



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2020



1/2021

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2020

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

n. 1/2021

2020 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, Alessandro Zini, Andrea Colosimo (ENEA), E. Bompard, E. Desogus, D. Grosso, S. Lo Russo (EST@energycenter/PoliTO)

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva, E. Desogus,
- Capitolo 3: B. Baldissara,
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: F. Gracceva, A. Colosimo, E. Bompard, E. Desogus, D. Grosso, S. Lo Russo
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. L'indice sintetico della transizione energetica alla fine del 2020	7
2. Variabili guida del sistema energetico.....	10
2.1 Mercati internazionali dell'energia.....	10
2.2 Variabili guida dei consumi energetici italiani	16
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia nel 2020.....	20
3.1 Consumi di energia primaria	20
<i>BOX – I consumi di energia nei mesi della crisi sanitaria</i>	23
3.2 I consumi finali di energia	26
3.2.1 Trasporti.....	29
3.2.2 Industria.....	30
3.2.3 Settore civile.....	31
4. Decarbonizzazione	32
5. Sicurezza del sistema energetico	38
5.1 Sistema petrolifero.....	38
5.2 Sistema del gas naturale	44
5.3 Sistema elettrico	49
6. Prezzi dell'energia e competitività	55
6.1 Prezzi dell'elettricità	55
6.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	58
6.3 Prezzi del gas naturale	59
6.4 L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon.....	61
Nota metodologica	62

Gli effetti senza precedenti della pandemia sul sistema economico ed energetico globale

La pandemia di Covid-19 ha travolto il sistema economico globale in una misura e con una velocità senza precedenti. Se all'inizio del 2020 il Fondo Monetario Internazionale stimava per l'anno una crescita globale di poco superiore al 3%, nel giro di poche settimane ha poi rivisto progressivamente al ribasso le previsioni, fino a ipotizzare una contrazione superiore al 5%. Nonostante la ripresa maggiore delle aspettative nella seconda parte dell'anno, tanto che l'ultima previsione FMI (di gennaio 2021) stima per il 2020 una contrazione del 3,5%, si tratta comunque di una recessione che "non ha precedenti", incomparabile con quella legata alla crisi finanziaria del 2009, quando la flessione fu dello 0,1%. L'economia europea è stata colpita dalla pandemia anche più pesantemente, con una caduta del PIL della zona euro del 7%, mentre in Italia il calo è stato dell'8,8% (maggiore di quello tedesco ma in linea con quello francese e minore di quello spagnolo e britannico), il calo maggiore mai registrato dal dopoguerra.

Sui mercati dell'energia, la ripresa della seconda metà dell'anno ha attenuato l'impatto della crisi sulla domanda di gas naturale, la cui contrazione potrebbe limitarsi a poco più dell'1% sull'anno precedente, tanto che a fine anno i prezzi del gas sono risaliti dai minimi storici di metà anno fino ai livelli di fine 2019. Più incerta è stata la ripresa dei consumi petroliferi, che secondo i dati più recenti dovrebbero essersi contratti di circa 9 Mb/g su base annua (-9% circa, dunque più del -7% registrato nel 2009). Anche nel caso del petrolio l'eccesso di offerta ha determinato un crollo dei prezzi fino a minimi storici, ma la risalita successiva deve confrontarsi con una domanda di greggio che nel 2021 non dovrebbe ancora ritornare sui livelli pre-crisi.

Nel 2020 calo record in tempo di pace per fabbisogno di energia ed emissioni di CO2, in conseguenza del crollo del PIL, della produzione industriale e della mobilità

- Nel 2020 i consumi di energia primaria sono stimati in calo del 10% rispetto al 2019. Si tratta del calo maggiore registrato in tempi di pace, superato solo dai cali del 1943-44, mentre nell'anno della crisi del 2009 la domanda di energia si ridusse del 5,7%, in perfetto allineamento con la caduta del PIL. Per trovare un livello di consumi di energia inferiore ai 154 Mtep del 2020 bisogna risalire al 1987.
- Nell'anno appena trascorso il calo dei consumi di energia primaria si è concentrato in particolare nel II trimestre (-20% tendenziale), ma nonostante il rimbalzo congiunturale del III trimestre, per l'allentamento delle misure di contenimento della pandemia, in termini tendenziali anche il III e IV trimestre hanno fatto registrare variazioni negative (-6% circa), con un nuovo peggioramento nell'ultimo trimestre dell'anno, nascosto dal fatto che il clima più rigido ha spinto i consumi di gas per il riscaldamento, ridimensionando il calo complessivo della domanda di energia, che sarebbe altrimenti risultato più marcato.
- La caduta dei consumi di energia del 2020 risulta significativamente maggiore di quello dell'insieme dei principali driver dei consumi energetici, PIL (-8,8%), produzione industriale (-11%), clima (più mite nel I trimestre, più rigido nel IV) e prezzi dell'energia (in calo), sintetizzati nel superindice ENEA, in calo dell'8% su base annua. Questo fatto è spiegato in primo luogo dalla riduzione particolarmente accentuata della mobilità privata e dei volumi di traffico (sia stradale che aereo), molto maggiore di quella dell'attività economica. La caduta dei consumi di energetici, maggiore di quella del PIL, ha portato a una riduzione dell'1% dell'intensità energetica del PIL, una variazione in linea con la media degli ultimi dieci anni. Anche in un anno di parziale disaccoppiamento tra consumi di energia e attività economica la riduzione dell'intensità energetica è rimasta comunque su valori molto inferiori a quelli coerenti con le strategie italiane (PNIEC e Strategia di lungo termine), che prevedono cali medi annui dell'intensità energetica superiori al 2%.

Il 60% della riduzione dei consumi di energia primaria è dovuto al petrolio, per il crollo dei volumi di traffico stradale ed aereo. Quota di fossili ai minimi dal 1961, ma gas naturale prima fonte

- In termini di fonti il calo di oltre 16 Mtep di energia primaria rispetto al 2019 è imputabile in primo luogo al petrolio, in riduzione di quasi il 18% sul 2019 (-10 Mtep), a causa del crollo della mobilità stradale ed aerea. Per ritrovare un valore inferiore ai 48 Mtep di consumi petroliferi del 2020 bisogna risalire alla metà degli anni sessanta, cioè alla metà del decennio della diffusione della motorizzazione di massa.
- I consumi di gas si sono invece ridotti del 5,6% rispetto all'anno precedente (-3,4 Mtep), sia per il minore ricorso nella generazione termoelettrica (-5%), sia per la minore domanda di gas negli usi diretti. Ancora in forte riduzione i consumi di combustibili solidi, di oltre il 20% rispetto all'anno precedente, e le importazioni nette di elettricità, -1,3 Mtep rispetto ai livelli del 2019 (-13%). Solo le rinnovabili risultano in marginale aumento: escludendo le termiche (il cui andamento segue quello dei gradi giorno riscaldamento), la crescita delle rinnovabili elettriche è dell'1%.
- Il calo particolarmente accentuato delle fonti fossili (petrolio e carbone in particolare) ha determinato una significativa riduzione della quota di fossili nel mix energetico, nel 2020 stimata pari a circa il 72%, due punti in meno rispetto al 2019 e nuovo minimo storico (dal 1961), inferiore al 73% del 2014. Il crollo dei consumi di petrolio ha poi rafforzato la posizione del gas naturale come prima fonte del paese (con una quota del 37,4%, nuovo massimo storico sebbene in valore assoluto i consumi di gas siano stati inferiori di 14 Mtep rispetto al picco del 2005), ben sei punti percentuali in più rispetto al peso del petrolio.
- I consumi da fonti rinnovabili sono stati pari nel 2020 a circa 22 Mtep, in crescita di oltre l'1% rispetto al 2019, grazie al modesto aumento delle FER elettriche.

Consumi finali in calo del 10%, per 4/5 a causa del crollo dei consumi di prodotti petroliferi (-10 Mtep)

- I consumi finali di energia nel 2020 sono stimati in calo del 10% rispetto al 2019; circa l'80% di questo calo è legato alla contrazione dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (scesi a 43 Mtep, -10 sul 2019). In calo significativo, ma molto meno accentuato, anche i consumi di elettricità e gas (complessivamente oltre 2,5 Mtep in meno rispetto all'anno precedente)

nell'industria e civile, in particolare per la contrazione dell'attività economica nel settore terziario. Anche nel caso dei consumi dei settori di uso finale dell'energia per ritrovare consumi inferiori bisogna risalire al 1987.

- La richiesta di energia elettrica è diminuita nel 2020 di quasi 17 TWh rispetto al 2019 (-5,3%). Il calo è stato particolarmente marcato tra marzo ed aprile, quando la chiusura delle attività produttive ha ridotto i consumi elettrici industriali in percentuali dell'ordine del 30% su base annua. Con il progressivo allentamento delle misure e la ripartenza di molte attività produttive la riduzione tendenziale è andata progressivamente attenuandosi, dal -14% del II trimestre al -2,5% del III e al -0,4% del IV, quando la domanda dell'industria è risultata in aumento tendenziale sia a novembre sia soprattutto a dicembre. Sebbene a fine anno i consumi elettrici siano tornati al di sotto del livello del 2001, nel 2020 si è registrato un significativo incremento della elettrificazione del sistema energetico, cioè della quota di consumi finali di energia coperti da energia elettrica, che si è avvicinata al 21%, nuovo massimo storico, grazie al fatto che i consumi totali di energia sono diminuiti del doppio.

Per le emissioni di CO₂ calo del 12%, per il 70% legato alla caduta del PIL, per il 30% a fattori "virtuosi"

- Anche per le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale si stima nel 2020 un calo record, pari a circa il 12% (-38 MtCO₂) rispetto al 2019, un calo maggiore di quello dei consumi di energia primaria (-10%), perché il calo dei consumi si è concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica, in primo luogo il carbone in secondo luogo il petrolio. Con il crollo del 2020, maggiore anche della riduzione registrata nel 2009 (-10%), le emissioni del sistema energetico italiano risultano a fine anno inferiori di quasi il 40% rispetto ai livelli del 2005, con un balzo di circa otto punti percentuali rispetto a un anno prima.
- Il calo delle emissioni del 2020 è da ricondurre ai settori della generazione elettrica, che ha contribuito per circa un terzo al dato complessivo, e più ancora a quello dei trasporti (-20% circa le emissioni del settore), che spiega oltre la metà della riduzione totale delle emissioni.

Indice della transizione energetica in forte aumento sull'anno prima (+38%), grazie ai notevoli miglioramento su prezzi (+80%) e decarbonizzazione (+40%). In peggioramento la sicurezza energetica

- Il crollo dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂ ha portato a un forte miglioramento dell'indice della transizione energetica ISPRED (+40% su base annua), grazie a un balzo avvenuto però soprattutto nel II trimestre dell'anno.
- Sul fronte della decarbonizzazione il miglioramento degli indicatori inclusi nell'ISPRED (+40%) riflette da un lato il definitivo raggiungimento degli obiettivi 2020, peraltro già scontato, da un altro lato l'aumento della pendenza della traiettoria di lungo periodo di riduzione delle emissioni. D'altra parte, l'innalzamento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 deciso a livello UE a fine anno fa sì che questa traiettoria resti tuttora non in linea con gli obiettivi, in modo ancora particolarmente evidente nel caso dei settori non-ETS. Questo anche perché resta comunque da valutare in che misura, una volta superate le condizioni eccezionali del 2020, la traiettoria emissiva possa tornare ad allontanarsi ancor più dagli obiettivi. In effetti circa i 3/4 della riduzione delle emissioni del 2020 è imputabile al congiuntura economica, solo 1/4 a componenti strutturali come la riduzione dell'intensità energetica dell'economia e dell'intensità carbonica dell'energia. Inoltre i dati dell'ultimo decennio evidenziano come queste due intensità abbiano registrato riduzioni maggiori negli anni di crisi economica, all'incirca doppie di quelle registrate negli anni di crescita del PIL.
- Grazie alla riduzione dei consumi energetici totali la quota di FER sui consumi finali è stimata per il 2020 pari a circa il 20%, in aumento rispetto ai livelli del 2019 di circa due punti percentuali. E' dunque definitivamente raggiunto il target UE per il 2020 (17%). D'altra parte, se i consumi totali fossero rimasti sui livelli dell'anno precedente la quota di FER sarebbe rimasta di poco superiore al 18,1% del 2019, a conferma del fatto che la progressione verso il target stabilito nel PNIEC per il 2030 (30%) resta lenta, e ancor più lontano risulta il nuovo target che risulterà dal recente innalzamento degli obiettivi climatici in sede europea. Il 2020 ha infatti segnato un nuovo rallentamento delle installazioni di nuova capacità elettrica rinnovabile, ferme a circa 1/4 di quanto sarebbe necessario per raggiungere gli obiettivi 2030.

Prezzi dell'energia in forte calo nel 2020. Segni di ripresa nell'ultima parte dell'anno

- Il forte calo dei prezzi delle commodity energetiche sui mercati internazionali, in particolare nella prima parte dell'anno, ha prodotto notevoli effetti sui mercati italiani dell'energia. Sulla borsa elettrica il PUN è sceso al minimo storico (38 €/MWh la media annua), nonostante la forte risalita dell'ultima parte dell'anno, ed è sceso al minimo storico anche il differenziale positivo con il prezzo all'ingrosso tedesco. Andamento simile ha avuto il prezzo del gas, ai minimi storici a metà anno, poi in rapida ripresa, ma anche qui è notevole la riduzione del differenziale tra PSV e TTF, in media d'anno ancora superiore a 1€/MWh, ma a fine anno oscillante intorno allo zero.
- I prezzi dell'energia per i consumatori italiani hanno presentato riduzioni generalizzate sia per le imprese sia per le famiglie. I prezzi dell'energia elettrica per le imprese nel 2020 sono diminuiti del 15% circa per tutte le fasce di consumo, e in media d'anno si sono collocati intorno ai valori minimi del decennio. Inoltre, secondo dati ancora parziali il calo dei prezzi in Italia sembra essere stato maggiore di quello registrato in media nel resto dell'UE, con la conseguenza che si è ridotto il differenziale positivo tra i prezzi italiani e quelli europei, anch'esso ai minimi decennali (e divenuto negativo per le imprese più grandi). Nel caso dei consumatori domestici la riduzione del prezzo in Italia è stata dell'ordine del 10%, e anche in questo i dati parziali sembrano indicare un calo maggiore di quello registrato nella media UE.
- Uno degli effetti della riduzione del costo della materia energia è che per un'impresa in fascia di consumo medio-bassa l'incidenza della componente variabile sul costo totale dell'elettricità scende ad appena un terzo, anche perché la sola componente della bolletta elettrica che nel 2020 non ha sperimentato una riduzione è il prezzo del dispacciamento, elemento riconducibile all'aumento dei costi del mantenimento dell'equilibrio del sistema.
- Il prezzo gas per le imprese ha subito cali superiori al 20%, con valori vicini ai minimi decennali, soprattutto per le imprese più grandi, e anche qui i dati parziali sembrano indicare un calo maggiore di quello della media UE. A partire dalla fine dell'estate

l'aumento del prezzo del gas sui mercati internazionali si è però riflesso in una rapida risalita del costo della bolletta nel IV trimestre, sia per le utenze industriali che per quelle domestiche.

- Gli indicatori relativi ai prezzi dell'energia nell'ISPRED rilevano questi fenomeni, registrando un notevole miglioramento complessivo nel valore medio su base annua (+80% rispetto al 2019), con valori sui massimi della serie storica per tutti gli indicatori, con l'unica eccezione di quello relativo al prezzo dell'elettricità per le famiglie.

In aumento la dipendenza dall'estero per l'acquisizione di prodotti funzionali alla riduzione delle emissioni climalteranti

- A fronte della riduzione delle importazioni totali di merci da parte dell'economia italiana (-14%), dovuta al rallentamento della domanda interna, la dinamica commerciale nel segmento delle tecnologie low-carbon non sembra conoscere tentennamenti, con un ulteriore aumento delle importazioni (stimate superiori ai 2 miliardi euro, +27% rispetto al 2019), e un crescente disavanzo commerciale (salito a circa 1,1 miliardi di euro, +60% sul 2019). La fetta più rilevante delle importazioni è riconducibile alla domanda di mobilità verde, che nell'ultimo anno è giunta a rappresentare oltre la metà delle importazioni low-carbon, da circa 1/3 nel 2019. Tra le notizie positive, il 2020 è stato comunque l'anno del raggiungimento del pareggio commerciale nel comparto fotovoltaico, mentre sembrerebbero in essere segni di aumento delle esportazioni di veicoli ibridi PHEV, nonostante si tratti ancora di numeri modesti se posti in rapporto al valore monetario dell'import.

In peggioramento gli indicatori di sicurezza relativi a raffinazione e sistema elettrico, migliora la sicurezza del sistema gas

- A fronte dei notevoli miglioramenti nelle componenti prezzi e decarbonizzazione dell'indice della transizione ISPRED, nel 2020 risulta complessivamente in leggero peggioramento l'indice che sintetizza la componente sicurezza energetica (-2%), sebbene questo dato sia la risultante di impatti molto differenti sui diversi aspetti che caratterizzano la sicurezza del sistema. In particolare, peggioramenti notevoli degli indicatori hanno riguardato la raffinazione, che ha sofferto un forte calo dell'utilizzo degli impianti, sceso sui minimi decennali, e margini in territorio negativo ininterrottamente dal II trimestre dell'anno. Sono poi emerse con particolare forza le potenziali vulnerabilità del settore elettrico, destinato per di più ad acquisire sempre maggiore centralità nel corso della transizione energetica. Il sistema elettrico è venuto a trovarsi improvvisamente in una condizione prossima a quella che dovrebbe realizzarsi entro il 2030 con il percorso di decarbonizzazione, trovandosi a dover gestire nuovi massimi storici della quota di generazione rinnovabile non programmabile (20% su base mensile a maggio, oltre il 70% su base oraria), con probabile necessità di taglio della produzione eolica in alcuni periodi e con impatto significativo sui costi della gestione in sicurezza del sistema (i costi dei servizi di dispacciamento hanno superato i 2 miliardi di euro). Inoltre, in questo contesto perdura la situazione di scarsità di generazione programmabile e flessibile, con la possibilità di margini di riserva negativi nel caso di indisponibilità delle importazioni.
- All'opposto sono invece in sostanziale miglioramento gli indicatori relativi al sistema del gas naturale, perché il calo dei consumi ha comportato un più elevato margine di capacità rispetto al picco di domanda. Inoltre, l'entrata in funzione del gasdotto TAP ha per un verso migliorato la sicurezza degli approvvigionamenti, come misurata dalla regola europea N-1, dall'altro favorito il notevole avvicinamento del prezzo all'ingrosso italiano (PSV) e quello del principale hub europeo (TTF), fino a valori negativi del differenziale a fine anno.

1. L'indice sintetico della transizione energetica alla fine del 2020

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

Indice della transizione energetica in forte aumento sull'anno prima (+38%), grazie a prezzi e decarbonizzazione

Il crollo dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂ ha portato a un forte miglioramento dell'indice della transizione energetica ISPRED (+40% su base annua), grazie a un balzo avvenuto però soprattutto nel II trimestre dell'anno. Le variazioni tendenziali si sono invece attenuate nei due trimestri successivi, a indicare una correlazione fra il miglioramento dell'ISPRED e la fase di eccezionale di crisi. In media d'anno l'ISPRED è tornato comunque a collocarsi ben al di sopra della soglia di 0,5, che demarca una situazione di miglioramento (o peggioramento) relativo rispetto all'intero orizzonte temporale preso a riferimento.

In Figura 1-2 è rappresentata la traiettoria in atto del sistema energetico italiano come sintetizzata dalla tre componenti dell'indice ISPRED. Dalla figura emerge il significativo miglioramento delle componenti prezzi e decarbonizzazione, mentre la componente sicurezza sembra su un trend di lungo periodo di lento peggioramento.

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

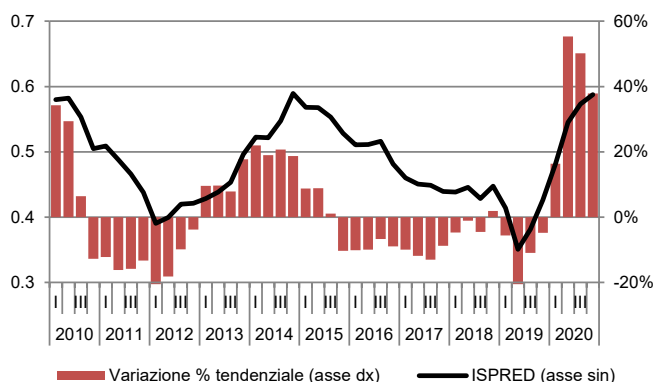
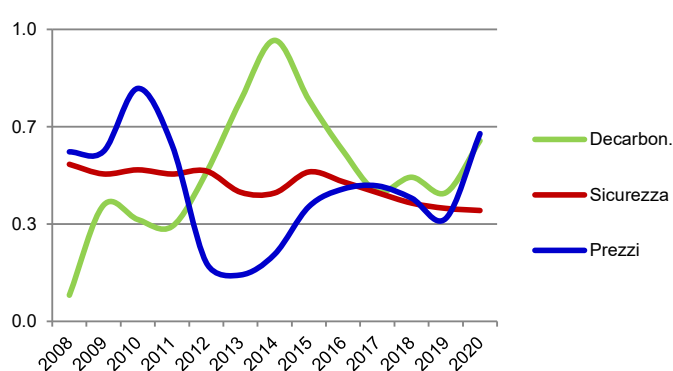


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni dell'ISPRED (indici variabili tra 0 e 1)



Notevole miglioramento per la dimensione decarbonizzazione, (+40% sul 2019). Restano problematici i target europei 2030, ancor più alla luce dell'innalzamento del livello di ambizione deciso a fine 2020

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione ha subito un balzo notevole a seguito dello shock di domanda portato dalla pandemia, che ha ridotto drasticamente i consumi energetici. Il calo dei consumi si è inoltre concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica (carbone e petrolio), per cui è diminuita sia la quota di fonti fossili sull'energia primaria totale sia l'intensità carbonica dell'energia fossile.

Il miglioramento degli indicatori inclusi nell'ISPRED (+40%) riflette da un lato il definitivo raggiungimento degli obiettivi 2020, peraltro già scontato, da un altro lato l'aumento della pendenza della traiettoria di lungo periodo di riduzione delle emissioni. In effetti, proiettando oggi le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sulla base del trend degli ultimi 5 anni, che evidentemente incorpora le condizioni eccezionali del 2020, la traiettoria che ne deriva risulta inclinata verso il basso più di quanto non fosse prima della crisi pandemica (Figura 1-3). D'altra parte, l'innalzamento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 deciso in sede UE a fine 2020 fa sì che anche la traiettoria descritta in Figura 1-3 resti non in linea con gli obiettivi.

