germania (che mostra una posizione di lieve despecializzazione), ma anche l'emergere di un vantaggio tecnologico per la Francia e per i Paesi Bassi; mentre nel caso del solare termico, che presenta un'attività innovativa tra le più diffuse in Europa, se da un lato appare relativamente consolidata la posizione della Spagna e dell'Italia, con indici di specializzazione tra i più elevati, ed è significativa l'avanzata della Francia e di diversi "piccoli paesi" dell'area nordica (Belgio e Danimarca, Finlandia e Svezia, con indici rispettivamente pari a 1,3, 1,5, 1, e 1,3), dall'altro si denota un arretramento dell'Austria (che continua comunque a rimanere specializzata) e il profilarsi di una despecializzazione nel caso della Germania.

¹² Così come estesamente documentato anche nel Rapporto dell'Aprile 2021 realizzato da IEA ed EPO sui trend tecnologici globali nella transizione energetica (EPO-IEA, 2021), gli Stati Uniti si distinguono infatti nell'ambito di tecnologie relative all'utilizzo di combustibili fossili, e nei processi di combustione a basse emissioni.

La posizione dell'Italia

Il quadro dell'attività innovativa dell'Italia nelle tecnologie energetiche low-carbon rimane dunque tuttora ancorato alla specializzazione tecnologica nel solare termico. Occorre peraltro osservare come in quei casi, come il fotovoltaico e ancor di più l'eolico, in cui la despecializzazione era già pronunciata, la posizione italiana registri perfino un peggioramento (Tabella 2). Né è possibile ancora rilevare avanzamenti adeguati nell'ambito della mobilità elettrica, dove particolarmente elevata è la despecializzazione relativa allo specifico segmento delle batterie (con un indice pari a 0,7). Tale scenario rivela una sostanziale coerenza con il notevole peggioramento dei deficit commerciali relativi all'interscambio di tecnologie low-carbon rilevati fino alla fine del 2020 (di cui si dà conto nel precedente numero dell'Analisi Trimestrale), specialmente in tutti quei casi in cui la despecializzazione tecnologica è ancora molto elevata (come nell'eolico e nelle batterie in generale). A quest'ultimo riguardo occorre inoltre osservare come la debolezza dell'Italia nel segmento delle batterie per la mobilità elettrica, che si sta rivelando cruciale per lo sviluppo di una mobilità sostenibile, contrasti non solo con i progressi compiuti dalle altre due maggiori economie di Francia e Germania, ma anche con gli avanzamenti conseguiti da tempo dalla Svezia e più di recente dall'Austria.

Tabella 2 – Indici di specializzazione tecnologica nelle tecnologie low-carbon, il quadro geoeconomico

	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2017-2019		2005-2009	2010-2014	2015-2019	2017-2019
Fotovoltaico					Batterie				
Austria	0.82	0.65	0.75	0.64	Austria	0.61	0.76	0.98	0.98
Belgio	0.79	1.21	1.19	1.10	Belgio	0.29	0.32	0.43	0.45
Germania	1.05	1.09	0.87	0.91	Germania	0.78	0.91	0.87	0.88
Danimarca	0.33	0.23	0.44	0.23	Danimarca	0.18	0.11	0.12	0.09
Spagna	1.36	1.03	1.15	1.49	Spagna	0.19	0.31	0.42	0.31
Finlandia	0.31	0.52	0.90	0.97	Finlandia	0.22	0.46	0.33	0.32
Francia	0.63	1.04	1.22	1.35	Francia	0.82	0.95	0.77	0.73
Italia	0.76	0.88	0.77	0.70	Italia	0.30	0.34	0.36	0.36
Paesi Bassi	0.80	0.98	1.00	1.40	Paesi Bassi	0.23	0.19	0.28	0.29
Svezia	0.20	0.30	0.37	0.44	Svezia	0.55	0.57	0.58	0.58
Solare termico					Auto elettriche				
Austria	2.40	2.70	1.77	1.02	Austria	0.71	0.92	1.37	1.02
Belgio	0.89	0.98	1.26	2.10	Belgio	0.04	0.30	0.15	0.25
Germania	1.56	1.49	0.97	0.70	Germania	1.09	1.11	1.60	1.76
Danimarca	1.05	1.06	1.53	0.77	Danimarca	0.10	0.02	0.00	0.00
Spagna	7.06	4.57	4.78	6.09	Spagna	0.12	0.10	0.60	0.93
Finlandia	0.25	0.39	1.57	2.32	Finlandia	0.15	0.77	0.40	0.15
Francia	1.02	1.35	1.74	1.89	Francia	0.97	1.23	1.27	1.24
Italia	1.96	2.00	1.56	2.04	Italia	0.65	0.83	0.96	0.90
Paesi Bassi	0.72	0.91	0.76	0.79	Paesi Bassi	0.36	0.21	0.21	0.34
Svezia	0.74	0.82	1.25	2.09	Svezia	1.25	2.33	1.29	1.06
Eolico					Batterie per la mobilità elettrica				
Austria	0.92	0.56	0.43	0.43	Austria	0.86	0.69	1.48	1.56
Belgio	0.80	0.83	0.57	0.86	Belgio	0.22	0.19	0.26	0.13
Germania	1.29	1.40	1.60	1.57	Germania	0.88	0.99	1.27	1.45
Danimarca	18.59	20.72	25.50	26.72	Danimarca	0.15	0.12	0.02	0.00
Spagna	4.87	6.17	4.07	3.26	Spagna	0.29	0.41	0.55	0.39
Finlandia	0.59	0.65	0.50	0.33	Finlandia	0.30	0.65	0.62	0.48
Francia	0.37	0.46	0.33	0.29	Francia	0.99	1.16	0.94	0.98
Italia	0.69	0.77	0.37	0.31	Italia	0.39	0.39	0.65	0.71
Paesi Bassi	1.18	0.97	0.93	0.87	Paesi Bassi	0.20	0.25	0.42	0.60
Svezia	0.74	0.45	0.30	0.32	Svezia	0.84	1.02	1.19	1.24

Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database July 2021

Bibliografia

- COP21 Ripples., Results and implications for pathways and policies for low emissions European societies, 2018.
- EPO-IEA, Patents and the energy transition – Global trends in clean energy technology innovation, April 2021.
- EUROPEAN COMMISSION, Report from the Commission to the European Parliament and the Council, Brussels, 26.10.2021
- OECD, Patent Statistics Manual, 2009..

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Dicembre 2021