Inoltre, resta ovviamente da valutare in che misura, una volta superate le condizioni eccezionali del 2020, la traiettoria emissiva possa tornare a ridurre la sua pendenza. In effetti circa il 70% della riduzione delle emissioni del 2020 è imputabile alla congiuntura economica, solo il restante 30% a componenti strutturali come la riduzione dell'intensità energetica dell'economia e dell'intensità carbonica dell'energia. Inoltre i dati dell'ultimo decennio evidenziano come queste due intensità abbiano registrato riduzioni maggiori negli anni di crisi economica, all'incirca doppie di quelle registrate negli anni di crescita del PIL, a indicare un qualche correlazione non virtuosa con le fasi di recessione (Figura 2-4).

Anche l'obiettivo di crescita della quota penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, fino ad almeno il 30% dei consumi finali di energia, ha continuato a beneficiare del calo dei consumi di energia. La quota di FER sui consumi finali è stimata per il 2020 pari a circa il 20%, in aumento rispetto ai livelli del 2019 di circa due punti percentuali. E' dunque definitivamente raggiunto il target UE per il 2020 (17%). D'altra parte, se i consumi totali fossero rimasti sui livelli dell'anno precedente la quota di FER sarebbe rimasta di poco superiore al 18,1% del 2019, a conferma del fatto che la progressione verso il target stabilito nel PNIEC per il 2030 (30%) resta lenta, e ancor più lontano risulta il nuovo target che risulterà dal recente innalzamento degli obiettivi climatici in sede europea. Il 2020 ha infatti segnato un nuovo rallentamento delle installazioni di nuova capacità elettrica rinnovabile, ferme a circa 1/4 di quanto sarebbe necessario per raggiungere gli obiettivi 2030.

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

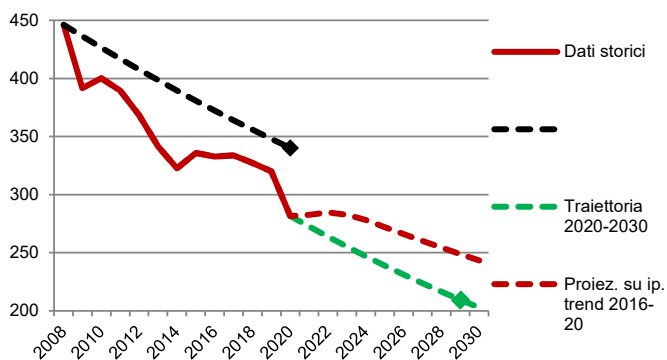
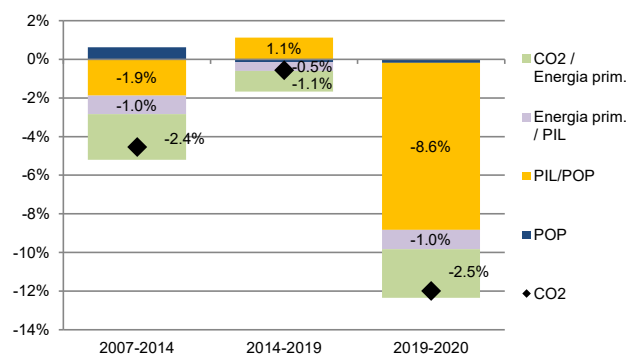


Figura 1-4 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue su diversi periodi



Il peggioramento nella dimensione della sicurezza energetica condizionato dagli indicatori di sicurezza relativi a raffinazione e sistema elettrico, migliora la sicurezza del sistema gas

L'indice che sintetizza la componente sicurezza energetica risulta nel 2020 in leggero peggioramento (-2%), sebbene questo dato sia la risultante di impatti molto differenti sui diversi aspetti che caratterizzano la sicurezza del sistema.

In particolare, peggioramenti notevoli degli indicatori hanno riguardato la raffinazione, che ha sofferto un forte calo dell'utilizzo degli impianti, sceso sui minimi decennali, e margini in territorio negativo ininterrottamente dal II trimestre dell'anno. D'altra parte, nel settore petrolifero si segnala come il forte calo dei consumi di petrolio, maggiore di quello dell'energia primaria, abbia determinato una forte contrazione del peso del petrolio nel mix, migliorando l'indicatore della dipendenza del sistema.

Sono invece in sostanziale miglioramento gli indicatori relativi al sistema del gas naturale, perché il calo dei consumi ha comportato un più elevato margine di capacità rispetto al picco di domanda. Inoltre, l'entrata in funzione del gasdotto TAP ha per un verso migliorato la sicurezza degli approvvigionamenti, come misurata dalla regola europea N-1, dall'altro favorito il notevole avvicinamento del prezzo all'ingrosso italiano (PSV) e quello del principale hub europeo (TTF), fino a valori negativi del differenziale a fine anno.

Ma gli effetti della crisi di domanda sono stati particolarmente rilevanti sul settore elettrico, destinato peraltro ad acquisire sempre maggiore centralità nel corso della transizione energetica, che è venuto a trovarsi improvvisamente in una condizione prossima a quella che dovrebbe realizzarsi entro il 2030 con il percorso di decarbonizzazione, trovandosi a dover gestire nuovi massimi storici della quota di generazione rinnovabile non programmabile (20% su base mensile a maggio, oltre il 70% su base oraria). Tra le conseguenze rilevate nell'anno, la probabile necessità di taglio della produzione eolica in alcuni periodi (Figura 2-5): nella settimana da lunedì 27 aprile a domenica 3 maggio il sistema Italia è stato costantemente esportatore netto, con valori particolarmente accentuati nelle ore centrali dei giorni festivi e la produzione eolica effettiva è risultata inferiore a quella prevista per valori anche superiori a 4 GW. C'è stato inoltre un impatto significativo sui costi della gestione in sicurezza del sistema (i costi dei servizi di dispacciamento hanno superato i 2 miliardi di euro). Infine, la perdurante situazione di scarsità di margini di generazione programmabile e flessibile, con la conseguenza di margini di riserva negativi nel caso di indisponibilità delle importazioni, è emersa in occasione di una situazione di stress del sistema elettrico europeo il 15 settembre.

Nel 2020 forte miglioramento degli indicatori relativi ai prezzi dell'energia, che comunque per molti consumatori italiani restano superiori a quelli degli altri Paesi europei

La dimensione prezzi dell'ISPRED ha mostrato un forte miglioramento nel 2020 (+80%), grazie al crollo ai minimi storici dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità, e al maggiore allineamento dei prezzi italiani a quelli degli altri principali Paesi europei, sia sui mercati all'ingrosso sia su quelli al dettaglio. Sulla borsa elettrica non solo il PUN è sceso al minimo storico (38 €/MWh la media annua), nonostante la forte risalita dell'ultima parte dell'anno, ma sebbene il prezzo sia risultato anche quest'anno maggiore di quello delle altre borse europee, il differenziale negativo si è ridotto in modo abbastanza significativo: dal +39% al +28% nel confronto con i prezzi tedeschi, dal +33% al +21% nel caso dei prezzi francesi, mentre è invece leggermente aumentato il divario con i prezzi spagnoli, limitato peraltro al +15%. Si tratta di un trend di lungo periodo che è ben sintetizzato dal confronto tra il prezzo medio italiano e quello del Paese che di anno in anno ha realizzato il prezzo più basso: il premio italiano è sceso dal +60% degli anni 2014-2015 al +28% del 2020.

Andamento simile ha avuto il prezzo del gas, ai minimi storici a metà anno, poi in rapida ripresa, ma anche qui è notevole la riduzione del differenziale tra PSV e TTF, in media d'anno ancora superiore a 1€/MWh, ma a fine anno oscillante intorno allo zero. Riduzioni generalizzate dei prezzi dell'energia si sono poi registrate sia per le imprese sia per le famiglie. I prezzi dell'energia elettrica per le imprese nel 2020 sono diminuiti del 15% circa per tutte le fasce di consumo, e in media d'anno si sono collocati intorno ai valori minimi del decennio. Inoltre, secondo dati ancora parziali il calo dei prezzi in Italia sembra essere stato maggiore di quello registrato in media nel resto dell'UE, con la conseguenza che si è ridotto il differenziale positivo tra i prezzi italiani e quelli europei, anch'esso ai minimi decennali (e divenuto negativo per le imprese più grandi). Nel caso dei consumatori domestici la riduzione del prezzo in Italia è stata dell'ordine del 10%, e anche in questo i dati parziali sembrano indicare un calo maggiore di quello registrato nella media UE.

Il prezzo gas per le imprese ha subito cali superiori al 20%, con valori vicini ai minimi decennali, soprattutto per le imprese più grandi, e anche qui i dati parziali sembrano indicare un calo maggiore di quello della media UE.

Figura 1-5 – Importazioni nette e differenza fra produzione eolica prevista ed effettiva (dati orari, MW) – 27 aprile - 3 maggio 2020

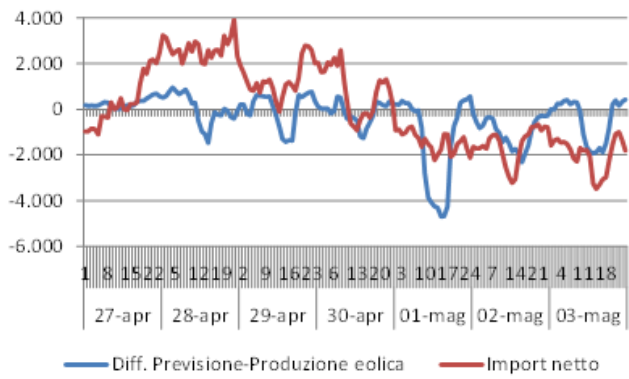
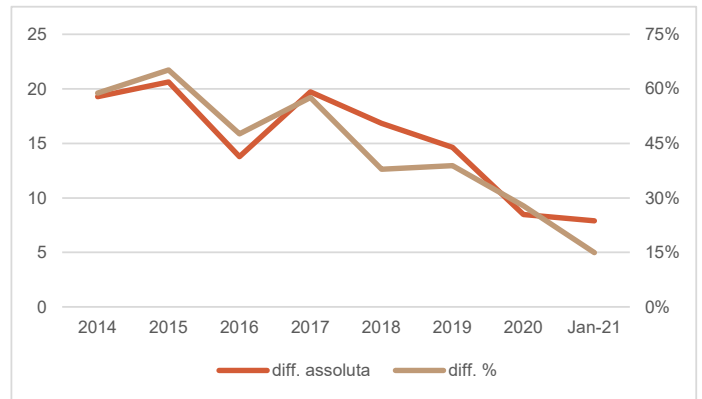


Figura 1-6 - Differenza assoluta (€/MWh, asse sx) e percentuale (asse dx) tra il PUN e il più basso prezzo all'ingrosso registrato presso le borse di Spagna, Francia e Germania



2. Variabili guida del sistema energetico

- Nel 2020 la domanda petrolifera mondiale ha perso circa 9 Mb/g in media d'anno, fino a 16 Mb/g nel II trimestre. Il prezzo del greggio è diminuito di oltre il 30%, scendendo ai minimi storici ad aprile. Anche il prezzo del gas ai minimi storici a metà anno (e -35% in media), ma in forte risalita nel IV trimestre
- Le principali variabili guida dei consumi energetici italiani, sintetizzate nel Superindice ENEA, hanno fornito un deciso impulso alla riduzione del fabbisogno di energia nel nostro Paese (-8%), in particolare nel II trimestre (-20% la variazione tendenziale), poi in decisa attenuazione (-4% nella seconda metà dell'anno)
- I fattori dominanti per la riduzione della domanda di energia sono stati PIL e produzione industriale, diminuiti rispettivamente dell'8,9% e dell'11% rispetto all'anno precedente
- Anche dal clima è venuta complessivamente una (molto più modesta) spinta alla riduzione della domanda di energia; solo il calo dei prezzi dell'energia ha fornito un marginale supporto ai consumi energetici

2.1 Mercati internazionali dell'energia

L'impatto dell'evento pandemico sul mercato del petrolio

La crisi globale determinata dalla pandemia da COVID-19 ha avuto ripercussioni rilevanti sui sistemi energetici a scala globale e, nello specifico, sul comparto petrolifero. Le misure di contenimento del contagio progressivamente adottate dai vari paesi, tra cui – soprattutto – le limitazioni alla mobilità (e il relativo impatto sul settore dei trasporti, principalmente quello aereo, ma anche il trasporto pubblico su gomma e ferro e quello privato) hanno infatti originato un repentino calo della domanda di petrolio greggio e raffinati, in particolare benzina e carboturbo (utilizzato nel trasporto aereo), oltre a una significativa riduzione dell'attività di raffinazione.

Nel 2020 la domanda petrolifera mondiale è scesa in media d'anno a 91 milioni di barili al giorno, con una contrazione di 8,7 Mbl/g, ma nel II trimestre è scesa fino a una media di 83 Mbl/g, ben 16 Mb/g in meno rispetto a un anno prima.

Ciò ha determinato, in cascata, un effetto rilevante sui prezzi del petrolio, scesi sui minimi storici ad aprile, anche perché la contrazione della domanda associata all'evento pandemico si è sovrapposta a una situazione di tendenziale eccesso di offerta già creatasi nel corso del 2019, per fronteggiare la quale erano già in atto, a inizio 2020, negoziati tra l'OPEC e la Russia, finalizzati a raggiungere un accordo sulla regolazione della produzione, evitando così un calo dei prezzi al di sotto dei 60\$/bbl (Figura 3-1). Tuttavia, le tensioni geopolitiche all'interno dell'alleanza OPEC+ (ovvero paesi OPEC più Russia, Azerbaigian, Bahrain, Brunei, Kazakistan, Malesia, Messico, Oman, Sud Sudan e Sudan) sono confluite nel rifiuto da parte della Russia di realizzare un taglio produttivo, e nella contestuale decisione dell'Arabia Saudita di incrementare fortemente la propria produzione, proprio in concomitanza con la contrazione di domanda indotta dalla pandemia. Nel I trimestre l'offerta è risultata dunque ancora perfino superiore ai livelli dell'anno precedente (oltre 100 Mbl/g), per cui a fronte dell'improvviso crollo della domanda si è aperto un enorme eccesso di offerta (oltre 6 Mb/g nel I trimestre, quasi 10 Mb/g nel II).

Ne è scaturito un crollo repentino delle quotazioni del greggio: in particolare, il prezzo del Brent è sceso fino al minimo storico di 13,2\$/bbl a metà aprile (Figura 3-1), mentre il WTI ha fatto registrare il 20 aprile perfino una quotazione giornaliera negativa (sebbene legata a situazioni contingenti del mercato finanziario). Tuttavia, a valle del raggiungimento di un accordo su un taglio alla produzione pari a 9,7 Mbl/g (il 12 aprile), nelle settimane successive vi è stata un'immediata ripresa dei prezzi.

L'accordo tra i paesi OPEC+ e la ripresa del prezzo del greggio

A seguito all'intesa tra OPEC e Russia per il taglio della produzione, ulteriori 3 Mbl/g di tagli si sono aggiunti nelle produzioni di USA (Figura 3-3) e Canada. Questo, insieme alla ripresa congiunturale della domanda, risalita nel III trimestre a circa 93 Mbl/g, ha riportato il mercato ad una

situazione di eccesso di domanda, che ha permesso di iniziare a ridurre le ampie scorte accumulate nei mesi precedenti. In questo modo le quotazioni sono tornate rapidamente al di sopra dei 40 \$/bbl, sebbene con alcune oscillazioni tra settembre e novembre, fino a una media nel IV trimestre di 44,3 \$/bbl per il Brent, di 42,5 \$/bbl per il WTI. In entrambi i casi si tratta comunque di valori inferiori di circa il 30% rispetto al corrispondente trimestre del 2019. In media d'anno, il Brent ha chiuso il 2020 a 42 \$/bbl (-35% sul 2019), il WTI a 39 \$/bbl (-31%).

Figura 2-1 – Prezzo dei greggi WTI e Brent, gennaio 2010 – gennaio 2021 (\$/bbl)

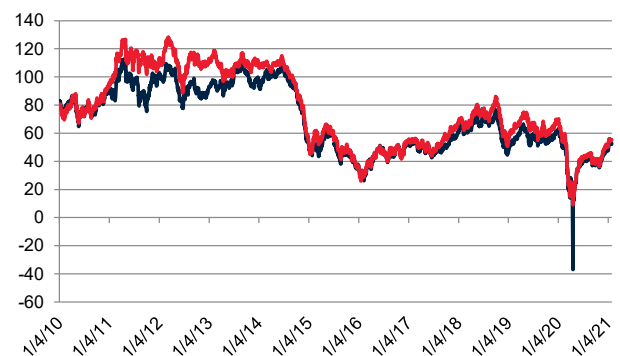
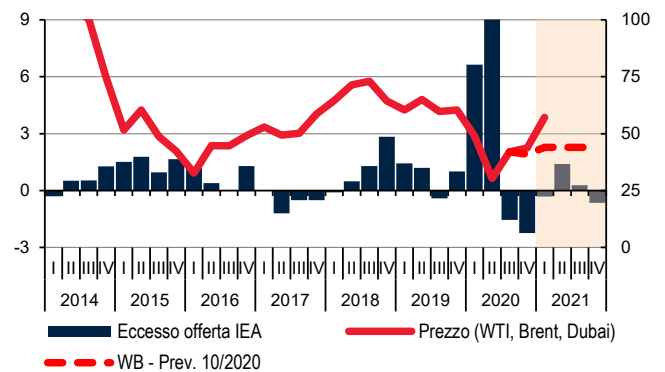


Figura 2-2 - Eccesso di offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del greggio (\$/bbl, asse dx; media di Brent, WTI e Dubai, dati storici e previsioni World Bank)



Prospettive di breve periodo. La lenta ripresa di produzione e consumi petroliferi nel 2021

Secondo le previsioni di Word Bank e dell'U.S. Energy Information Administration (Short-Term Energy Outlook) la pandemia da COVID-19 avrà un impatto duraturo sul sistema petrolifero globale. Si stima, infatti, che sia i consumi che la produzione di petrolio rimarranno al di sotto dei valori pre-pandemia per l'intero 2021.

Dal lato dell'offerta, anche negli Stati Uniti, dove il forte sostegno agli idrocarburi (in particolare gas naturale e petrolio) verificatosi nel corso dell'amministrazione Trump aveva determinato, nel dicembre 2019, il raggiungimento di un picco storico nella produzione, pari a 12,8 Mb/g, la ripresa della produzione è attesa realizzarsi in modo graduale, con una media pari a circa 11 Mb/g nel 2021, a circa 11,5 Mb/g nel 2022, ancora dunque ancora ben al di sotto della media di 12,2 Mb/g del 2019.

Sul fronte dei paesi OPEC+, nel mese di dicembre OPEC e Russia hanno raggiunto un nuovo accordo per aumentare più gradualmente la produzione di greggio, prevedendo un aumento di 500.000 bbl/g, a fronte dell'aumento di 2 Mb/g previsto dall'accordo sottoscritto ad aprile. Nei prossimi mesi sarà valutato lo stato del mercato petrolifero e sarà regolato il livello di produzione in funzione della crescita della domanda di petrolio. Tale accordo è frutto di una complessa trattativa avvenuta tra l'Arabia Saudita, capofila dei paesi favorevoli a una proroga di altri tre mesi delle attuali limitazioni alla produzione, al fine di sostenere i prezzi, e i paesi contrari, ovvero Russia, Iraq, Emirati Arabi e Nigeria.

Dal lato della domanda, l'unico paese che dovrebbe mostrare un rilevante recupero dei consumi petroliferi (e dell'economia in generale, rispetto ai paesi occidentali, la cui fase di ripresa è ancora ostacolata dal persistere dell'emergenza sanitaria) è la Cina, che secondo le previsioni vedrà una fase espansiva non solo del mercato del petrolio, ma anche di quello del gas naturale e del carbone. La ripresa dei consumi petroliferi è invece prevista moderata negli Stati Uniti, sia per il perdurare dell'effetto originato dalla pandemia che per la diversa visione in ambito energetico della nuova amministrazione Biden, orientata a favore della transizione energetica verso la decarbonizzazione.

L'inizio della campagna vaccinale nel dicembre 2020 ha comunque generato un crescente ottimismo, anche per la ripresa economica cinese. Ne è scaturita una ripresa di tutti i mercati energetici, con i prezzi del greggio e dei prodotti raffinati in salita all'inizio del 2021. Tuttavia, tale ripresa è ancora condizionata dal clima di incertezza associato alle nuove varianti del virus (inglese, brasiliana e sudafricana), che potrebbero rallentare il percorso di uscita dalla fase pandemica e, di conseguenza, il ripristino di condizioni di vita (e di consumo) più simili a quelle del periodo pre-pandemico. Inoltre, se da una parte ci si attende comunque un aumento dei consumi petroliferi nel 2021, dall'altra le raffinerie, stante la grande quantità di prodotti rimasti invenduti durante il 2020, devono ancora risolvere la questione del livello di saturazione dei depositi, senza che questo danneggi le quote di mercato dei prodotti. I margini di raffinazione ancora molto bassi confermano la difficile ripresa del mercato dei prodotti e il settore della raffinazione si conferma essere uno di quelli maggiormente colpiti dalla contrazione della domanda.

Complessivamente, le attese per il 2021 sono di una ripresa solo parziale della domanda, che sebbene a fine anno potrebbe riavvicinarsi ai 100 Mb/g (IEA, Oil Market Report), in media d'anno è attesa collocarsi a circa 96 Mb/g, solo 5 Mb/g in più rispetto al 2020.

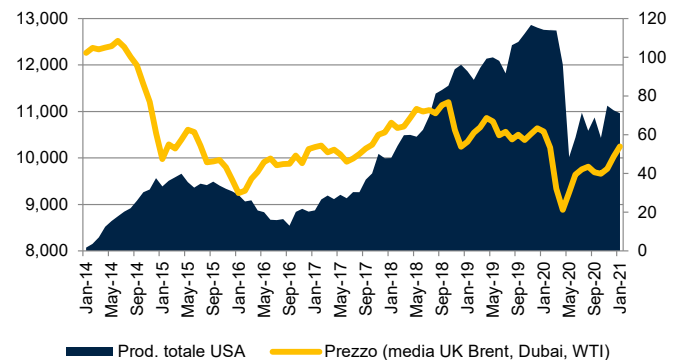
Le attese prevalenti circa i prezzi nel breve-medio periodo restano dunque ancora prudenti, anche per la perdurante incertezza connessa all'evoluzione del quadro sanitario, sebbene a inizio 2021 abbiano cominciato ad affacciarsi

previsioni rialziste. L'ultimo Outlook di Word Bank, risalente a ottobre 2020, prevedeva per il 2021 un prezzo medio annuo del greggio intorno a 44 \$/bbl (media Brent, WTI, Dubai), un valore ancora molto inferiore a quello medio del 2019 (circa 61 \$/bbl), ma comunque in crescita rispetto alla media 2020 (41,3 \$/bbl). La previsione più recente dell'U.S. Energy Information Administration ha invece alzato la quotazione media del WTI sia per il 2021 sia per il 2022, fino a 51.6 €/bl, quella del Brent fino a 55 \$/bl nel 2022.

Anche l'IMF stima un rimbalzo del 20% circa nel 2021, su valori appena superiori ai 50 \$/bl (media Brent, Dubai e WTI), con significativa revisione al rialzo rispetto alla previsione formulata a ottobre (46.7 \$/bl).

A sostenere questi revisioni al rialzo sono in primo luogo le previsioni di crescita del PIL globale per il 2021. Il FMI ora prevede che il PIL globale crescerà del 5,5%, dopo una contrazione del 3,5% nel 2020. Il dato del 2020 è stato rivisto al rialzo di 0,9 punti percentuali rispetto alla precedente previsione, mentre la stima del 2021 è una revisione al rialzo di 0,3 punti percentuali, sulla scia di un relativo ottimismo circa l'effetto delle campagne di vaccinazione e della misure di stimolo dell'economia.

Figura 2-3 - Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bl, asse dx; media Brent, WTI, Dubai)



L'evoluzione della domanda globale di gas nel 2020

Ancora al termine del primo semestre 2020, tutti i principali mercati del gas naturale presentavano un calo della domanda o al massimo una lenta ripresa (come nel caso della Cina). L'aspettativa prevalente per il 2020 era dunque quella del più grande calo annuo registrato dai consumi di gas dalla seconda metà del 20° secolo. Dopo una moderata ripresa nel III trimestre la domanda globale di gas ha mostrato però nel IV trimestre una forte accelerazione. La crescita della domanda non è stata soltanto quantitativa ma anche qualitativa, per una maggiore corralità e diffusione rispetto ai caratteri abbastanza disomogenei per intensità e velocità mostrati in precedenza nelle varie aree mondiali dopo l'impatto subito nel primo semestre per effetto della crisi pandemica. Questa evoluzione è spiegata non solo da una contrazione dell'attività economica globale rivelatasi minore del previsto (con le stime del Fondo Monetario Internazionale per il PIL globale passate da -5,8 a -4,4% su base annua), ma anche da una stagione invernale rigida quasi nell'intero emisfero settentrionale, dall'Europa all'Asia.

Sono state di conseguenza riviste al rialzo le stime IEA per l'anno 2020. Inizialmente prevedevano un calo annuo della domanda di gas pari al 4%, poi erano state aggiornate in aprile (Global Gas Security Review 2020) al -3% (pari a circa 120 miliardi di metri cubi), infine le stime dell'OIES stimavano a ottobre un calo intorno al 2,5%, mentre le più recenti lo ridimensionavano all'1-1,5%, un dato che consentirebbe al 2020 di non aggiornare il record negativo su base annua risalente al 2009 (-2,5%).

La domanda di gas si è dunque dimostrata più resiliente di quanto previsto, in particolare in Asia (dove la domanda cinese ha continuato a crescere) e anche in Europa, sebbene soltanto in termini relativi, cioè rispetto alle previsioni. Contrazioni marginali o nulle si sono inoltre registrate negli Stati Uniti e in altri importanti Paesi importatori di GNL come India, Giappone, Corea e Taiwan. A livello settoriale, la tenuta della domanda si è mostrata in particolare nel settore energetico, mentre la domanda del settore residenziale è stata particolarmente sostenuta in Asia negli ultimi due mesi, in ragione del clima rigido.

Prezzi: dal crollo del primo semestre ai rimbalzi del IV trimestre

Il crollo della domanda nella prima parte del 2020 si è abbattuto su mercati del gas che già all'inizio dell'anno presentavano una serie di fattori di debolezza: un elevato livello di riempimento degli stoccaggi; la possibilità di un inverno mite (poi effettivamente verificatosi); un aumento di circa il 10% a/a nelle importazioni di GNL; una domanda più debole nei principali mercati asiatici, americani e mediorientali. La combinazione di questi fattori ha prodotto una perdurante discesa dei prezzi su tutti i tre principali mercati (Europa, Asia, Usa). Al TTF europeo nel secondo trimestre il prezzo è precipitato fino a una media di 5,35 €/MWh (-45% sul trimestre precedente, già in calo del 24% sul IV trimestre 2019). Nell'insieme del I semestre 2020 il prezzo al TTF è risultato pari a 7,5 €/MWh, oltre la metà dei 15,7 del I semestre 2019.

A questo si aggiungeva una generale contrazione dei differenziali, a segnalare indirettamente un'intensificazione della concorrenza e la possibilità di una convergenza al ribasso dei prezzi tra le tre principali aree verso livelli sostanzialmente sovrapponibili.

La tenuta prima e la ripresa poi della domanda globale nella seconda metà dell'anno hanno però determinato negli ultimi mesi rimbalzi generalizzati e notevoli portato dei prezzi in tutte le principali aree (Figura 2-4), anche se al momento la tendenza di breve termine al rialzo sembra ancora inserita in un trend ribassista di medio termine. Il minimo segnato nel giugno 2020 rappresenta il punto di partenza di una ideale

linea di tendenza diagonale, crescente, che può fungere da area chiave in caso di ulteriore ribasso.

All'Henry Hub degli Stati Uniti il GNL ha continuato nell'ultimo trimestre il recupero già iniziato nel precedente, salendo da una media trimestrale di 2 \$ /mmbtu a 2,53 (+26,5%, che si riduce a +20,6% in € - da 5,8 a 7 - a causa del forte apprezzamento del cambio, 2% su base trimestrale); un valore superiore anche a quello del corrispondente periodo 2019 (2,40 \$, +5,4%), su base trimestrale più alto dal secondo trimestre 2019.

Sul mercato giapponese si è registrato un fortissimo aumento della media trimestrale da 11,8 a 20,4 €/ MWh (+73%), che ha portato i prezzi ben al di sopra anche rispetto al livello di 15,8€ del corrispondente trimestre 2019 (+29,1%) in particolare con l'impennata della media mensile di dicembre (24,1 €).

Sul mercato europeo nel IV trimestre anche al PSV i prezzi sono rimbalsati da 8,9 fino a 14,68 €/MWh (+65%) riportandosi in linea con i livelli del IV trimestre 2019, mentre al TTF si è passati da 7,75 a 14,54 € / MWh (+87%), su livelli superiori del 14% rispetto all'analogo periodo 2019. La diversa intensità del rimbalzo tra i due hub ha portato lo spread PSV/TTF a chiudersi dopo ben 8 anni (dal primo trimestre 2013) nei quali si era mantenuto ininterrottamente positivo.

Su base annuale, i prezzi al TTF chiudono il 2020 a 9,33 contro i 13,62 del 2019 (-31,5%), al PSV la media è stata di 10,57 €/MWh rispetto ai 16,31 del 2019 (-35,2%). Si tratta in entrambi i casi di nuovi minimi annui assoluti. Tuttavia, i livelli recuperati nel mese di dicembre e quelli raggiunti con la prosecuzione del loro rimbalzo a gennaio 2021 sono comparabili con i valori di gennaio 2019. Non si sono soltanto recuperate su base trimestrale le quotazioni pre-pandemiche dell'inverno 2019-2020, ma anche quelle dell'inverno precedente, lasciando ipotizzare che siano state almeno in parte intaccate e modificate le dinamiche strutturali che già precedentemente al Covid19 stavano determinando il trend di discesa dei prezzi.

Figura 2-4 – Domanda e importazioni di gas naturale in Cina (milioni di metri cubi)

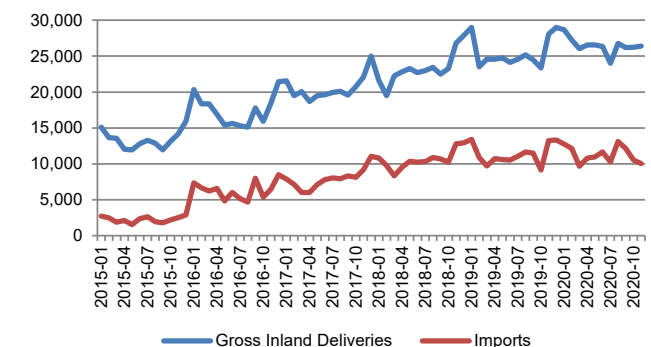
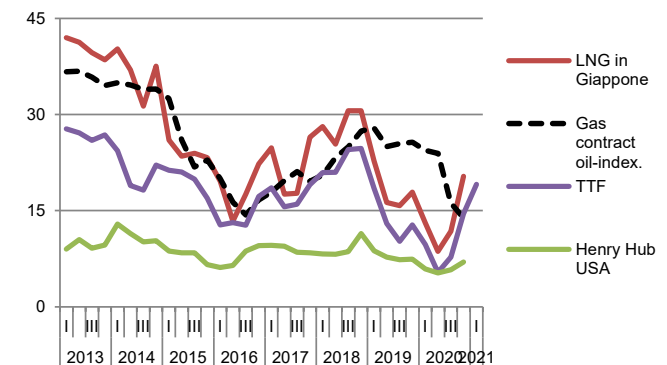


Figura 2-5 - Prezzi del gas naturale su diversi mercati (€/MWh)



Il mutato equilibrio tra domanda e offerta nel IV trimestre 2020

Fino al III trimestre del 2020 l'offerta di gas (già sovradimensionata anche precedentemente alla pandemia) si è dovuta adeguare al drammatico calo della domanda attraverso una notevole flessibilità nella riduzione di forniture al fine di contenere il crollo dei prezzi, laddove il bilanciamento del mercato è gravato sia sui Paesi esportatori tramite gasdotti sia su quelli esportatori di GNL (Usa in primis), soprattutto per il venir meno del tradizionale ruolo equilibratore rivestito dalle capacità di stoccaggio – specie europee – a causa del loro sfruttamento già portato agli estremi limiti.

A partire dal IV trimestre si sono create condizioni congiunturali sostanzialmente opposte: una forte ed improvvisa impennata della domanda proveniente in modo congiunto da tutte le aree ha incontrato una struttura dell'offerta non uniformemente elastica, con flussi razionati tra le varie aree in modo disomogeneo e il ricorso al prelievo dagli stoccaggi in quelle sfavorite (il territorio europeo) non sufficiente a tamponare l'improvviso squilibrio tra domanda e offerta.

In particolare col GNL il profondo mutamento delle modalità e delle dinamiche delle forniture hanno reso i mercati regionali sempre più interconnessi tra loro. L'elemento dominante emerso negli ultimi mesi è una certa rigidità dell'offerta di gas liquefatto in termini di quantità, soprattutto sul piano della velocità di adeguamento logistico.

In sostanza, l'ondata di freddo che ha colpito pressoché l'intero emisfero settentrionale, dalla Spagna al Giappone, ha determinato una rarefazione dell'offerta di GNL che ha privilegiato i mercati asiatici, irrigidendo gli altri e favorendo una repentina crescita dei prezzi. Questo non è in contraddizione con l'eccesso di offerta che ha caratterizzato in modo strutturale i mercati mondiali fino ad appena pochi mesi prima, poiché la maggior parte di tale offerta rientra nell'ambito dei contratti di lungo termine legati al prezzo del petrolio (sebbene in alcune aree come quella europea questa correlazione sia stata ormai notevolmente superata), mentre il mercato spot del GNL tratta volumi complessivi più modesti rispetto al totale (34% nel 2019, 31% nel 2018 secondo i dati del GECF, il Forum dei Paesi esportatori) e rispetto ad altre materie energetiche presenta una flessibilità ridotta per rispondere agli squilibri di mercato, restando quindi molto vulnerabile ed esposto alla volatilità della domanda e dei prezzi.

Il IV trimestre 2020 ha visto inoltre la prosecuzione dell'ampliamento del differenziale tra i prezzi sui diversi hub continentali, avviatosi nel trimestre precedente e che sancisce la fine a un processo di convergenza iniziato nel 2019 e culminato a metà 2020. Il rimbalzo dei prezzi più celere e più intenso è stato per il GNL, seguito a ruota dal TTF ed infine anche dall'Henry Hub, il mercato più stabile e meno volatile: queste diverse intensità hanno portato la forbice tra LNG del Giappone e TTF ad ampliarsi da 4,05 €/MWh a 5,86, e quella tra LNG e PSV da 2,90 a 5,72 €. Ancora maggiori, in termini assoluti, gli ampliamenti di differenziale rispetto all'hub americano: quello tra TTF ed Henry Hub è passato da 1,96 €/MWh a 7,55.

Stoccaggi in ridimensionamento

Gli stoccaggi europei hanno mostrato nel quarto trimestre una decisa accelerazione del processo di riassorbimento degli eccessi raggiunti alla fine del primo semestre 2020 rispetto a quello corrispondente 2019 (+10%). Al termine del terzo trimestre già tali eccessi erano stati annullati, riportandosi su percentuali molto simili, mentre negli ultimi due mesi dell'anno – ed in particolare a dicembre – il confronto si è ribaltato, portando il 2020 a chiudere all'80% della capacità contro il 90,7% di fine 2019 (-11,7%). I prelievi sono poi continuati in

modo ancor più massiccio nel mese di gennaio 2021, facendo crollare gli stoccaggi al 63,5% della capacità, contro l'80% del gennaio 2020 (-20,7%). Si tratta di valori che si riportano su quelli dell'anno termico 2018-2019, e che vanno per la prima volta a rientrare verso la parte bassa del range quinquennale dopo essere costantemente rimasti in prossimità del limite superiore (o addirittura oltre) in modo ininterrotto dall'estate 2018. Questo processo è avvenuto in modo pressoché parallelo al dirottamento di una parte notevole dell'offerta di GNL sui mercati asiatici.

Il notevole ricorso agli stoccaggi, che solo fino a pochi mesi prima erano arrivati a presentare problemi di insufficienza infrastrutturale a fronte di un eccesso di offerta, ha portato così l'Europa a ripristinare il suo tradizionale ruolo di stanza di compensazione rispetto alla domanda: ma stavolta in senso opposto, ossia come mercato di assorbimento di un eccesso di domanda, a seguito del dirottamento dei carichi di GNL verso l'area asiatica appena si è verificato ovunque l'irrigidimento climatico invernale.

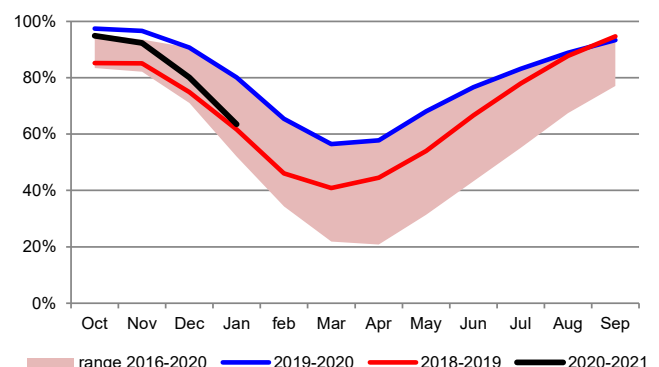
Va sottolineato come in Europa sussista una notevole correlazione (di tipo inverso) tra la variazione su base annua dell'utilizzo degli stoccaggi e quella – sempre su base annua – nel prezzo del gas TTF: pur non implicando un nesso di causalità, entrambe sono guidate dagli stessi fattori di domanda e offerta. Di conseguenza, se una delle misure risulta stimabile, diviene possibile una ragionevole previsione per l'altra.

Poiché attualmente, come già accennato, la curva dei futures sta mostrando un forte aumento del prezzo TTF a poco più di \$ 6/mmbtu tra il secondo ed il terzo trimestre 2021, l'implicazione per i livelli di stoccaggio in Europa è che dovrebbero pertanto diminuire in modo molto significativo nell'estate rispetto al 2020, addirittura fino al 60-75 % in meno, per giustificare un aumento così forte su base annua nel prezzo del gas.

E' pertanto plausibile ritenere che a meno di condizioni congiunturali climatiche particolarmente rigide o di un repentino e sostanziale miglioramento della situazione economica (che determini un incremento della domanda di gas in Europa), l'eccesso di offerta strutturale dovrebbe tornare a farsi evidente nei mesi estivi.

Di conseguenza si può concludere che per giustificare la validità dell'attuale curva dei prezzi futures i livelli delle scorte nel 2021 dovrebbero risultare inferiori rispetto al 2020.

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



Prospettive per il 2021. Il ruolo del mercato del GNL

Il notevole ridimensionamento del calo della domanda originariamente ipotizzato per il 2020 ha portato necessariamente a riformulare anche le previsioni di rimbalzo per il 2021, adesso stimato nel complesso a livello globale al +2,5-3%, leggermente inferiore rispetto alle stime di aprile (3% pari a 130 miliardi di metri cubi), perché la ripresa è iniziata già nel corso del 2020. L'inizio del 2021, con temperature rigide sia nel nord-est asiatico sia in Europa, ha già visto aumentare la domanda di gas per riscaldamento, che in Europa ha più che compensato il calo degli altri settori dovuti al persistere dei lockdown.

Dal lato dell'offerta, la capacità di esportazione di GNL è vista per il 2021 in crescita fino a 540 miliardi di metri cubi rispetto ai 525 del 2020 e ai 510 del 2019, riflettendo principalmente il completamento dei progetti avviati nel 2020 fino al pieno regime, ma anche nuovi progetti in fase di avviamento come Corpus Christi Train 3 in USA e Rotan FLNG in Malesia; sebbene l'aumento di capacità dei nuovi progetti sia in parte compensato da problemi a progetti esistenti come Hammerfest in Norvegia, Gorgon e Prelude FLNG in Australia. Si conferma dunque al ritmo previsto il trend strutturale crescente nella capacità di liquefazione globale, che in base ai progetti già in fase di sviluppo è stimata in aumento del 20% nel quinquennio 2020-2024.

I dati iniziali a consuntivo per il 2020 indicano che le importazioni globali di GNL sono aumentate di circa 13 miliardi di metri cubi (+3% rispetto all'anno precedente). Le importazioni asiatiche sono cresciute di circa 20 miliardi, in parte compensate dai cali in Europa: questo dato risente però della particolare dinamica avvenuta nel mese di dicembre, allorché le importazioni europee – fino a quel momento ancora in aumento su base annua in continuità con il trend degli anni precedenti – sono fortemente calate, perché i flussi di GNL si sono spostati verso i mercati asiatici per il clima particolarmente rigido. L'utilizzazione di capacità di esportazione globale di GNL disponibile, pur in marginale calo, è rimasta nel 2020 superiore al 90%.

Con il rimbalzo della domanda di gas che è previsto persistere nel 2021, le prospettive per il mercato del GNL appaiono positive. Le importazioni di GNL su base annua sono stimate in potenziale aumento per circa il 5%, pari a 25 miliardi di metri cubi. Di questi la maggior parte (20 miliardi) sono ascrivibili ai mercati asiatici (Cina in primis), mentre per l'Europa le stime convergono su una sostanziale stabilizzazione dei precedenti livelli. Resta tuttavia la possibilità che le importazioni di GNL in Europa si ritrovino notevolmente calmeriate da un parziale rimbalzo delle importazioni tramite gasdotti e da un minor livello degli stoccaggi (dovuto a più prelievi e/o minori iniezioni): A favorire questo scenario c'è l'evoluzione dei prezzi dei contratti oil-indexed, che hanno avuto una forte discesa nel III trimestre, in controtendenza ai prezzi spot, perché incorporavano con il consueto lag temporale la precedente caduta del prezzo del petrolio. In tal caso i flussi di GNL verso l'Europa potrebbero diminuire di circa 13-15 miliardi di metri cubi, limitando l'aumento globale delle importazioni di GNL a circa 10 miliardi, con un aumento di solo il 2%.

Possibili fattori di instabilità e volatilità

Altro elemento importante è la possibilità che quanto registrato di recente sul mercato spot in modo congiunturale assuma carattere parzialmente strutturale, con maggiore volatilità e prezzi più elevati, entrambi fattori che pur ridimensionandosi dai livelli di picco sono probabilmente destinati ad aumentare in termini di valori medi. Tra i fattori che possono creare i presupposti per questa tendenza vi sono i livelli inferiori di trivellazioni, instabilità finanziaria nell'industria petrolifera, e bassi livelli di investimenti nel settore dovuti al loro abbandono ormai da tempi prolungati.

Poiché gli Stati Uniti sono divenuti un Paese driver nelle esportazioni e nella capacità produttiva, tutti i suoi elementi di criticità interna - come la riduzione delle trivellazioni e le cattive condizioni finanziarie di molte società petrolifere reduci dalla guerra dei prezzi dello shale – sono destinate a ripercuotersi sui prezzi all'Henry Hub (finora caratterizzato negli ultimi tre anni essenzialmente da un elevato grado di stabilità) e di riflesso sul mercato globale. Secondo l'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) prezzi del gas più elevati e più volatili potrebbero mettere a repentaglio fino a 50 miliardi di dollari di progetti energetici alimentati a gas nei mercati emergenti del GNL dell'Asia meridionale, Pakistan, Vietnam e Bangladesh. Allo stesso tempo, l'entità del rimbalzo dei prezzi ha contribuito a compensare un anno in cui la erano stati raggiunti i livelli più bassi per lunghi periodi di tempo: la durata e la structuralità del rimbalzo saranno fondamentali per fornire il segnale necessario che la domanda è ancora abbastanza robusta da giustificare investimenti a lungo termine, soprattutto negli Stati Uniti per i quali era emerso il timore che la compressione dello spread rispetto ai prezzi esteri li pregiudicasse irreversibilmente.

Attualmente, le curve dei prezzi spot presso gli hub in tutte le aree mondiali, i contratti a qualsiasi scadenza e a qualsiasi indicizzazione mostrano una tendenza alla crescita: in sostanza il processo di convergenza dei trend si è sostituito a quello dei prezzi.

La curva forward dei prezzi, che già ad inizio ottobre aveva correttamente previsto la continuazione della salita dei prezzi non solo nel IV trimestre 2020 ma anche nel 2021, fino a livelli risalenti al 2018 per l'Henry Hub ed al 2019 per il TTF, attualmente sta mostrando un ulteriore forte aumento del prezzo TTF a poco più di 6 \$/mmbtu tra il II ed il III trimestre 2021, un livello triplo rispetto al corrispondente periodo 2020 e in aumento del 66% rispetto ai 3,6 \$/Mmbtu del IV trimestre.

Figura 2-7 – Esportazioni di GNL USA in UE e in Italia (milioni di metri cubi; NB: dati parziali per il IV trimestre)

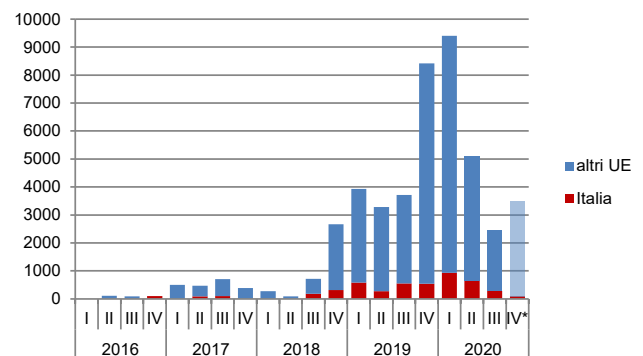
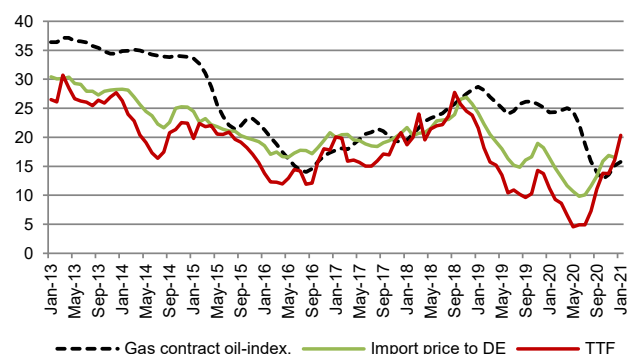


Figura 2-8 – Prezzi del gas naturale in Europa (€/MWh)



Il mercato ETS: prezzi del carbonio ai massimi storici

Il valore totale dei mercati globali del carbonio è cresciuto di quasi il 20% nel 2020 (si tratta del quarto anno consecutivo di crescita record), raggiungendo i 229 miliardi di euro, pari ad oltre cinque volte il controvalore del 2017. Tutti i principali mercati della CO₂ hanno visto aumentare i prezzi sulle attese di un inasprimento dei limiti di emissione, a cominciare da quello europeo EU-ETS che rappresenta quasi il 90% del valore globale e la maggior parte del volume complessivo di scambi (pari a 10,3 miliardi di tonnellate). Nel 2020 sono state scambiate sull'ETS oltre 8 miliardi di quote di emissioni (EUA), quasi il 20% in più rispetto al 2019, con i prezzi che hanno toccato nuovi livelli record (vedi oltre).

I mercati regionali nordamericani del carbonio – la Western Climate Initiative (WCI) e la Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) – hanno seguito un andamento simile a quello dell'Europa, con i prezzi che sono crollati a marzo-aprile, ma si sono ripresi entro il IV trimestre 2020 sulle aspettative di cambiamenti politici che hanno portato a chiudere l'anno con un aumento del 16% in termini di valore di mercato complessivo dal 2019, rispettivamente a 22 miliardi di euro e 1,7 miliardi di euro. Va poi segnalata l'imminente inaugurazione del nuovo mercato nazionale di scambio di quote di emissioni in Cina (prevista per il II trimestre 2021), dopo l'inaspettato impegno del governo preso a settembre per la mitigazione dei cambiamenti climatici e la successiva pubblicazione nel IV trimestre delle attese regole per l'ETS nazionale. Trattandosi del primo Paese emettitore mondiale, il nuovo mercato si candida in prospettiva ad assumere una significativa rilevanza.

A partire da gennaio 2021 è stata ufficialmente implementata la cosiddetta Fase 4 del sistema ETS europeo la quale prevede fra le altre cose l'incremento del fattore lineare di riduzione (FLR) dall'1,74% al 2,2% mentre, nel frattempo, si avvia alla ratifica del Parlamento la proposta della Commissione di elevare dal 40 al 55% la percentuale di riduzione delle emissioni entro il 2030 rispetto al 1990. Nella fase 4 diminuiranno le quote di emissione assegnate a titolo gratuito ai soggetti industriali europei nonché il numero di soggetti che ne potranno usufruire, obbligando di fatto le realtà che ne saranno escluse ad acquistare una parte consistente delle proprie quote di emissione a prezzi di mercato. Infine, sempre nel 2021 è prevista una revisione del sistema di MSR (Market Stability Reserve), ovvero del sistema di assorbimento e sottrazione di quote di emissione dal mercato per diminuire l'offerta e spingere i soggetti obbligati ad effettuare investimenti strutturali per la riduzione delle emissioni. È possibile che l'MSR debba aumentare le quote da sottrarre di anno in anno, provocando ulteriore diminuzione dei titoli disponibili.

L'insieme dei citati elementi (e dei loro possibili sviluppi regolatori e politici) è probabilmente alla base dell'ulteriore e forte aumento dei prezzi degli EUA sul mercato del carbonio. La notevole volatilità nei periodi rilevanti rispetto alle date chiave può fare da contraltare e bilanciamento ad un clima di generale attesa rialzista sui mercati. L'incognita della pandemia e dei suoi riflessi sull'attività economica rende il quadro suscettibile di ulteriori incertezze, soprattutto sul lato della domanda di titoli, ma potrebbe rimanere una parentesi temporale limitata rispetto allo sviluppo dei temi regolatori di più lungo termine.

Il 2020 si chiude con una media annua dei prezzi dei permessi di emissione (EUA) a 24,75 €/t (v. fig. 2.6), pressoché allineata con quella del 2019 (24,84 €). Il dato medio nasconde tuttavia una tendenza rialzista strutturale che è stata attenuata soltanto dal crollo temporaneo avvenuto nei mesi di marzo, aprile e maggio per effetto della pandemia (media di circa 20 € in ciascuno dei tre mesi), laddove tuttavia il rimbalzo dei prezzi si è rivelato molto più accelerato ed intenso sia rispetto a quelli delle attività economiche, sia

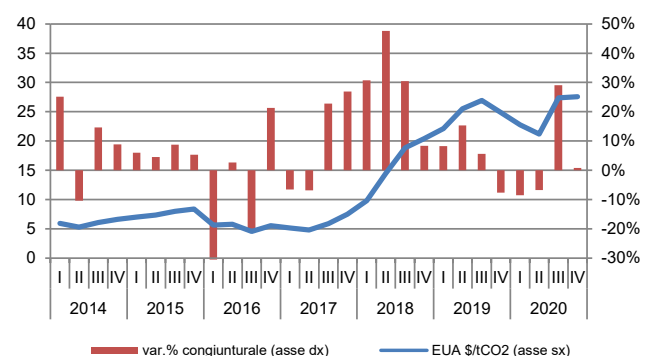
rispetto a quelli di tutte le materie prime energetiche. Già in chiusura di primo semestre i prezzi avevano recuperato i livelli di fine 2019, per poi salire a nuovi massimi storici nel terzo trimestre (27,34€/t di media) mantenuti nel quarto (27,54 €). A sua volta, tuttavia, anche la media dell'ultimo trimestre – sebbene allineata con quella del trimestre precedente – sottende una tendenza rialzista testimoniata dal valore medio mensile di dicembre che ha sfondato per la prima volta la soglia dei 30 €/t (30,92), e poi esplosa nel 2021, allorché nel mese di gennaio i prezzi sono saliti a 33,43 € (+8,11% su base mensile) per poi sfiorare nel mese di febbraio a livello intraday addirittura la soglia dei 40 € (39,8 il giorno 8, nuovo massimo storico).

Dal punto di vista tecnico appare difficile formulare previsioni attendibili, in quanto si intrecciano elementi di carattere fondamentale con altri più strettamente finanziari, questi ultimi divenuti progressivamente preponderanti a mano a mano che sul mercato ETS si sono moltiplicati soggetti specializzati: un forecast (piuttosto controverso) contenuto in un report della banca di investimento Berenberg vede i prezzi della CO₂ raggiungere addirittura i 110 €/ton entro la fine dell'anno, sulla base dell'ingente deficit di permessi disponibili rispetto all'effettiva domanda, quantificato in uno scoperto di circa 200 milioni di permessi per il 2021 in crescita fino a un valore cumulato di 803 milioni per il 2024. L'autore del report (L. Steele) ha dichiarato che tale previsione potrebbe essere variabile nei valori come nei tempi di realizzazione, senza tuttavia inficiare il trend, la sua direzione e la sua magnitudine che restano realistici.

Si è creato dunque un apparente paradosso, per il quale da un lato – secondo quanto affermato da diversi analisti – il drenaggio dei permessi dal mercato effettuato annualmente dalla Riserva di Stabilità potrebbe rivelarsi insufficiente a conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il 2030, deducendosi così che tali diritti continuino ad essere troppi; dall'altro lato, nell'ambito della riforma dell'ETS allo studio della Commissione UE, si ipotizza di collegare il funzionamento della Riserva non più alla quantità circolante bensì ai prezzi dei diritti EUA, privilegiando dunque un obiettivo di stabilizzazione di questi ultimi.

In ogni caso due elementi appaiono sostanziali. Innanzitutto il fatto che il forte aumento dei prezzi sia avvenuto anche in un contesto di diminuzione dell'attività economica e della domanda di energia. Questo disaccoppiamento segnala che l'obiettivo di abbattimento delle emissioni ha ormai intrapreso un suo percorso strutturale indipendente dall'andamento del ciclo economico. In secondo luogo, i prezzi hanno raggiunto livelli tali, per la prima volta dall'istituzione del mercato dei permessi di emissione, da incidere e risultare determinanti sulle scelte di politica energetica e industriale in termini sia micro che macroeconomici.

Figura 2-9 – Prezzo dei permessi di emissione sull'ETS (€/t, asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2 Variabili guida dei consumi energetici italiani

Dal crollo di PIL e produzione industriale un impulso senza precedenti alla riduzione della domanda di energia

Nel 2020 le principali variabili guida dei consumi energetici italiani, sintetizzate nel superindice ENEA (vedi nota metodologica) hanno fornito una netta spinta alla riduzione della domanda di energia, oltre l'8% in meno rispetto al 2019. Dopo il calo dei primi tre mesi dell'anno (-7% tendenziale, maturato in particolare nel mese di marzo, in corrispondenza con le prime restrizioni alle attività economiche e produttive), nel corso del II trimestre il superindice è crollato di circa il -20% rispetto allo stesso periodo del 2019, trainato in particolare dai risultati di PIL e produzione industriale.

Anche nella seconda metà dell'anno le variabili guida hanno fornito un impulso alla riduzione del fabbisogno energetico, ma in decisa attenuazione rispetto alla prima parte dell'anno: il calo tendenziale del superindice è infatti inferiore al 5% nel III trimestre, inferiore al 4% nel IV. Nella seconda metà dell'anno è stata infatti più contenuto l'impulso alla frenata dei consumi energetici proveniente da PIL e produzione industriale, e per di più in parte compensato dall'impulso positivo proveniente dal calo dei prezzi dell'energia e dal clima (nel IV trimestre, vedi oltre).

In termini di componenti, a frenare i consumi di energia sono state in modo largamente prevalente le variabili economiche: PIL e produzione industriale sono infatti diminuiti rispettivamente del 9% e 11% rispetto al 2019 (si veda oltre). Anche i fattori di natura climatica hanno fornito una spinta alla riduzione della domanda di energia: le temperature complessivamente più miti dei mesi invernali (specie nel corso del I trimestre) hanno favorito il calo della domanda di energia per riscaldamento degli ambienti.

Solo dai prezzi delle commodity energetiche è arrivata una spinta all'aumento dei consumi, seppur marginale in termini assoluti, rispetto a quella negativa proveniente dalle altre componenti.

Dopo la ripresa del triennio 15-17, ed il biennio 18-19 sostanzialmente neutrale, dai driver un impulso al calo dei consumi energetici maggiore di quello del 2009

In un'ottica più di lungo periodo, dalla **Figura 2-10** emerge come la traiettoria del superindice sia stata caratterizzata nella prima parte del decennio 2010-2020 da un trend di riduzione costante (-2% medio annuo), trainata in particolare dal calo delle attività economiche, fino al minimo del 2014 (Figura 2-11). Nel corso del successivo triennio 2015-2017 il superindice è poi tornato a crescere, fornendo un impulso all'aumento della domanda di energia superiore al 2% medio annuo, spinto soprattutto dalla ripresa dell'attività economiche e industria.

Dopo il biennio 2018-2019 di variazioni marginali, in concomitanza con il rallentamento della crescita dell'economia nazionale, il calo tendenziale del superindice nel 2020 risulta anche più deciso, in termini di variazione tendenziale, di quello registrato nel 2009 (-7%): allora i fattori di natura climatica avevano in parte ridimensionato la spinta negativa proveniente dal crollo del PIL e della produzione industriale.

Dalla **Figura 2-11** emerge inoltre come il PIL e più ancora la produzione industriale, dopo il lungo periodo di riduzioni costanti fino ai minimi del 2014, abbiano poi mosso su traiettorie di moderata ripresa fino alla prima metà del 2018, per poi ritornare nel successivo anno e mezzo a crescita solo marginali (il PIL) se non addirittura a nuovi cali (la produzione Industriale): a fine 2019 i livelli di PIL e produzione industriale risultavano infatti ancora ben al di sotto dei valori pre-crisi 2009.

La crisi sanitaria ed economica che ha colpito il Paese per il dilagare della pandemia da Covid 19 ha determinato nel 2020

un nuovo e deciso crollo di PIL e produzione industriale paragonabile, in termini di variazione tendenziale, ai cali del 2009. Allora la produzione industriale si ridusse del 19% rispetto all'anno precedente (nel 2020 il calo è dell'11%, si veda oltre), mentre il calo del PIL fu del 5% (inferiore a quello del 2020, -8,9%).

L'andamento della variabile rappresentativa dei prezzi dell'energia (che risulta in aumento in caso di riduzione dei prezzi), dopo il calo del triennio 2010-2012 (-5% medio annuo) e la ripresa negli anni 2014-16 (+3% medio), si è mossa su una traiettoria di decisa riduzione nel biennio 17-18 (-2% medio). Dopo un 2019 di variazione complessivamente marginale, nel corso del 2020 si è invece registrato un nuovo deciso calo dei prezzi, unico elemento che nell'anno ha dato sostegno alla domanda di energia.

Figura 2-10 Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2005=100, asse dx, var. annua, asse sx)

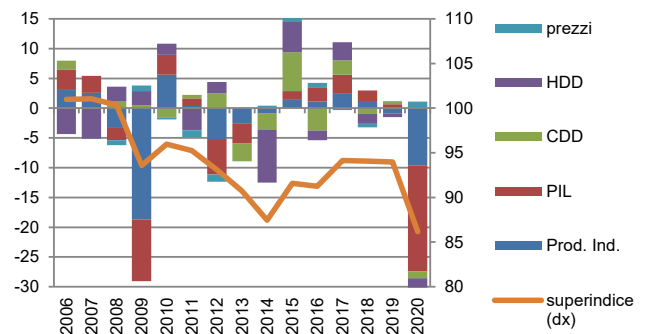
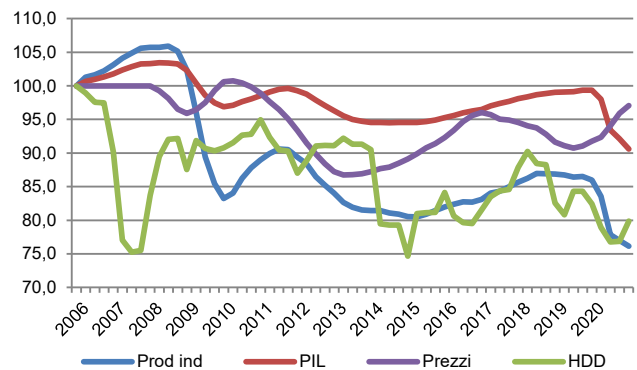


Figura 2-11 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2005=100)



Quadro globale e prospettive di medio periodo

Secondo la nota mensile dell'ISTAT di Gennaio 2021 sull'andamento dell'economia italiana (pubblicata il 9 febbraio 2021), nel 2020 la Cina è stata l'unica tra le principali economie a registrare una crescita del Pil (+2,3%), e le stime FMI prospettano una crescita decisamente più sostenuta per il 2021 (+8%).

Negli Stati Uniti il PIL 2020 è invece in calo del 3,5%, ma sono positive le stime FMI per il 2021 (+5,1%), per il piano di sostegno all'economia annunciato dalla nuova Amministrazione.

La nota aggiunge che "le prospettive economiche internazionali, sebbene ancora caratterizzate da elevata incertezza, sono in graduale miglioramento, beneficiando anche dell'avvio delle campagne vaccinali in molti paesi". Il FMI ha rivisto infatti al rialzo le previsioni del PIL mondiale per il 2020 (+3,5%) e per il 2021 (+5,5%).

Tuttavia, l'indice PMI globale sui nuovi ordinativi all'export, che a dicembre e gennaio è sceso sotto la soglia di espansione, indica un calo della domanda mondiale nei prossimi mesi.

In riferimento all'Europa, il PIL è diminuito nel 2020 del 6,8% e le recenti previsioni del Fmi indicano per il 2021 un recupero parziale (+4,2%).

Secondo le recenti previsioni economiche della Commissione UE, il PIL italiano, crollato meno del previsto nel 2020 (-8,8%), crescerà del 3,4% nel 2021 "a causa del riporto negativo del quarto trimestre 2020 e la partenza debole di quest'anno. Passo simile nel 2022 (3,5%) sulla base dello slancio guadagnato nella seconda metà dell'anno e della continua ripresa del settore servizi", ma il PIL "non tornerà ai livelli del 2019 entro il 2022".

Dopo il crollo del II trimestre e il rimbalzo nel III, il PIL italiano nel IV trimestre mostra una nuova contrazione (-1% congiunturale)

Nel corso del 2020 il PIL italiano è stimato in riduzione di circa l'8,8% rispetto ai livelli del 2019 (ISTAT, 2 febbraio 2021); tale risultato è maturato principalmente nel corso della prima metà dell'anno, durante la quale l'economia italiana è diminuita ad un ritmo doppio rispetto alla seconda. La variazione acquisita per il 2021 è +2,3%

La Figura 2-12 mostra come già nel I trimestre il PIL fosse diminuito del 5,6% (var. tendenziale, dati grezzi), per effetto delle prime misure di contenimento alla pandemia adottate nel corso del mese di marzo. Nel II trimestre, pesantemente colpito dal lockdown nazionale, il ridimensionamento delle attività economiche e produttive ha poi portato ad una contrazione del 18%, dieci punti percentuali in più rispetto al -7,6% del I trimestre 2009, il risultato più negativo registrato nella crisi economica di quegli anni.

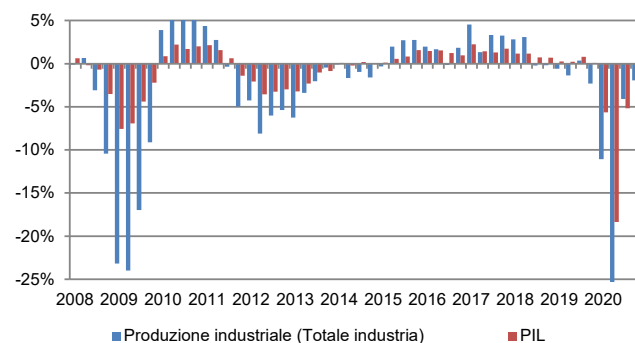
Con il progressivo allentamento delle misure nei mesi estivi e la ripresa di molte attività produttive, nel terzo trimestre il PIL italiano ha poi fatto registrare un deciso recupero (+16% la variazione congiunturale, per i contributi positivi sia dalla domanda nazionale che dalla componente estera netta), risultando tuttavia ancora in netto calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-5,2%).

Secondo la stima preliminare dell'ISTAT (2 febbraio 2021), nel IV trimestre l'economia italiana ha poi mostrato una nuova contrazione, di circa l'1% rispetto al trimestre precedente, e di oltre il 6% rispetto allo stesso periodo del 2019 (dati stagionalizzati). Su tale risultato hanno evidentemente inciso l'effetto delle misure adottate nei mesi autunnali per il contenimento della seconda ondata pandemica che ha colpito il Paese. La variazione congiunturale è il risultato della diminuzione del valore aggiunto in tutti i principali comparti produttivi e del contributo negativo della domanda, sia della componente nazionale che di quella estera netta. "La flessione dell'attività economica nel quarto trimestre riflette

ancora andamenti eterogenei tra i settori con una caduta più contenuta per la produzione industriale al netto delle costruzioni (-0,8% la variazione congiunturale)".

In un'ottica di più ampio respiro (Figura 2-12), dopo il lungo periodo di riduzioni negli anni della crisi economica e la progressiva ripresa fino al 2017 (+1,7% rispetto all'anno precedente), già nel 2018 l'economia nazionale mostrava segnali di rallentamento (+0,9%), confermati con il risultato del 2019, solo marginalmente positivo (+0,3%). Il crollo del 2020 porta il PIL al di sotto di oltre l'11% rispetto ai livelli pre crisi del 2008, ed anche rispetto ai minimi del 2013 (-4%).

Figura 2-12 - Evoluzione del PIL e della produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)



Produzione industriale pesantemente colpita dalla pandemia, per il 2020 il calo è del 10,9%, nonostante la ripresa della seconda parte dell'anno

Nel corso del 2020 anche la produzione industriale ha fatto registrare risultati pesantemente negativi, diminuendo del 10,9% rispetto ai livelli del 2019 (-11,4% per i soli beni intermedi, dati grezzi), una riduzione dunque anche più sostenuta rispetto a quella del PIL.

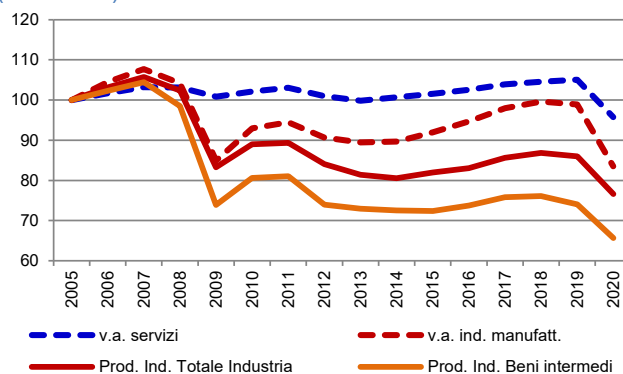
Dopo il risultato negativo del I trimestre, -11% tendenziale (per il dato di marzo, -27%), ed il crollo nel II (-26%, [Figura 2-12](#)), il progressivo allentamento delle restrizioni nei mesi estivi aveva portato ad una ripresa dell'attività industriale nel III trimestre, +18% rispetto ai livelli minimi del precedente trimestre, ma comunque in calo rispetto allo stesso periodo 2019 (-4%). La progressiva ripresa è poi proseguita anche nel corso degli ultimi tre mesi dell'anno, in crescita congiunturale di quasi il 7%, ma comunque inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente (-1,9%). Tale dato mostra come nel corso della seconda ondata pandemica la produzione industriale sia rimasta su livelli di attività decisamente più elevati rispetto a quanto rilevato nella prima ondata.

In un'ottica di più lungo periodo ([Figura 2-13](#)), dopo il quadriennio 2015-18 di crescita di quasi il 2% m.a. la produzione industriale è tornata in territorio negativo già a partire dalla seconda metà del 2018, risultando poi nel 2019 in calo dell'1% (-2,7% la riduzione dei soli beni intermedi). Il nuovo deciso calo del 2020 porta il dato della produzione industriale al di sotto di oltre il 25% rispetto ai livelli pre-crisi (era -16% nel 2019), e al di sotto dei minimi decennali raggiunti nel 2014 (-5%).

Dalla [Figura 2-13](#) emerge anche la decisa riduzione del Valore Aggiunto dei Servizi, in riduzione nei primi nove mesi dell'anno di circa il 10% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il risultato negativo dell'industria negli ultimi mesi del 2020 ha contribuito solo in misura marginale alla diminuzione del PIL nel quarto trimestre. Il Centro Studi Confindustria evidenzia infatti come si vada *“assistendo a una graduale divaricazione dell'andamento tra industria e servizi, con questi ultimi fortemente penalizzati dalle misure introdotte per contenere la diffusione del contagio da Covid-19”*.

Le stime preliminari di Gennaio del CSC indicano per gennaio un incremento congiunturale della produzione industriale dell'1,0% (la variazione acquisita per il I trimestre 2021 è +0,5%), risultato coerente con l'indagine PMI sul manifatturiero (indice a 54,4 da 52,0 di dicembre). Anche l'indagine ISTAT sulla fiducia delle imprese manifatturiere ha mostrato un miglioramento delle valutazioni degli imprenditori sulla situazione attuale. *“A fronte di un miglioramento delle valutazioni sulla situazione attuale nell'industria, gli imprenditori esprimono però forti perplessità sulle prospettive dei prossimi mesi. Le attese su ordini e produzione sono in netto peggioramento rispetto a dicembre e ciò non lascia presagire, per il breve periodo, il consolidamento di una fase espansiva.”*

Figura 2-13 - Indice di produzione industriale totale e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100)



Una spinta alla riduzione dei consumi anche dai fattori climatici

Nel corso del 2020 anche la componente climatica ha fornito una spinta alla riduzione dei consumi. Come emerge dalla Figura 2-14, i gradi giorno riscaldamento (HDD, Heating Degree Days) sono infatti diminuiti di oltre il 3% rispetto al 2019, fornendo dunque un impulso alla riduzione dei consumi per riscaldamento, come testimonia il calo della domanda di gas sulle reti di distribuzione (si veda oltre). Tale risultato è maturato in particolare nel corso del I trimestre, quando le temperature mediamente più miti di gennaio e febbraio (rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente) hanno indotto una decisa frenata della domanda di riscaldamento, solo in parte compensata dal clima più rigido invece a marzo (rispetto al 2019).

Anche nel II trimestre le temperature più miti di aprile e soprattutto di maggio (+3° rispetto al maggio 2019) hanno favorito la riduzione dei consumi termici. Nel corso del IV trimestre, invece, la stessa componente ha fornito una decisa spinta all'aumento dei consumi, date le temperature più rigide di oltre un grado dei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2020 (rispetto allo stesso periodo del 2019).

Anche l'indicatore gradi giorni raffreddamento (CDD, Cooling degree days) ha favorito il calo dei consumi di energia, per effetto di mesi estivi contraddistinti da temperature mediamente meno elevate degli stessi mesi 2019. Pur a fronte di un settembre lievemente più caldo dell'analogo 2019, il mese di luglio ha fatto segnare temperature di circa un grado inferiori rispetto al luglio 2019, mentre agosto è risultato sostanzialmente allineato allo scorso anno (in ogni caso più caldo della media decennale).

In un'ottica di più lungo periodo la Figura 2-14 mostra la tendenza all'aumento della temperatura media dei mesi invernali, rappresentata dalla pendenza negativa della curva degli HDD. Secondo il servizio europeo Copernicus Climate Change, il 2020 e il 2016 sono 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).

Dai prezzi in deciso calo un impulso all'aumento dei consumi energetici

I prezzi delle commodity energetiche nel corso del 2020 hanno invece fornito una spinta all'aumento dei consumi energetici, sebbene di entità marginale rispetto a quella negativa proveniente dalle variabili economiche e climatiche. La componente prezzi del superindice ENEA risulta in aumento di quasi il 6% rispetto alla spinta fornita nel 2019. Per i consumatori domestici nel 2020 si registra infatti un calo di oltre il 13% per i prezzi di gas ed elettricità, dell'11% per quelli del gasolio (rispetto ai prezzi medi del 2019).

Dopo la riduzione tendenziale dei primi tre mesi dell'anno (-8%), ed i cali anche più decisi del II e III trimestre 2020 (-16% in media), anche nel IV trimestre i prezzi sono diminuiti in rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, seppur in maniera meno marcata (-10% in media).

Nel IV trimestre si registrano infatti incrementi congiunturali per i prezzi di gas (+11%) ed elettricità (+16%), ma entrambi ancora inferiori rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019 (in media di oltre l'8%).

Nel caso del gasolio, in marginale riduzione congiunturale nel IV trimestre (-0,6%), si registra nel IV trimestre un calo tendenziale più sostenuto, pari al 14%.

In un'ottica più ampia, dopo un periodo di forti cali iniziato nel 2013 fino ai minimi del 2015 ed i successivi anni di ripresa, i prezzi dell'energia a partire dalla seconda metà del 2019 sono tornati su un trend di riduzione. Il dato del 2020,

fortemente condizionato dalla crisi economica e sanitaria, ha fornito una decisa accelerazione a tale trend di riduzione.

Figura 2-14 - Andamento dei HDD (Heating degree days, asse sin) e dei CDD (Cooling degree days, asse dx) in Italia

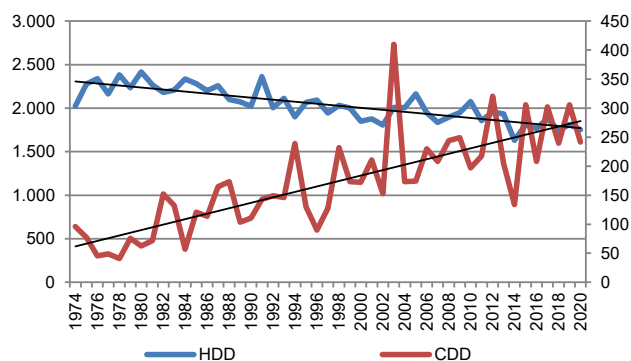
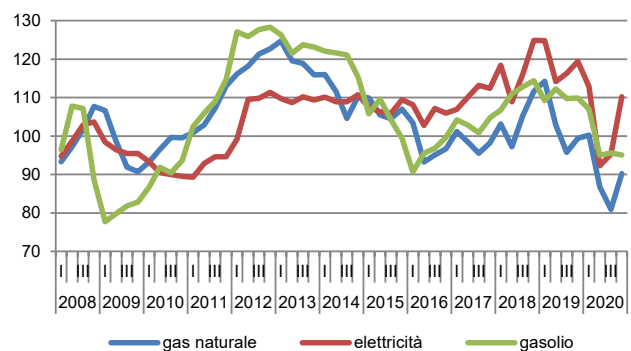


Figura 2-15 - Prezzi di oil, gas ed elettricità ai consumatori finali (2008=100) in Italia



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia nel 2020

- Nel 2020 il fabbisogno di energia primaria è stato pari a circa 154 Mtep, in calo del 10% rispetto ai livelli del 2019. Si tratta del calo maggiore registrato in tempi di pace, riconducibile in larghissima parte alla crisi economia e sanitaria, quasi doppio rispetto a quello della crisi del 2009.
- Per trovare un livello di consumi di energia inferiore ai 154 Mtep del 2020 bisogna risalire al 1987.
- Il crollo del traffico ha accentuato l'impulso al calo dei consumi proveniente dalla caduta dell'attività economica.

3.1 Consumi di energia primaria

Nel 2020 crollano i consumi di energia primaria, circa il 10% in meno rispetto all'anno precedente

Secondo le stime ENEA nel 2020 il fabbisogno di energia primaria è stato pari a circa 154 Mtep, in calo del 10% rispetto al 2019 (vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA). Si tratta del calo maggiore registrato in tempi di pace, superato solo dai cali del 1943-44, mentre nell'anno della crisi del 2009 la domanda di energia si ridusse del 5,7%, in perfetto allineamento con la caduta del PIL.

Circa i 2/3 del calo della domanda è maturato nella prima metà dell'anno, in particolare nel II trimestre, quando si sono registrate riduzioni tendenziali superiori al 20%, in concomitanza con l'adozione delle misure restrittive per la mobilità e le attività produttive per il contenimento della pandemia. Nella seconda metà dell'anno i cali sono stati ancora rilevanti ma più contenuti: le riduzioni tendenziali sia per il III che per il IV trimestre sono infatti stimate pari al 6%. Sul dato dell'ultimo trimestre ha tuttavia inciso il fattore climatico: le temperature più rigide dell'ultima parte dell'anno (rispetto allo stesso periodo del 2019) hanno spinto i consumi di gas per il riscaldamento, ridimensionando in parte il calo complessivo della domanda di energia, che sarebbe altrimenti risultato più marcato.

Dopo il lungo periodo di riduzioni registrate tra il 2005 e il 2014, durante il quale la domanda di energia è scesa di oltre 30 Mtep dai massimi del 2005 (198 Mtep), in larghissima parte negli anni della crisi economica iniziata nel 2009, il crollo del 2020 interrompe una fase di relativa stazionarietà, sostenuta dai modesti tassi di crescita dell'economia nel quinquennio 2015-2019. Con il rallentamento dell'economia già nel 2019 la domanda di energia aveva registrato una variazione negativa, seppur marginale. Il deciso crollo del 2020 ha ora portato il fabbisogno di energia a livelli inferiori di oltre il 20% rispetto al 2005 (nel 2019 tale gap era del 14%). Per trovare un livello di consumi di energia inferiore ai 154 Mtep del 2020 bisogna risalire al 1987 (Figura 3-4).

Sul calo dei consumi di energia, maggiore del calo del Superindice, ha avuto un ruolo centrale il crollo del traffico

La riduzione dei consumi di energia (-10%) è stimata maggiore di quella delle variabili guida dei consumi (sintetizzate dal superindice ENEA, sceso nell'anno dell'8%, vedi par. 2.2), ma si può comunque affermare che l'andamento del fabbisogno di energia è stato in larga parte coerente con la spinta negativa proveniente dalle principali variabili guida (Figura 3-2). D'altro canto i volumi di traffico, un indicatore rappresentato solo in modo indiretto nel superindice ENEA, sono crollati in modo drammatico nel 2020, determinando la forte contrazione dei consumi di petrolio (si veda oltre).

E' interessante utilizzare il superindice ENEA delle variabili guida per ottenere una stima di massima di come nell'ultimo decennio siano progredite le riduzioni dei consumi di energia riconducibili a fattori non congiunturali, ovvero all'insieme di fattori "strutturali" (compresi gli incrementi di efficienza energetica, la riduzione di domanda di servizi energetici, i cambiamenti dell'economia in direzione meno energivora). Complessivamente, negli ultimi 10 anni il "risparmio" cumulato è stimabile in circa 16 Mtep (Figura 3-3). Elemento di rilievo che emerge dalla figura è che il processo di

disaccoppiamento tra economia ed energia osservato nella prima metà del decennio sembra aver progressivamente rallentando in concomitanza con la ripresa dell'economia. D'altro canto la figura evidenzia per il 2020 un nuovo incremento del divario tra le due curve, imputabile principalmente al calo dei consumi petroliferi per il crollo dei volumi di traffico. L'impatto dell'emergenza sanitaria sulla mobilità potrebbe assumere in questo senso un carattere parzialmente strutturale - in particolare con riferimento alla diffusa adozione di forme di lavoro flessibile - favorendo un allentamento del legame tra consumi energetici ed attività economica.

Figura 3-1 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin), e var. su anno precedente (asse dx, %)

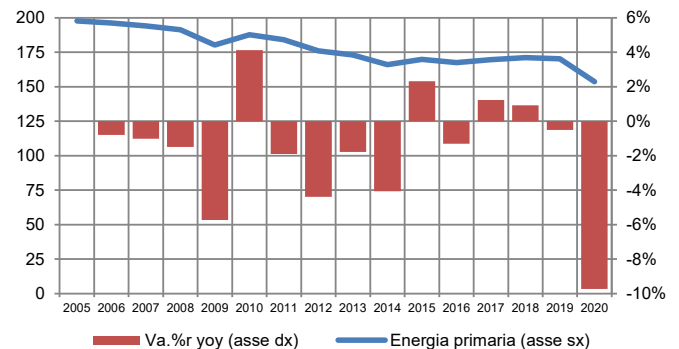


Figura 3-2 - Consumi finali di energia e Superindice ENEA (variazione su anno precedente, %)

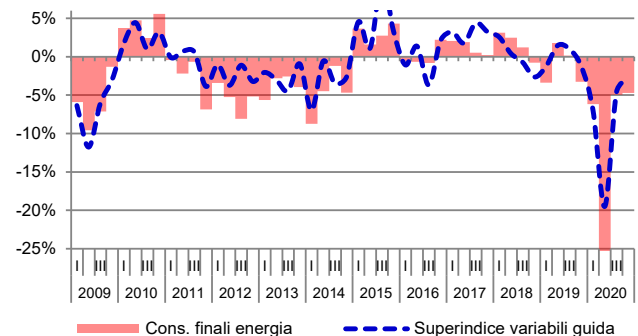
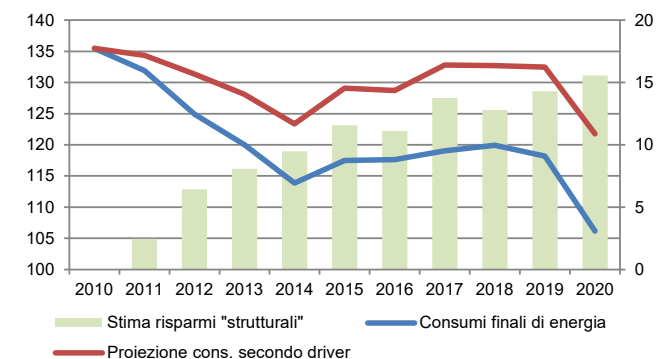


Figura 3-3 - Consumi finali di energia, confronto fra dati storici e proiezione mediante superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi "strutturali" cumulati (Mtep, asse dx)



Calo dei consumi di energia maggiore del calo del PIL. Si riduce l'intensità energetica dell'economia, in linea con il trend di lungo periodo

Il crollo dei consumi energetici nel 2020 risulta maggiore del calo del PIL, in riduzione rispetto ai livelli del 2019 dell'8,9% (vedi par. 2.2). Ne è conseguita una leggera riduzione dell'intensità energetica del PIL, circa un punto percentuale in meno rispetto ai livelli del 2019. Anche nel 2019 il modesto calo dei consumi di energia, imputabile a fattori di natura climatica e al calo della produzione industriale, era avvenuto a fronte della crescita del PIL, seppur marginale (+0,3% rispetto al 2018). In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3-4), dopo il lungo trend di riduzioni della prima metà del decennio (-2% medio annuo) e dopo il biennio 2017-18 di variazioni marginali, l'intensità energetica negli ultimi due anni è tornata a diminuire. Si sottolinea tuttavia come tale risultato sia solo in parte "virtuoso": oltre che favorito dal fattore clima, il calo dei consumi nel 2020 è infatti imputabile principalmente alla minore domanda di energia nei trasporti, frenata dalla fortissima riduzione dei volumi di traffico, molto più marcata di quella del PIL. E' significativo comunque come il calo dell'intensità energetica del 2020 (-1%) sia in linea con il trend di lungo periodo: il tasso medio annuo di variazione è stato pari al -1,2% nell'ultimo decennio, al -0,7% negli ultimi venti anni.

In forte calo i consumi di petrolio per il crollo della mobilità, in riduzione anche gas naturale, solidi ed import elettrico; marginale la crescita delle FER (solo elettriche)

Come emerge dalla Figura 3-5 il calo di oltre 16 Mtep di energia primaria rispetto al 2019 è da ricercare in larga parte nei minori consumi di petrolio (-10 Mtep), ma anche importazioni di elettricità, gas naturale e solidi risultano in riduzione, complessivamente di oltre 6 Mtep, mentre sono in lieve aumento solo le rinnovabili (elettriche).

Più nel dettaglio, i consumi di petrolio sono stimati in riduzione di oltre il 17% sull'anno precedente, per effetto del crollo della mobilità, sia veicolare che aerea (si veda oltre). Anche nel corso del 2019 si era registrato un lieve calo della domanda di petrolio (-1% sull'anno precedente), dopo il deciso incremento del 2018 (+2%, ma in buona parte imputabile a novità di natura statistica, v. Analisi Trimestrale 1/2019). La Figura 3-6 mostra inoltre le variazioni complessivamente marginali dei consumi petroliferi negli anni centrali del decennio, che avevano fatto seguito alle forti contrazioni della prima metà del decennio, in concomitanza con la crisi economica. Dalla figura emerge infine come il calo dei consumi di petrolio fosse iniziato già prima della crisi del 2008, principalmente per il minor ricorso nella produzione termoelettrica.

Sono in significativa riduzione nel 2020 anche i consumi di gas, del 5,6% rispetto all'anno precedente (-3,4 Mtep), sia per il minore ricorso nella generazione termoelettrica (-5%, dati SNAM, in linea con la riduzione della domanda elettrica sulla rete), che per la minore domanda di gas negli usi diretti (-3%, sia per fattori climatici che per il risultato dell'industria).

Dopo il calo del 2018 (-3% rispetto al 2017), nel corso del 2019 i consumi di gas erano invece cresciuti (+2%), riportando la domanda di gas sul trend di crescita del precedente triennio '15-17 (+7% m.a.). In una ottica di più ampio respiro, la Figura 3-6 mostra il trend di crescita costante del decennio 2000-2010 (in primis per gli usi termoelettrici), a cui ha fatto seguito un crollo, per la combinazione di crisi economica e crescita delle rinnovabili nella generazione elettrica.

Nel 2020 (Figura 3-5) sono inoltre ancora in forte riduzione i consumi di solidi, di oltre il 20% rispetto all'anno precedente, in linea con il risultato del 2019 ed in accentuazione rispetto al -10% medio del triennio ancora precedente. La quota di solidi nel mix energetico nel 2020 è dunque scesa sotto il 4%,

circa la metà rispetto ai livelli di appena tre anni prima (principalmente per il *phase out* del carbone per la generazione termoelettrica, si veda oltre).

Nell'anno è stato anche notevole il calo delle importazioni nette di elettricità, -1,3 Mtep rispetto ai livelli del 2019 (-13%). Anche nel 2019 le importazioni nette erano diminuite di oltre 1 Mtep, dopo la ripresa del 2018 (+16% sul 2017) rispetto al biennio 16-17 (quando c'era stato il bocco del nucleare francese).

Nel 2020 (Figura 3-5) solo le rinnovabili risultano in lieve aumento, seppur in maniera marginale. Escludendo le FER termiche (il cui andamento almeno negli ultimi anni è sostanzialmente coerente con la rigidità degli inverni), la crescita delle rinnovabili elettriche è stimata pari all'1% (rispetto al 2019), in linea con il risultato positivo del 2019 (+3%), ma decisamente in attenuazione rispetto al +10% del 2018, quando la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017 aveva spinto le FER, dopo il risultato complessivamente negativo del precedente triennio.

Figura 3-4 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)

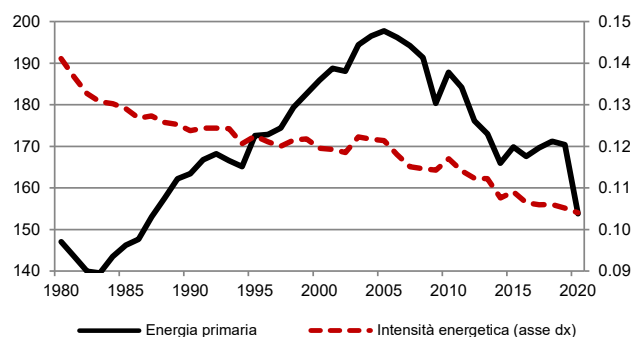


Figura 3-5 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)

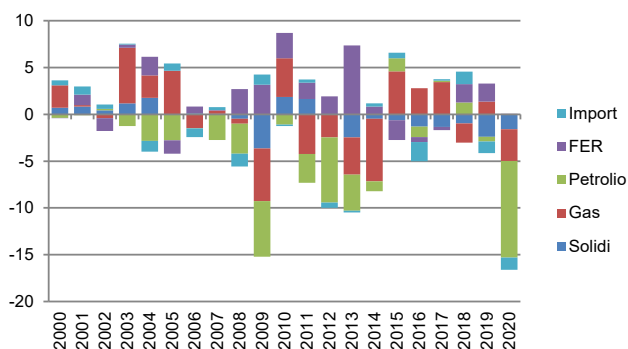
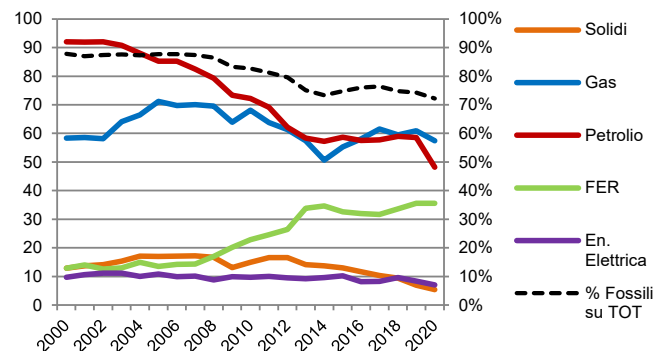


Figura 3-6 - Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)



Le fossili al 72% del mix energetico, minimo dal 1961. Il gas rafforza la posizione di prima fonte energetica

Complessivamente la quota di fossili nel mix energetico nel corso del 2020 è stimata pari a circa il 72% (111 Mtep), in riduzione di due punti percentuali rispetto ai livelli del 2019. Dalla **Figura 3-6** emerge come dall'87,5% sostanzialmente costante del periodo 2000-2007, la quota di fossili si sia mossa successivamente su trend di costante riduzione fino al 73,3% del 2014, anche per effetto della diffusione delle FER. Nel successivo triennio 15-17 si è invece assistito ad una ripresa delle fossili, arrivate a fine 2017 al 76,4%, spinte (soprattutto il gas) da alcuni fattori di natura congiunturale (in primis dal calo delle importazioni ed idroelettrico ai minimi). La successiva riduzione del 2018 (due punti percentuali in meno rispetto al 2018) sembra quindi soprattutto il risultato del superamento di quei fattori che ne avevano precedentemente favorito la crescita, come testimonia il dato 2019, solo in marginale calo rispetto al 2018.

Il nuovo deciso calo del 2020, che porta la quota di fossili ai minimi storici dal 1961 (un punto percentuale in meno rispetto al minimo decennale del 2014) è invece imputabile in primis al calo del petrolio nei trasporti, conseguenza del crollo della mobilità, oltre che alla riduzione delle attività produttive (si veda oltre).

In **Figura 3-6** è inoltre possibile analizzare l'andamento di petrolio e gas nel mix energetico italiano; emerge come la ripresa del gas degli anni 2015-2017, insieme al trend sostanzialmente stabile del petrolio, aveva portato il gas nel 2017 ad essere la prima fonte del Paese (quasi 4 Mtep in più dei consumi di petrolio). Dopo che nel 2018 le due fonti erano tornate a coprire la stessa quota di energia, nel 2019 il gas rappresentava nuovamente la prima fonte energetica del Paese. Il crollo dei consumi di petrolio nel 2020 ha rafforzato la posizione del gas, arrivato a quota 37,4%, circa sette punti percentuali in più rispetto al peso del petrolio.

Prosegue invece la traiettoria di riduzione dei consumi di carbone, più che dimezzati rispetto ai livelli di inizio decennio, già nel 2018 sotto la soglia dei 10 Mtep, si è ulteriormente ridotta nel 2019 e nel 2020 (meno di 6 Mtep).

Le rinnovabili si muovono invece su una traiettoria moderatamente ascendente, dopo la frenata del triennio 2015-2017 per la ridotta idraulicità e il rallentamento della crescita delle intermittenti: a fine 2020 le FER totali rappresentano circa il 23% del totale mix energetico.

In calo la produzione elettrica (-3% sul 2019): oltre ai solidi torna a diminuire anche il gas; in lieve crescita le FER

La produzione elettrica nel 2020 è pari a 273 TWh, in calo rispetto al 2019 di quasi 11 TWh (-4%). Nonostante la riduzione della domanda elettrica sia stata più marcata (-17 TWh), la produzione nazionale è diminuita meno per compensare le importazioni nette, in deciso calo (-6 TWh).

Le fonti primarie destinate alla produzione elettrica nel 2020 risultano quindi complessivamente in riduzione di circa 3 Mtep rispetto ai livelli del 2019: il deciso calo di solidi e gas e in misura inferiore il calo del petrolio, hanno nettamente superato il modesto incremento delle rinnovabili.

Nel dettaglio i consumi di gas per la termoelettrica sono diminuiti di circa 1,1 Mtep rispetto all'anno precedente (-5%, dati SNAM). Nel corso del 2019 i consumi di gas erano invece cresciuti: a fronte di una domanda elettrica stabile sui livelli del 2018, si registravano infatti minori importazioni e calo dei solidi. Come emerge dalla **Figura 3-7**, anche tra il 2015 ed il 2017 il ricorso al gas nella termoelettrica era cresciuto, aumentando di quasi 7 Mtep rispetto ai livelli del 2014, dopo essersi fortemente ridotto nella prima metà del decennio, sia per la decrescente domanda elettrica (per la crisi economica) che per la diffusione delle rinnovabili.

Prosegue anche nel 2020 il *phase out* del carbone per la generazione termoelettrica: nel mix di generazione i solidi a

fine 2020 sono decisamente sotto quota 10%, mentre appena cinque anni prima rappresentavano circa il 20%. E' ormai marginale anche il peso del petrolio, passato da oltre il 30% del 2000 (quasi 20 Mtep), a circa il 7% nel 2010, a meno del 3% nell'ultimo biennio (meno di 2 Mtep).

Nel corso del 2020 solo per le FER si registra una crescita tendenziale, oltre l'1% in più in termini di fonti primarie rispetto al 2019. La produzione elettrica da FER nel corso del 2020 è stata infatti pari a circa 116 TWh, +1,2 TWh sul 2019. Tale risultato è da ricercare in buona parte nel risultato delle FER intermittenti, mentre la generazione idroelettrica è solo lievemente maggiore rispetto ai livelli del 2019 (+0,4 TWh, +0,8%) e lievemente inferiore alla media dell'ultimo decennio. Dopo il calo del 2018 (-4% rispetto al 2017) e la ripresa del 2019 (+9%), anche nel 2020 la produzione da fonti intermittenti è in aumento, complessivamente dell'1,7% rispetto ai livelli dell'anno precedente (+0,8 TWh). A spingere le intermittenti nel 2020 è stata la produzione solare, in crescita di 2,2 TWh rispetto al 2019 (+11%), in linea con il dato del 2019 (+10% rispetto all'anno precedente). Per l'eolico il 2020 ha invece rappresentato un anno negativo, con la produzione ferma a 18,5 TWh, -7% rispetto al 2019.

La **Figura 3-8** mostra come, dopo i primi anni del decennio di rapida ascesa - in concomitanza con la crescita degli oneri di sistema - dal 2014 in poi si è assistito ad un forte rallentamento della produzione elettrica da FER. Sebbene nel 2020 la quota di produzione elettrica da rinnovabili nel 2020 sia cresciuta più per il calo della domanda elettrica che per l'aumento della produzione da FER, a fine anno tale quota risulta tornata su un trend ascendente dopo anni di stazionarietà. Complessivamente, alla fine del decennio la quota delle FER è quasi raddoppiata rispetto al 2010 (dal 20 al 38%).

Figura 3-7 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)

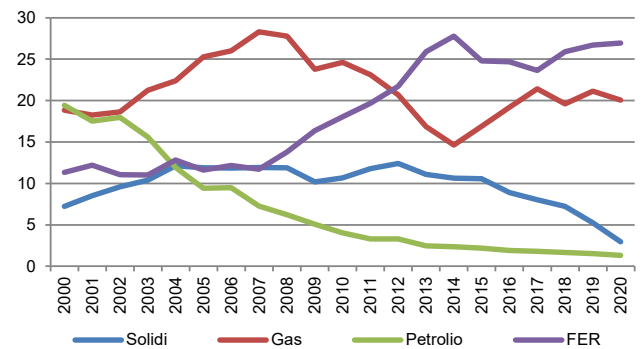
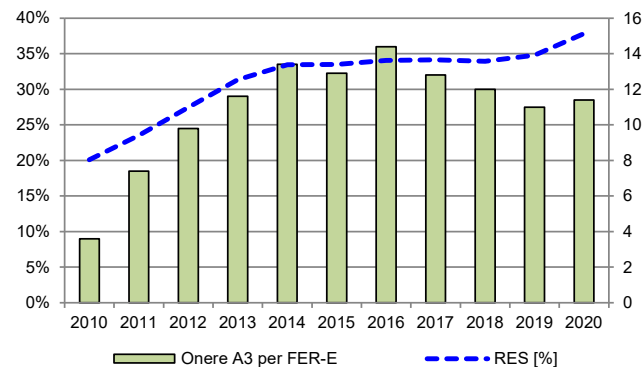


Figura 3-8 - Quota di produzione elettrica da FER sulla produzione nazionale (% , asse sx) ed oneri di sistema (miliardi di euro/anno, asse dx)



BOX – I consumi di energia nei mesi della crisi sanitaria

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

Per effetto della emergenza sanitaria ed economica che ha colpito il Paese a partire dal mese di marzo, la produzione industriale nazionale è diminuita nel corso del 2020 di circa l'11% rispetto ai livelli 2019. Dopo il calo di marzo (-27% rispetto al marzo 2019), il punto di minimo si è registrato ad aprile (-42%), poi la riduzione tendenziale è andata progressivamente attenuandosi: il calo ancora importante a maggio (-25%) si è più che dimezzato a giugno, per arrivare a variazioni marginali ad agosto (-0,3%). A causa della seconda ondata pandemica dei mesi autunnali, la produzione industriale è tornata a diminuire, del 2% tendenziale a settembre e di quasi il 5% ad ottobre. A novembre la variazione, seppur negativa, è tornata ad attenuarsi, appena l'1% in meno rispetto al risultato del novembre 2019, tendenza confermata dal dato di dicembre, che riporta la variazione tendenziale in territorio positivo (+1%), dopo oltre un anno di riduzioni. Nell'insieme del IV trimestre il risultato dell'industria risulterebbe in ogni caso inferiore di oltre 3% rispetto ai livelli del IV trimestre 2019, ultimo non condizionato dalla crisi sanitaria (Figura A). Secondo le recenti stime del Centro Studi Confindustria (del 3/2/2021), a gennaio 2021 la produzione industriale sebbene in crescita rispetto ai livelli di fine anno 2020 dell'1% (dati destagionalizzati e corretti per giorni lavorativi), risultando tuttavia ancora decisamente inferiore rispetto a gennaio 2020, mese non toccato dalla crisi (-8,5%).

Riguardo al PIL, dopo il crollo del II trimestre (-18% rispetto allo stesso trimestre del 2019) e la ripresa congiunturale del III trimestre (+15%), la stima preliminare dell'ISTAT indica per il IV trimestre un nuovo calo tendenziale (-6%), che porta il PIL ben al di sotto dei livelli dell'ultimo trimestre 2019 (di circa il 6% Figura A).

Infine gli indicatori di mobilità elaborati dall'ANAS, dopo i decisi crolli di aprile e maggio (traffico più che dimezzato rispetto ai livelli dell'anno precedente) e la progressiva ripresa durante il periodo estivo (-8% la variazione tendenziale media), indicano per i mesi autunnali una nuova decisa riduzione dei volumi di traffico: ad ottobre -15% (rispetto ai livelli dello stesso mese dell'anno precedente), a novembre e dicembre di oltre il 30%. A fine anno l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) risulta quindi inferiore di circa il 40% rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre 2019. Continua inoltre ad essere molto decisa la contrazione del traffico aereo. Anche per gennaio 2021 i dati ANAS confermano livelli di traffico veicolare complessivo inferiore al 30% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-11% per i soli veicoli pesanti).

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

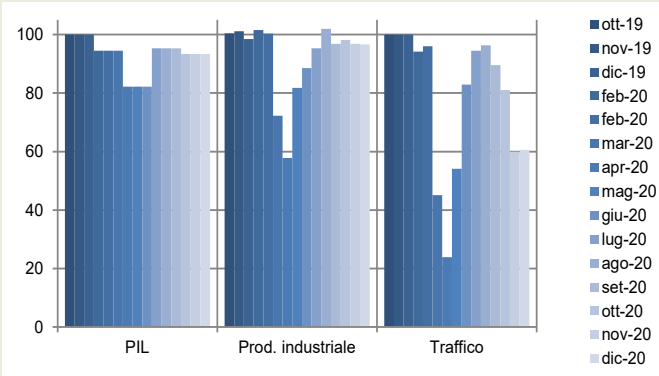
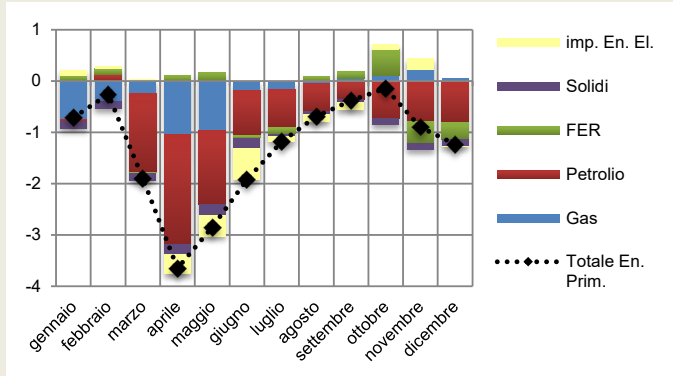


Figura B – Var. tendenziale mensile del fabbisogno di energia primaria in Italia nel 2020 (Mtep)



Dopo il crollo di aprile-maggio e la progressiva attenuazione del periodo estivo, con la seconda ondata pandemica la domanda di energia torna a diminuire nei mesi autunnali: a fine anno -8% (rispetto a dicembre 2019)

Secondo le stime ENEA, nel corso del 2020 i consumi di energia primaria si sono ridotti di circa il 10% rispetto al 2019. Buona parte di tale riduzione (circa il 40%) sarebbe maturata nei mesi di aprile e maggio, durante i quali il fabbisogno di energia si sarebbe ridotto, in termini tendenziali, del 30% e 22% rispettivamente. Dalla Figura B emerge anche come una prima decisa riduzione dei consumi si fosse registrata nel mese di marzo (-14% la variazione tendenziale), per effetto delle prime misure di contenimento della pandemia su limitazioni alla mobilità di persone e merci e le restrizioni alle attività produttive. Dopo il crollo di aprile e maggio il calo dei consumi è poi proseguito a giugno (-15%), seppur in maniera meno sostenuta. Il progressivo allentamento delle misure restrittive nei mesi estivi ha quindi determinato un'ulteriore attenuazione dei cali tendenziali, arrivati a settembre appena al 3% in meno rispetto ai livelli di un anno prima. Con la ripresa della pandemia nei mesi autunnali, la domanda di energia è quindi tornata a diminuire, a novembre del 6-7%, a dicembre dell'8% tendenziale. Sul risultato degli ultimi mesi dell'anno incide inoltre l'aumento della domanda di gas per il riscaldamento degli ambienti, conseguenza di temperature più rigide rispetto a quelle del 2019: depurando la stima dal fattore climatico (ipotizzando quindi consumi di gas sulle reti di distribuzione uguali a quelli del 2019), il calo tendenziale della domanda di energia a dicembre sarebbe risultato anche più marcato (-10%). Negli stessi mesi autunnali, d'altro canto, sono stimati nuovamente in decisa contrazione i consumi di petrolio (-17% tendenziale), dopo che nel periodo estivo la riduzione tendenziale si era attenuata (-10%), dopo i risultati fortemente negativi registrati in primavera (-30% nel II trimestre). Le nuove misure di contenimento della pandemia hanno infatti portato in autunno a nuove limitazioni degli spostamenti, specie quelli relativi alle persone: secondo i dati ANAS, i volumi di traffico sulle strade di propria competenza si sono ridotti del 30% a novembre e dicembre (si veda oltre).

Secondo stime preliminari, anche a Gennaio 2021 il fabbisogno di energia primaria sarebbe in calo di circa il 5% rispetto allo stesso mese del 2020, principalmente per la decisa riduzione dei consumi di petrolio, -1 Mtep (-23%). In aumento invece i consumi di FER (nella generazione elettrica) e di gas, complessivamente +0,3 Mtep. L'incremento del gas (+3%) è da ricercare nella maggiore richiesta sulle reti di distribuzione (+8%) per temperature più rigide rispetto al gennaio 2020, che ha più che compensato

i cali nella trasformazione (-8%) e negli usi industriali (-5%). Al netto della componente climatica, la riduzione dei consumi di energia primaria a gennaio sarebbe risultata quindi più marcata, almeno del 7% tendenziale.

Consumi dei prodotti petroliferi in calo del 20% da marzo a dicembre. Vendite di carboturbo per aviazione quasi azzerato tra aprile e giugno, stenta a riprendere anche nei mesi estivi e in autunno. L'inizio 2021 conferma il trend negativo

Con riferimento al solo periodo marzo-dicembre, i consumi petroliferi sono quelli che hanno fatto segnare il calo tendenziale più marcato (in termini assoluti): circa 10 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2019 (-20%). Come emerge dalla Figura B, la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi era stata decisa già a marzo (-33% rispetto al marzo 2019), nonostante le misure per il contenimento della pandemia fossero state adottate a mese in corso. Il calo è poi proseguito in modo più marcato ad aprile (-45%). Con la parziale riapertura delle attività produttive e del traffico veicolare, a maggio il calo si è poi ridimensionato (-29%) ed il trend di attenuazione è quindi proseguito a giugno (-18%) e ancor più nei mesi estivi, arrivando a settembre a -7% (tutte variazioni tendenziali). A partire dal mese di ottobre, in concomitanza con le nuove limitazioni agli spostamenti, e fino a dicembre, le riduzioni sono tornate a crescere, attestandosi a circa il 17% in meno rispetto ai livelli di un anno prima.

In termini di prodotti (Figura C), da marzo a dicembre i principali carburanti per autotrazione (gasolio motori e benzina) sono complessivamente diminuiti del 21% rispetto allo stesso periodo del 2019, con cali delle vendite di benzina del 25%, più marcate di quelle del gasolio (-20% rispetto ai livelli del periodo marzo-dicembre 2019). Tali risultati sembrano coerenti con la riduzione dei volumi di traffico. Secondo i dati ANAS, il traffico veicolare sulla rete stradale e autostradale di propria competenza è fortemente diminuito sia per le limitazioni agli spostamenti che per l'ampia adesione a forme di lavoro a distanza. Già a marzo l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) è diminuito del 55% rispetto allo stesso periodo del 2019, per arrivare ad aprile addirittura al -75% (-40% per i veicoli pesanti). Il traffico veicolare è poi lievemente ripreso a maggio (-43% tendenziale) e giugno (-18%), e più ancora nei mesi estivi (-10% a luglio, -7% ad agosto e settembre), con riduzioni tendenziali decisamente più contenute per i veicoli pesanti (-3% a luglio, -1% ad agosto, nulle a settembre). Nei mesi autunnali, in concomitanza con le nuove limitazioni, si è poi registrato un nuovo deciso calo della mobilità, del 14% ad ottobre (il doppio rispetto al calo tendenziale di settembre), del 30% a novembre e dicembre (per il traffico pesante cali tendenziali "appena" del 4% medio).

In termini relativi sono i consumi di carboturbo a far segnare il calo tendenziale più marcato nel periodo di analisi (-72% tendenziale): le vendite di carboturbo destinate al trasporto aereo, dopo il crollo dei mesi primaverili (-80% in media), anche nei mesi estivi ed autunnali hanno fatto segnare riduzioni importanti, oltre il 66% in meno rispetto ai livelli del 2019.

Nel mese di gennaio 2021 il calo dei consumi di petrolio è ancora importante, -23% tendenziale (circa 1 Mtep in meno), per i decisivi cali sia di gasolio (-22%) e benzina (-31%), che del carboturbo (-75%). Le riduzioni delle vendite di carburanti per autotrazione sono ancora coerenti con la riduzione dei volumi di traffico, del 34% i veicoli totali, dell'11% i veicoli pesanti.

Figura C – Vendite dei principali prodotti petroliferi nel 2020 (var. tendenziale, kt)

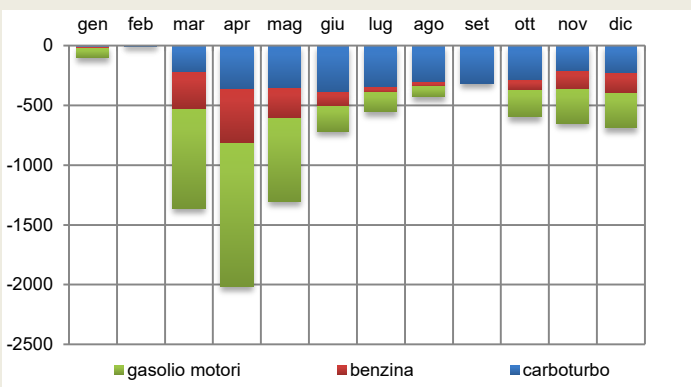
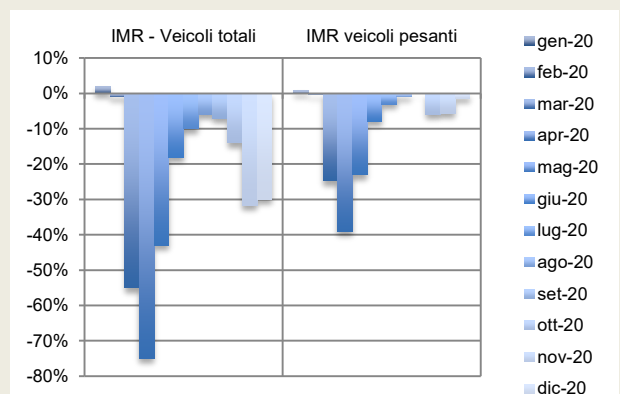


Figura D – Traffico veicoli totali e solo pesanti su rete Anas (var.% tendenziale)



Domanda di gas naturale in calo di circa il 3% da marzo a dicembre; le decise riduzioni nell'industria e nella termoelettrica (-6%) in parte compensate dall'incremento dei consumi di gas su reti di distribuzione per fattori di natura climatica

Da marzo a dicembre 2020 i consumi di gas destinati alle reti, industria e produzione termoelettrica sono stati complessivamente pari a 51,8 miliardi di SM³, in calo del 3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-1,7 miliardi di SM³). Tale risultato è maturato quasi esclusivamente nel corso del bimestre aprile-maggio, quando si sono registrati cali tendenziali del 24%, mentre a marzo, giugno e luglio i cali sono stati inferiori al 5% (rispetto agli stessi mesi del 2019). A partire da agosto la domanda complessiva di gas è invece risultata superiore alla richiesta del 2019, in media del 3% nel periodo agosto-novembre, addirittura del 10% a dicembre. Sull'aumento tendenziale della domanda di gas nei mesi estivi incide la ripresa delle attività produttive, su quella dei mesi autunnali sono determinanti anche il fattore clima ed il calo della produzione elettrica da FER (si veda oltre).

Nel periodo marzo-dicembre 2020 la domanda di gas per **usi termoelettrici** è stata pari a quasi 20 miliardi di SM³, il 6% in meno rispetto allo stesso periodo del 2019, sostanzialmente in linea con la riduzione della domanda elettrica sulla rete. Gran parte di tale risultato è maturato nel trimestre marzo-maggio, durante il quale si sono registrati cali tendenziali del 25% ad aprile, di quasi il 20% a marzo e a maggio. Nei successivi mesi di giugno e luglio il calo tendenziale è proseguito a ritmi inferiori (meno del 10% in media, in linea con la ripresa della domanda elettrica), arrivando a variazioni marginalmente positive ad agosto e settembre (+1,5% in media). Tale trend è poi proseguito anche nei mesi autunnali, durante i quali la domanda di gas per la produzione elettrica è risultata complessivamente in crescita, rispetto allo stesso periodo del 2019, di circa il 3%: il deciso calo di ottobre (-20%) è stato infatti più che compensato dalle variazioni positive di novembre e dicembre (+10% e +21%). A fronte di una domanda elettrica sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente, il risultato degli ultimi mesi dell'anno è fortemente legato alla produzione elettrica da FER, in decisa crescita tendenziale ad ottobre, in netto calo a novembre e dicembre.

Nello stesso periodo di analisi anche i consumi di gas per **usi industriali** si sono ridotti del 6% rispetto al periodo marzo-dicembre 2019 (-721 Mni di SM³). Tale risultato è maturato quasi esclusivamente nei mesi di marzo, aprile e maggio, quando si sono registrate riduzioni tendenziali rispettivamente del 18%, 30% e 15%. Con la progressiva ripresa delle attività produttive le variazioni tendenziali della domanda di gas per usi industriali si sono attenuate, fino ad azzerarsi ad agosto, per arrivare in territorio positivo a settembre (+3% tendenziale), proseguendo anche nei mesi autunnali su tale tendenza (in media +3% rispetto ai livelli 2019).

I consumi di gas naturale sulle **reti di distribuzione** risultano invece in aumento di circa 340 milioni di SM³ (+1,6%) nel periodo qui analizzato. Dopo l'incremento del mese di marzo (+437 Mni di SM³, +10%), e le decise riduzioni di aprile e maggio (oltre 1000 Mni di SM³ in meno, -25%), tutte variazioni coerenti con le temperature (più rigide a marzo e decisamente più miti di aprile e maggio, rispetto agli stessi mesi 2019), nel periodo giugno-settembre le variazioni sono state complessivamente trascurabili. Negli ultimi mesi dell'anno la domanda di gas è invece cresciuta di oltre 1000 Mni di SM³ rispetto al periodo ottobre-dicembre 2019, in particolare ad ottobre (+40%) e dicembre (+10%), per effetto di temperature decisamente più rigide.

Domanda elettrica in calo prevalentemente nei mesi del lockdown primaverile

Tra marzo e dicembre 2020 la domanda di elettricità sulla rete è stata complessivamente pari a circa 250 TWh, in calo di oltre 16 TWh rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019 (-6%). Anche per i consumi elettrici si sono registrati cali importanti a partire già dal mese di marzo (-10% tendenziale), ulteriormente accentuati ad aprile (-17% tendenziale). A maggio il calo si è poi notevolmente ridotto (-10%), in buona parte per la progressiva ripresa delle attività produttive, in parte anche per le temperature mediamente più elevate rispetto a maggio 2019, che hanno probabilmente spinto la domanda di raffrescamento. A giugno la componente climatica ha invece agito in maniera opposta (temperature decisamente meno elevate del giugno 2019): il calo dei consumi è infatti tornato ad aumentare (-13%). A luglio la riduzione tendenziale si è poi decisamente ridotta (-7%): pur in presenza di temperature assai più miti del luglio 2019, la ripresa delle attività industriali ha inciso sulla ripresa dei consumi elettrici. Il trend di attenuazione è proseguito poi ad agosto (-1,4%), per arrivare a settembre sugli stessi livelli del 2019. Ad ottobre e novembre la domanda sulla rete è tornata in territorio negativo, seppur con cali marginali (-1% in media rispetto allo stesso periodo 2019). A dicembre infine si registra la prima variazione tendenziale positiva dopo dieci mesi (+1%): su tale dato ha inciso oltre al risultato positivo dell'industria italiana (Terna stima una crescita a doppia cifra dell'indice IMCEI), anche il fattore clima, date le temperature più rigide del dicembre 2019.

A gennaio 2021 la domanda elettrica è nuovamente in calo, dell'1% tendenziale, nonostante i due giorni lavorativi in meno. A contenere il calo della domanda elettrica è stata da un lato la temperatura più rigida di quasi 1 grado rispetto al gennaio 2020, dall'altro il risultato positivo dell'industria: secondo i dati Terna, l'IMCEI sarebbe infatti in aumento tendenziale del 3%.

3.2 I consumi finali di energia

Domanda di energia dei settori di impiego finale in calo di quasi il 10%, principalmente per il crollo dei trasporti

I consumi finali di energia in Italia sono stimati tra i 114 e i 115 Mtep, in calo di circa il 10% rispetto ai livelli del 2019 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili, vedi Nota metodologica).

In termini di fonti, la minore domanda di energia nel 2020 (Figura 3-9), circa 12 Mtep in meno rispetto ai consumi finali del 2019, è da ricercare per oltre i 3/4 nella contrazione dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti, in riduzione rispetto ai livelli del 2019 di circa il 18%, conseguenza del drammatico crollo del traffico veicolare terrestre ed aereo (si veda oltre). In calo anche i consumi di elettricità e di gas (complessivamente oltre 2,5 Mtep in meno rispetto ai livelli dell'anno precedente), rispettivamente del 5% e 3%, principalmente per la contrazione delle attività produttive, industria e servizi, oltre che per fattori di natura climatica.

La riduzione dei consumi nei settori di impiego finale ha riguardato tutti i quattro trimestri, mostrando tuttavia nel II trimestre i cali tendenziali più decisi (circa un quarto rispetto allo stesso periodo 2019). Anche nel corso dei primi tre mesi si stimano riduzioni tendenziali decise (-6%), per i cali importanti del mese di marzo, durante il quale sono state attuate le prime limitazioni ad attività produttive e agli spostamenti (si veda il box alle pagine precedenti). Dopo il crollo dei mesi primaverili, nel III e nel IV trimestre le riduzioni tendenziali sono poi andate attenuandosi, in media -5% tendenziale. Se il risultato dei mesi estivi si spiega con il progressivo allentamento delle restrizioni alle attività produttive e il ritorno dei volumi di traffico a una situazione di "normalità", su quello dell'ultimo trimestre ha inciso, oltre alla nuova decisa riduzione del traffico, anche il fattore climatico. Le temperature mediamente più rigide rispetto al periodo ottobre-dicembre 2019 hanno infatti spinto i consumi di gas per il riscaldamento, ridimensionando il calo dei consumi energetici complessivi, altrimenti più marcato e coerente con gli effetti delle nuove misure per il contenimento della seconda ondata pandemica.

La crisi economica e sanitaria riporta la domanda di energia finale ai livelli di trenta anni fa

Il crollo del fabbisogno di energia nei settori di impiego finale nel 2020 si registra dopo il calo marginale del 2019 (-1% rispetto all'anno precedente) ed il biennio 2017-18 di crescita tendenziale superiore all'1% medio. Se gran parte dell'aumento dei consumi del 2018 era imputabile alla crescita della domanda di prodotti petroliferi nei trasporti (per revisione di natura statistica), il risultato del 2017 era invece dovuto principalmente ai maggiori consumi di gas per temperature più rigide rispetto al 2016 particolarmente caldo.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3-9), dopo il trend di costanti riduzioni iniziato già da prima della crisi economica (anche se a ritmi decisamente meno sostenuti di quelli registrati negli anni di crisi) fino al minimo del 2014 (120 Mtep, -18% rispetto al 2005), i consumi finali di energia nel successivo quadriennio 2015-2018 erano tornati su di un trend di moderata crescita, spinti anche dalla ripresa dell'attività economica, restando in ogni caso ancora notevolmente al di sotto dei livelli pre-crisi. Se a fine 2019 il gap rispetto al 2005 era stimato pari a circa il 14%, la crisi economica e sanitaria del 2020 ha portato tale divario a crescere di ben otto punti percentuali, arrivando a fine anno a -22%. Dalla Figura emerge inoltre come la pandemia abbia portato la richiesta di energia proveniente dai settori di impiego finale ben al di sotto anche dei livelli minimi del 2014 (5-6 Mtep in meno), e sugli stessi livelli di fabbisogno energetico di fine anni '80.

Nella crisi 2008-2009 gran parte del calo dei consumi nell'industria, la pandemia del 2020 ha invece colpito principalmente i trasporti

In termini di contributi settoriali, il calo della domanda di energia del 2020 è imputabile in larghissima misura (circa il 75%) alla riduzione dei consumi nei trasporti, particolarmente colpito dalle limitazioni agli spostamenti per il contenimento della pandemia. La Figura 3-10 evidenzia come, rispetto ai livelli del 2005, il comparto dei trasporti, dopo il deciso calo fino ai livelli minimi del 2013 (-14% rispetto al 2005), è poi evoluto lungo una traiettoria di moderata ripresa fino al 2019. Il crollo del 2020 ha bruscamente riportato la domanda di energia settoriale a circa il 30% in meno rispetto ai livelli del 2005 (nel 2019 il gap era inferiore al 10%).

Anche il settore industriale ha contribuito al calo complessivo dei consumi del 2020: la figura mostra come, dopo il trend di decisa contrazione durante gli anni della crisi economica (-4% medio annuo tra il 2008-2015), ed il triennio '16-18 di variazioni marginali, già nel 2019 la domanda di energia settoriale era stimata in calo, in linea con la frenata della produzione industriale. L'attuale emergenza sanitaria ha accentuato in modo deciso il risultato negativo del 2019, portando a fine 2020 i consumi energetici del comparto al di sotto di circa 15 Mtep rispetto ai livelli massimi del 2005.

Infine anche il settore civile ha contribuito per circa il 10% alla riduzione dei consumi del 2020, sebbene in maniera inferiore, soprattutto al settore dei trasporti: il calo della domanda settoriale (-3% rispetto al 2019), è da ricercare sia nel risultato negativo dei servizi, che nella riduzione dei consumi di gas per il riscaldamento, conseguenza di temperature complessivamente più miti rispetto al 2019 (vedi par.2.1). Contrariamente ad industria e trasporti, la figura mostra come a fine 2020 i consumi del settore civile siano solo marginalmente inferiori rispetto ai livelli del 2005.

Figura 3-9 - Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx)

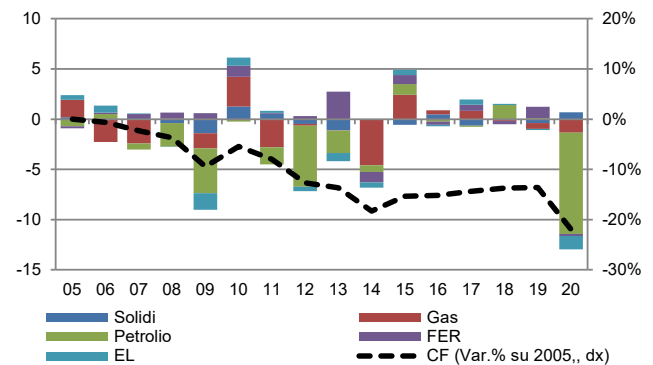
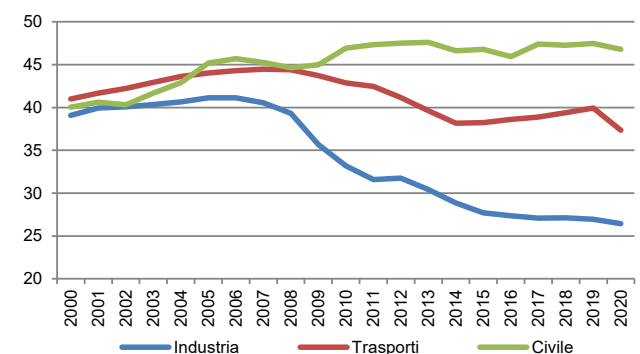


Figura 3-10 - Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)



Domanda elettrica in netto calo rispetto al 2019 (-5,3%); dopo il biennio 18-19 di variazioni marginali, la pandemia riporta i consumi elettrici ai livelli di venti anni fa

Nel 2020 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 302,7 TWh, in riduzione di quasi 17 TWh rispetto al 2019 (-5,3%). La domanda elettrica era risultata in calo già nel corso del I trimestre, quando il risultato fortemente negativo del mese di marzo (si veda box) aveva determinato un calo superiore al 4% rispetto al I trimestre 2019. Le misure volte al contenimento della pandemia, che hanno portato all'adozione del lockdown per buona parte dei mesi primaverili, hanno poi determinato un deciso calo della domanda elettrica, -14% rispetto al II trimestre 2019. Successivamente, per il progressivo allentamento delle misure e la ripartenza di molte attività produttive, la riduzione tendenziale è andata progressivamente attenuandosi, -2,5% nel III trimestre, appena -0,4% nel IV.

Come emerge dalla Figura 3-12, il calo della domanda elettrica nel 2020 è da ricercare principalmente nel risultato negativo dei servizi e delle attività produttive: secondo le elaborazioni Terna dell'IMCEI, i consumi elettrici del comparto industriale sarebbero infatti diminuiti, rispetto al 2019, di circa il 7% (si veda oltre). Tuttavia nel corso del trimestre estivo anche le temperature mediamente meno elevate rispetto all'anno precedente hanno favorito il calo dei consumi (si veda par. 2.1), mentre quelle più rigide (sempre rispetto all'anno precedente) dei mesi autunnali hanno invece probabilmente spinto, almeno in parte, i consumi elettrici nel IV trimestre.

In un orizzonte più ampio (Figura 3-11), dopo la contrazione degli anni della crisi economica, che ha fatto crollare la domanda fino ai livelli minimi del 2014 (310 TWh), e la ripresa del successivo triennio 15-17 (+1% medio annuo), i consumi elettrici si sono poi mossi lungo una traiettoria di crescita molto moderata nel 2018 e addirittura in calo marginale nel 2019. Il deciso crollo del 2020 ha dunque determinato un nuovo incremento del divario rispetto al 2008, arrivato oltre il 10% (il doppio rispetto al gap del 2019), portando i livelli di consumi elettrici a fine anno anche al di sotto dei minimi del 2014, di circa il 2%. In una ottica ancora più ampia, per ritrovare livelli di domanda elettrica paragonabili a quelli del 2020 è necessario tornare ad inizio anni 2000.

Dopo anni di sostanziale stabilità, nel 2020 in aumento l'elettrificazione del sistema nel 2020.

Nel corso del 2020 la richiesta di energia elettrica, sebbene in netta riduzione rispetto ai livelli dell'anno precedente, è tuttavia diminuita ad un ritmo quasi dimezzato rispetto al totale consumi di energia nei settori di impiego finale (-10%). Come anticipato, buona parte del calo dei consumi finali di energia nel 2020 è infatti da ricercare nella minore richiesta di prodotti petroliferi nei trasporti, per il crollo dei volumi di traffico (si veda oltre). Ne consegue un incremento della quota di elettricità sui consumi finali di energia, stimata per il 2020 superiore al 20%, in aumento di quasi un punto percentuale rispetto ai livelli di elettrificazione del 2019.

Allargando l'analisi ad un orizzonte temporale più ampio, dopo gli anni di decisa crescita dei consumi elettrici, spinti dalla terziarizzazione del Paese (Figura 3-12), l'elettrificazione del sistema ha proseguito a crescere, sebbene a ritmi inferiori, fino alla metà del decennio scorso, per poi evolvere su un trend di sostanziale stabilità nel successivo periodo 2015-19.

L'incremento dell'elettrificazione del sistema nella prima metà del decennio appena passato, sembra almeno in parte da ricercare nella crisi economica, quando a diminuire furono principalmente i consumi di energia di industria e trasporti (nei quali complessivamente la quota di elettricità è inferiore alla media dell'intero sistema). Nel periodo successivo, a fronte di una seppur modesta ripesa dell'economia,

l'elettrificazione è poi passata su un trend di sostanziale stabilità.

Il 2020 rappresenta pertanto in questo scenario un punto di "potenziale discontinuità": le misure di contrasto alla pandemia hanno come detto determinato un importante crollo dei volumi di traffico veicolare, in parte anche attraverso la diffusa adozione di forme di lavoro a distanza. Se con il superamento dello stato di crisi si riuscirà a continuare a contenere almeno in parte i volumi di traffico (specie passeggeri su strada), ne conseguirà un "indiretto" beneficio anche alla elettrificazione del sistema energetico.

L'elettrificazione del sistema energetico (il PNIEC auspica che il 30% dei consumi finali al 2030 siano elettrici), rappresenta infatti una opzione importante per la transizione energetica, insieme alla riduzione dei consumi, alla decarbonizzazione del settore di generazione e alla maggiore diffusione delle rinnovabili in tutti i settori.

Figura 3-11 - Domanda di elettricità (variazione annua, asse sx, %), indice 2005=100 e quota sui consumi finali (media 3 anni, asse dx)

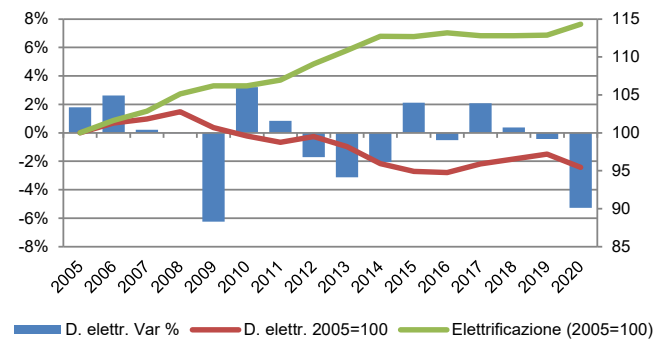
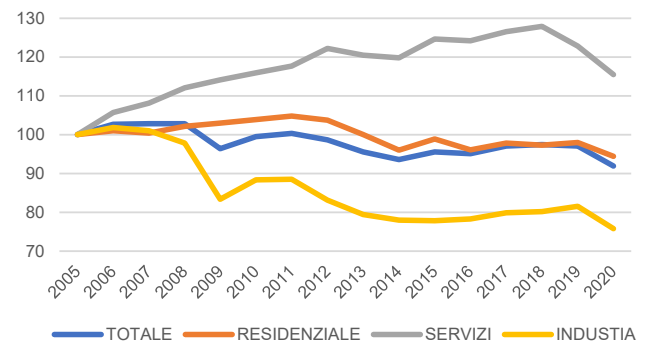


Figura 3-12 - Consumi elettrici per settore di impiego finale (2005=100)



Quota di FER sui consumi finali in aumento nel 2020, ma solo in parte per la crescita della produzione da FER elettriche

Nel 2020 i consumi da fonti rinnovabili sono stati pari a circa 22 Mtep (stime ENEA secondo la metodologia UE utilizzata per calcolo dei target 2020), in crescita di oltre l'1% rispetto ai consumi del 2019, grazie alla crescita delle FER elettriche.

La crescita del 2020 prosegue un trend di lungo periodo, ma in valore assoluto si conferma il rallentamento della crescita rispetto alla prima metà del decennio scorso, quando i consumi di energia da FER sono passati dai 17,3 Mtep del 2010 ai 21,3 Mtep del 2015, in primis per la decisa crescita di fotovoltaico ed eolico. Dopo la frenata del 2016 e la ripresa del 2017 (quando hanno raggiunto i livelli massimi di 22 Mtep), nel 2018 i consumi da rinnovabili sono nuovamente diminuiti (per il primo anno di calo della produzione elettrica da intermittenti). Nel successivo biennio 2019-20 le rinnovabili sono poi tornate su un trend di moderata crescita, arrivando a fine 2020 sugli stessi livelli massimi del 2017. Complessivamente nella seconda metà del decennio la crescita è tuttavia avvenuta a ritmi decisamente inferiori rispetto alla prima metà: a fine 2020 appena 1,5 Mtep in più rispetto ai livelli medi di consumi da FER del 2014-15.

Grazie al significativo calo dei consumi energetici (-10% sul 2019), la quota di FER sui consumi finali è stimata per il 2020 al di sopra del 20% (Figura 3-13), in aumento rispetto di circa due punti percentuali sul 2019.

I target UE per il 2020 (17% di FER sui consumi finali lordi di energia), raggiunti già dal 2014, sembrerebbero quindi essere ancor più ampiamente superati, favoriti anche dalla decisa riduzione dei consumi petroliferi nei trasporti: ipotizzando gli stessi livelli di consumo dell'anno precedente, infatti, la quota di FER sui CF sarebbe stata risultata solo in marginale aumento rispetto al 18,1% del 2019.

Gli ambiziosi target al 2030 del PNIEC (30% di consumi da FER) sembrano in questo senso ancora sfidanti, specie alla luce del trend di moderata crescita delle rinnovabili degli ultimi anni. In termini assoluti, infatti, il PNIEC prospetta al 2030 circa 33 Mtep da FER, oltre 10 Mtep in più rispetto ai livelli di consumo attuali.

Dalla Figura 3-13 emerge come la diffusione delle fonti rinnovabili nel nostro Paese abbia proceduto nel corso degli ultimi anni su una traiettoria di lenta crescita sia per le FER elettriche sia soprattutto per quelle termiche e quelle usate nei trasporti:

- la quota di FER elettriche sul totale della produzione elettrica, dal 2014 sostanzialmente stabile sul 34%, è in crescita nel 2020 (oltre il 37,5%), ma solo in parte per il risultato positivo della produzione da FER (+3% sul 2019). La pandemia ha infatti determinato una decisa riduzione dei consumi elettrici nel 2020 (-5,3% rispetto al 2019), per il calo delle attività produttive, industria e servizi. Al netto di tale riduzione (ipotizzando quindi la domanda elettrica sui livelli del 2019), la quota di FER elettriche sui consumi elettrici nel 2020 sarebbe risultata in crescita di un solo punto percentuale rispetto al 34,8% del 2019. Con la probabile ripresa dei consumi elettrici, una volta superata l'emergenza sanitaria, per raggiungere gli ambiziosi target del PNIEC (il 55% al 2030), è necessario infatti che la nuova capacità installata da FER cresca a ritmi significativamente più sostenuti di quanto rilevato negli ultimi anni (si veda cap.5).
- Anche il target di FER sui consumi per riscaldamento e raffrescamento, fissato dal PNIEC al 33% nel 2030, risulta sfidante alla luce del fatto che tale quota, nel 2020 inferiore al 20%, è cresciuta di appena due punti percentuale negli ultimi sette anni (la revisione contabile dei consumi di biomasse, che ha fornito un contributo decisivo alla crescita delle FER settoriali e complessive, risulta oramai assorbito). I nuovi target PNIEC attendono circa 5 Mtep aggiuntivi di FER termiche.

- Anche per la quota di FER nei trasporti, nonostante l'aumento stimato per il 2020 rispetto ai livelli del 2019 (circa un punto percentuale in più), il target al 2030 fissato al 21% appare sfidante in considerazione sia dell'attuale livello (inferiore al 10%), che del fatto che tale quota è aumentata di appena 2 punti percentuali in dieci anni. Inoltre, così come detto per il risultato complessivo delle FER, il risultato positivo del 2020 è, ancor più per il comparto trasporti, imputabile principalmente al calo dei consumi petroliferi per il crollo dei volumi di traffico, piuttosto che legato ad una più ampia diffusione di biocarburanti ed elettricità nel trasporto stradale.

Sia per le FER termiche che per le rinnovabili nel settore dei trasporti, il raggiungimento dei target al 2030 è, come noto, fortemente legato alla capacità di ridurre la domanda di energia, che, al netto del risultato del 2020, si è mossa nella seconda parte de decennio su un trend di moderata ripresa.

Figura 3-13 - Quota di FER sui consumi finali di energia (asse sin, %), dato totale e per tipologia di FER (asse dx, %)

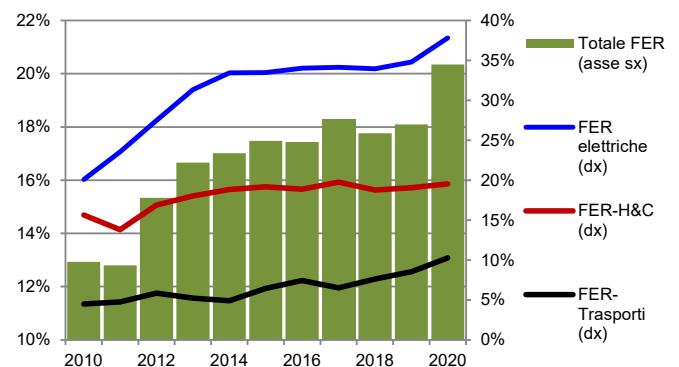


Figura 3-14 - Consumi di energia per trasporto su strada (asse sin, ktep), e aereo (asse dx, ktep)

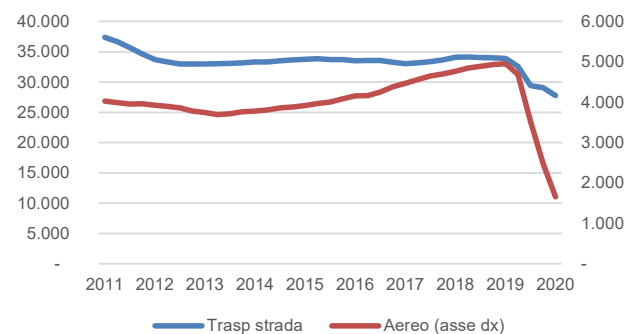
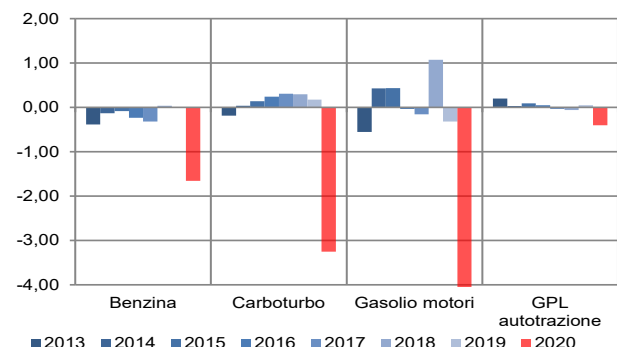


Figura 3-15 - Consumi di benzina, carburante, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua, Mtep)



3.2.1 Trasporti

La domanda di energia nei trasporti crolla nel 2020, oltre 9 Mtep in meno sul 2019 e quasi 7 Mtep rispetto ai minimi decennali. La pandemia riporta i consumi settoriali sui livelli di fine anni '80

Si è visto come i consumi di energia del settore trasporti siano stimati in netta riduzione rispetto al 2019, -23% (-9,4 Mtep).

La riduzione, iniziata già nel I trimestre dell'anno (oltre il 15% in meno rispetto al I trimestre 2019), è maturata principalmente nel corso del II trimestre, quando i consumi si sono quasi dimezzati rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente, per effetto delle decise limitazioni agli spostamenti imposti dalle misure per il contenimento della emergenza sanitaria (si veda box consumi mensili). Nel corso del successivo trimestre, con la progressiva ripresa dei volumi di traffico, si è poi registrata un'attenuazione del trend (-13% la variazione tendenziale). A causa della nuova ondata pandemica e del conseguente nuovo crollo del traffico (soprattutto veicoli leggeri), nel IV trimestre le riduzioni sono tuttavia tornate a crescere, oltre il 20% in meno rispetto ai livelli di consumo di ottobre-dicembre 2019.

In un'ottica di più ampio respiro (Figura 3-10, dopo i decisi cali degli anni della crisi economica, il settore trasporti si è poi mosso lungo un sentiero di moderata ripresa nella seconda metà del decennio appena passato (circa l'1% medio annuo, al netto della revisione statistica del 2018).

Il crollo dei volumi del traffico stradale ed aereo del 2020 (si veda oltre) ha tuttavia bruscamente riportato la domanda di energia settoriale a circa il 30% in meno rispetto ai livelli del 2005 (nel 2019 il gap era inferiore al 10%). Dalla Figura 3-10 emerge anche come a fine anno la domanda di energia settoriale risulti ben al di sotto anche dei livelli minimi del 2013, di quasi 7 Mtep (-18%); per ritrovare livelli di consumo paragonabili a quelli del 2020 è necessario tronare a fine anni '80, quindi oltre trenta anni fa.

Decisi cali sia per il trasporto aereo che per quello stradale. Consumi di carburanti per autotrazione in linea con gli indicatori di traffico

Con riferimento ai carburanti (Figura 3-15), il calo relativo più deciso registrato nel 2020 ha riguardato le vendite di carboturbo destinate all'aviazione, in riduzione nel 2020 di 2/3 rispetto ai livelli dell'anno precedente (-3,4 Mtep). Dopo il risultato negativo del I trimestre (-25% tendenziale) ed il crollo del II trimestre (-90%, traffico aereo di fatti fermo), anche nel III e IV trimestre il comparto aereo ha continuato a far segnare riduzioni dell'ordine del 70% tendenziale. Dalla Figura 3-14 emerge come il crollo del 2020 interrompa il lungo trend di crescita che ha caratterizzato tutta la seconda metà del decennio, a ritmi particolarmente sostenuti tra il 2015-2018 (+6% medio annuo), meno nel 2019 (+4%). Tale andamento è inoltre coerente con l'andamento del traffico aereo in Italia, in calo nel 2020 di oltre il 50% rispetto al 2019. Anche i consumi per il trasporto stradale sono stimati in deciso calo rispetto ai livelli del 2019, circa il 18% in meno (-6 Mtep). Dopo le importanti riduzioni tendenziali del I e II trimestre, rispettivamente del 15% e 37%, ed un III trimestre di riduzioni decisamente meno sostenute (-4%), nel corso degli ultimi tre mesi dell'anno le riduzioni sono tornate ad intensificarsi (-16% la variazione tendenziale).

Tale risultato è sostanzialmente in linea con l'andamento del traffico veicolare: secondo i dati ANAS, l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) nel corso del 2020 si è ridotto di quasi un quarto rispetto ai livelli di traffico del 2019. Per i veicoli pesanti il calo è stato più contenuto, entro il 10%. La Figura 3-16 mostra come, dai livelli minimi di marzo-maggio (quello più colpito dalla emergenza sanitaria), la riduzione tendenziale del traffico veicolare sia andata progressivamente

attenuandosi nel corso dei mesi estivi (nel III trimestre in media -8% rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019). Con l'avanzare della nuova ondata pandemica nei mesi autunnali, l'IMR nel IV trimestre è poi tornato a ridursi in modo più deciso, -25% tendenziale. La Figura 3-18 mostra come la movimentazione di merci su strada sia scesa nel 2020 sui livelli minimi dell'ultimo decennio, il traffico passeggeri anche al di sotto (fino ai livelli di fine anni 80).

Riguardo ai carburanti per autotrazione, la riduzione tendenziale delle vendite di benzina è stata particolarmente sostenuta, -21% rispetto al 2019 (-1,6 Mtep), anche più decisa rispetto ai consumi di gasolio motori, in calo di circa 4 Mtep rispetto (-17%). Tale risultato è coerente con la riduzione del traffico veicolare pesante (alimentato quasi esclusivamente a gasolio), meno marcata rispetto a quella dei veicoli leggeri. Infine, nel 2020 anche le vendite di GPL per autotrazione sono inferiori di circa il 20%.

Dalla Figura 3-18 si può inoltre cogliere, per il triennio 2015-2017, un disaccoppiamento tra consumi e traffico (consumi in aumento più moderato rispetto al traffico), in concomitanza con l'accelerazione del ricambio del parco auto e la riduzione delle emissioni medie del parco circolante (stima ENEA). Anche al netto delle novità statistiche introdotte nel 2018 (vedi sopra), nel corso del biennio 2018-2019 tale disaccoppiamento tra traffico e consumi sembrava invece essersi indebolito, in concomitanza con una fase di rallentamento del tasso di rinnovo del parco e delle emissioni specifiche medie (si veda cap. 3). Anche nel 2020 si stima un calo dei consumi più moderato rispetto alla riduzione del traffico: nonostante le buone prestazioni del nuovo immatricolato (-9% i gCO₂/km rispetto al 2019), si registra infatti un nuovo deciso crollo delle vendite (-28% sul 2019).

Figura 3-16 – Traffico veicolare sulla rete ANAS (IMR) e consumi di energia per trasporto stradale (var. % tendenziali)

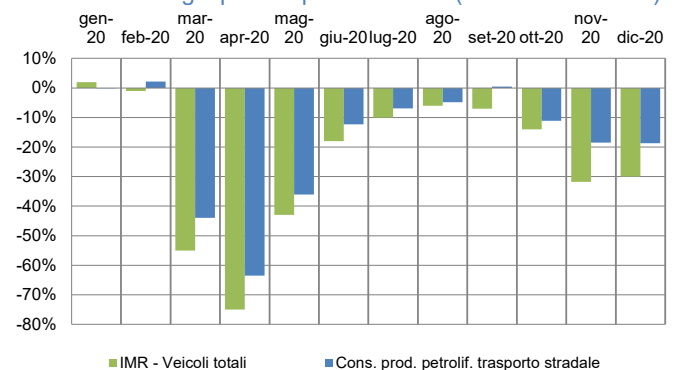
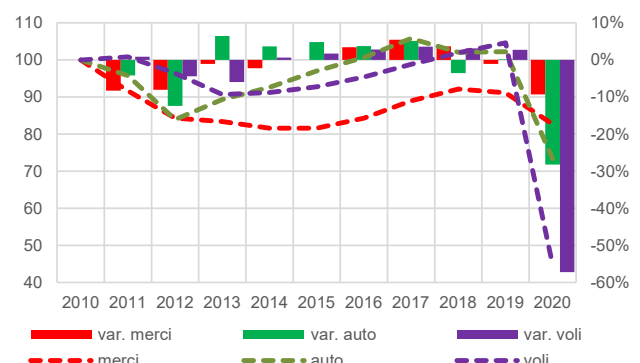


Figura 3-17 – Passeggeri/km auto, tonnellate/km merci su strada e numero voli in Italia (2010=100, asse sx; var. annua asse dx)



3.2.2 Industria

Consumi energetici del comparto industriale in flessione di circa il 7% rispetto al 2019

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel 2020 si sarebbero complessivamente ridotti di circa il 7% rispetto ai livelli di consumo del 2019.

Così come detto per i trasporti, buona parte della riduzione dei consumi del comparto industriale sarebbe maturata nel corso del II trimestre, durante il quale la domanda di energia settoriale è calata di oltre il 15% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Già nel corso del primo trimestre si erano tuttavia registrati cali decisi (-7% tendenziale), principalmente per il brusco calo della domanda del mese di marzo, interessato dalle prime e decise limitazioni alle attività produttive adottate per il contenimento della pandemia (si veda box consumi mensili). Con il progressivo allentamento delle restrizioni, nei mesi estivi i consumi settoriali sono poi tornati a crescere, facendo segnare un aumento congiunturale a due cifre (+15% circa), ma restando tuttavia ancora al di sotto rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, seppur in maniera marginale. Negli ultimi tre mesi dell'anno la ripresa congiunturale dei consumi settoriali si è di fatto esaurita, portando il fabbisogno di elettricità, gas e petrolio del settore risultano in marginale riduzione rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente.

L'andamento della domanda di energia settoriale segue inoltre in maniera abbastanza coerente quello dell'indice di produzione industriale, in riduzione già nel I trimestre (-10%) è poi collata nel secondo (-26%), per proseguire nei mesi successivi su un trend di progressiva attenuazione (-4% nel III trimestre, -2% nel IV).

In termini di commodity, una buona parte della riduzione dei consumi settoriali stimata per il 2020 è da ricercare nella minore domanda di gas naturale, in calo di quasi il 6% rispetto allo stesso periodo del 2019. Dopo il calo dell'8% del I trimestre e del 16% nel II, nel III e IV trimestre i consumi i gas settoriali sono rimasti sostanzialmente sugli stessi livelli del 2019, addirittura in lieve aumento negli ultimi tre mesi (+2,5%). Anche la richiesta di energia elettrica del settore è stimata in calo nel 2020, di circa il 7%. Secondo le stime Terna basate sull'indice settimanale IMCEI¹ i consumi elettrici dei clienti connessi alla rete in Alta Tensione, in riduzione già nel I trimestre di oltre il 10% tendenziale (per il crollo del mese di marzo, -27% rispetto al marzo 2019), sarebbero ulteriormente diminuiti nel corso del II trimestre a ritmi anche più sostenuti (-17% la variazione tendenziale). Così come detto per i consumi di gas, anche la riduzione della richiesta di elettricità è poi andata progressivamente attenuandosi nella seconda metà dell'anno: in riduzione marginale nel III trimestre, addirittura in aumento nel IV (+3%). Riduzioni importanti hanno infine riguardato i consumi di prodotti petroliferi, quasi 1 Mtep in meno rispetto ai livelli del 2019.

Il calo del 2020, spiegabile con l'andamento dell'indice di produzione industriale, riporta i consumi energetici settoriali ben al di sotto dei minimi decennali

In una ottica di più ampio respiro, la Figura 3-19 evidenzia come i consumi del settore, rispetto ai livelli massimi del 2004-2005 (quando la domanda di energia era superiore ai 41 Mtep), si siano ridotti a ritmi sostenuti negli anni della crisi economica (-4% medio annuo) fino ai livelli minimi del 2015 (27 Mtep). Dopo il successivo triennio di lieve ripresa, trainato dalla seppur moderata ripresa dell'economia nazionale, già nel corso del 2019 i consumi settoriali erano tornati su un

trend negativo, in maniera coerente con il risultato del comparto industriale (-1% l'indice di produzione industriale). Il "drammatico" risultato del 2020 riporta i consumi energetici settoriali ben al di sotto anche rispetto ai livelli minimi del 2015, e di oltre un terzo al di sotto di quelli massimi del 2005. La Figura 3-19 mostra inoltre come il calo dei consumi industriali nel 2020 avvenga a fronte del crollo della produzione industriale (-11%), che segue peraltro un trend tornato negativo già nel corso del 2019 (-1%) dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni positive. La figura evidenzia inoltre come il calo dei beni intermedi sia stato più deciso rispetto all'intero comparto industriale sia negli anni della crisi economica dello scorso decennio, che nel 2019, quando si è tornati in territorio di variazioni negative. Anche i dati 2020 confermano un calo dei beni intermedi più sostenuto di quasi un punto percentuale rispetto al risultato dell'intero comparto industriale.

Dalla figura emerge 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. E anche nel 2020 la riduzione della domanda di energia è stimata meno sostenuta rispetto a quella dell'indice di produzione industriale, per cui a fine 2020 la variazione dei consumi energetici dell'industria rispetto al 2005 risulta in definitiva pressoché in linea con quella della produzione industriale.

Figura 3-18 – Variazioni annuali % delle emissioni medie di CO₂/km del parco auto (asse dx), dei consumi di energia per trasporto stradale e del traffico veicolare (asse sin)

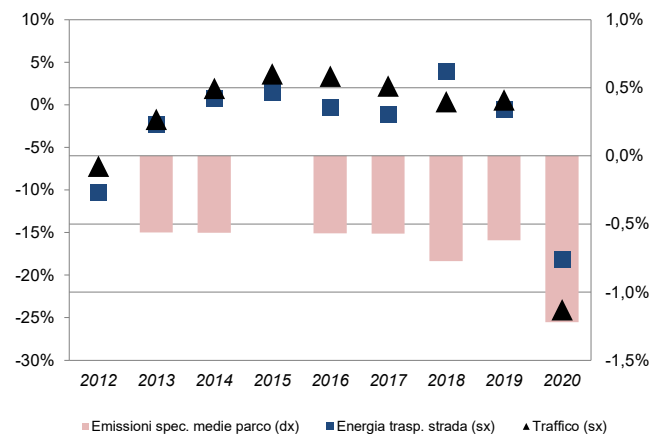
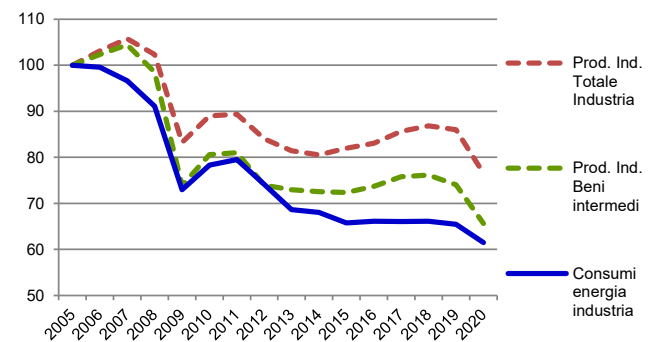


Figura 3-19 - Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)



¹ L'indice Imcei monitora maniera diretta i consumi industriali di circa 530 clienti energivori connessi alla rete di trasmissione elettrica nazionale, nei settori 'cemento, calce e gesso', 'siderurgia', 'chimica', 'meccanica', 'mezzi di trasporto', 'alimentari', 'cartaria', 'ceramica e vetraria', 'metalli non ferrosi'.

3.2.3 Settore civile

Fabbisogno di energia in calo anche nel settore civile (-3% sul 2019), ma meno che nell'industria e nei trasporti

Così come rilevato per i settori dei trasporti e dell'industria, anche la domanda di energia nel settore civile nel 2020 è stimata in calo rispetto all'anno precedente, mostrando tuttavia riduzioni tendenziali decisamente più contenute. La domanda di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore nel 2020 è stimata infatti in riduzione di circa il 3% rispetto ai livelli del 2019.

Dopo il calo dei primi tre mesi dell'anno (-5% rispetto al I trimestre 2019), nel corso del II trimestre la riduzione della domanda di energia settoriale è stata decisamente più marcata, superiore al 15%. Nella seconda metà del 2020 i cali tendenziali sono andati poi progressivamente attenuandosi, per arrivare a variazioni positive nel corso degli ultimi tre mesi (+6% rispetto allo stesso periodo 2019). Sulle decise riduzioni tendenziali del I semestre ha agito sia il fattore clima (temperature mediamente più miti rispetto allo stesso periodo 2019), che il risultato negativo del comparto dei servizi (in particolare nel II trimestre, -16% il VA settoriale). Nella seconda parte la spinta negativa proveniente dall'attività dei servizi si è ridimensionata e la variabile climatica ha agito in direzione opposta a quanto visto per i primi due trimestri.

In termini di commodity, oltre la metà della riduzione tendenziale del 2020 è da ricercare nella minore domanda di gas naturale, complessivamente in calo di quasi il 3% rispetto all'anno precedente. La decisa riduzione tendenziale della prima metà dell'anno non è infatti stata compensata dall'aumento della seconda. Nel I trimestre il calo tendenziale (-5%) è stato favorito dalle temperature mediamente più miti a gennaio e febbraio, solo in parte ridimensionato dall'aumento di marzo (più rigido del marzo 2019), mentre nel II trimestre la riduzione è stata pari addirittura al 21%, per i decisi cali di aprile e maggio (per il dettaglio mensile si veda box consumi mensili). In tali mesi la temperatura era risultata decisamente più mite rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (in particolare a maggio, oltre 3° in più rispetto al maggio 2019). Dopo un incremento marginale nel periodo estivo, tra ottobre e dicembre i consumi di gas sono poi cresciuti del 10% in termini tendenziali, in linea con una parte finale dell'anno contraddistinto da temperature più rigide dello stesso periodo del 2019.

Anche i consumi elettrici del settore civile sono stimati in calo rispetto al 2019, complessivamente di circa il 5%. Le riduzioni sono state particolarmente decise nel corso del II trimestre (quasi il 15% in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), più contenute nella seconda metà.

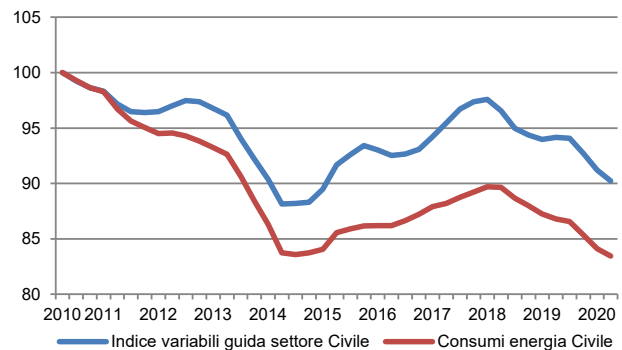
La riduzione dei consumi è coerente con l'andamento dei driver: oltre al fattore climatico il contributo maggiore è venuto dal calo del valore aggiunto dei servizi

L'andamento dei consumi nel 2020 risulta come detto complessivamente coerente con l'evoluzione dell'indice sintetico delle variabili guida del settore Civile, che hanno fornito un impulso al calo dei consumi (Figura 3-20). Sull'indice che sintetizza l'andamento delle variabili guida dei consumi energetici del settore agisce principalmente il fattore climatico, ma un ruolo decisivo nella contrazione dei consumi settoriali lo ha avuto anche la crisi economica e la forte riduzione del valore aggiunto del settore dei servizi (nei primi nove mesi in riduzione tendenziale di circa il 9%), bilanciate solo in misura marginale dal calo dei prezzi dell'energia.

Come emerge dalla Figura 3-20 nel corso dei primi anni del decennio i consumi di energia si erano tuttavia ridotti più rapidamente delle variabili guida del settore (escludendo le FER termiche), mentre nel successivo periodo driver e consumi hanno proceduto in maniera sostanzialmente

parallela, ad indicare quindi un deciso rallentamento del processo di disaccoppiamento.

Figura 3-20 - Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, 2010=100)



4. Decarbonizzazione

- Nel 2020 le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale sono stimate in deciso calo rispetto al 2019, di circa il 12%. Tale risultato porta le emissioni di CO₂ al di sotto di circa il 39% rispetto ai livelli del 2005;
- Nel 2020 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in calo rispetto all'anno precedente di circa il 15%, per il calo della domanda di elettricità, l'accelerazione del phase out del carbone e il risultato positivo delle rinnovabili.
- Il settore dei trasporti, per il quale si stima una riduzione di circa il 20% rispetto all'anno precedente (in linea con la minore domanda di prodotti petroliferi), ha contribuito per oltre la metà della riduzione complessiva.
- In riduzione, ma più contenuta, le emissioni di industria e civile, sia per effetto della decisa riduzione dei livelli di attività produttiva e dei servizi, che per la minore domanda di gas per usi riscaldamento

Emissioni di CO₂ in riduzione di circa il 12% rispetto al 2019; principalmente per il crollo dei consumi energetici per gli effetti della pandemia su attività produttive e spostamenti

Nel corso del 2020 le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale (da *fuel combustion*) sono stimate in deciso calo rispetto ai livelli del 2019, di circa il 12% (equivalente a circa 38 MtCO₂ in meno). Tale riduzione risulterebbe lievemente più sostenuta rispetto a quella stimata per i consumi di energia da fonti fossili contabilizzate nella stima delle emissioni (-10%), dal momento che petrolio e solidi -più carbon intensive- sono diminuiti in modo più deciso rispetto al gas (si veda cap. 4.1).

Circa la metà di tale risultato sarebbe maturato nel corso del I trimestre, durante il quale le emissioni del sistema energetico sono diminuite di circa il 25% rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019. Anche i primi tre mesi hanno contribuito alla riduzione complessiva del 2020 (per circa un quarto), sia per il deciso calo dei consumi di marzo (prime misure di contenimento della pandemia), sia per le temperature particolarmente miti dei mesi invernali.

La seconda parte dell'anno ha proseguito su tale trend di variazioni negative, seppur in attenuazione rispetto ai decisi cali del I semestre. Nel III trimestre le emissioni, in linea con l'andamento dei consumi di energia, hanno infatti fatto segnare un forte rimbalzo congiunturale (oltre il 20%), risultando comunque ancora al di sotto rispetto ai livelli del III trimestre 2019 (-5%). Nei mesi autunnali il calo tendenziale è stimato tuttavia nuovamente in aumento (-9%) per la nuova decisa riduzione dei consumi di petrolio, solo in parte compensata dall'aumento del gas.

Dopo cinque anni di variazioni complessivamente marginali che avevano fatto seguito ai decisi cali degli anni della crisi economica (oltre il -4% medio annuo), il risultato del 2020 riporta le emissioni di CO₂ del sistema energetico su una traiettoria nettamente discendente, al di sotto di circa il 39% rispetto ai livelli del 2005, con un balzo di circa otto punti percentuali rispetto ad appena un anno prima. Inoltre la riduzione delle emissioni è stimata in doppia cifra sia per i settori ETS e ESD (Figura 4-1), a fine anno in riduzione rispettivamente di circa il 45% e 30% rispetto ai livelli massimi del 2005.

Il ruolo ampiamente preponderante avuto nel risultato del 2020 dal crollo degli spostamenti e dei livelli di attività (che ha influito in maniera decisiva anche sulla riduzione delle emissioni del settore elettrico, si veda oltre), conseguenza delle misure di contenimento dell'emergenza sanitaria, impone tuttavia di tenere conto come una parte di questi cali potrebbe probabilmente essere riassorbita con l'auspicabile ripresa delle attività (si veda par. 4.1).

La riduzione delle emissioni ha riguardato sia i settori ETS che ESD: per entrambi cali tendenziali a doppia cifra

In termini di contributi settoriali, circa il 60% del calo complessivo delle emissioni nel 2020 (rispetto al 2019) sarebbe da ricercare nel risultato nei settori ESD (cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, dunque trasporti, civile e industria non energivora), nei quali le riduzioni tendenziali sono stimate pari a circa il 12% (Figura 4-2).

Buona parte di tale risultato, oltre il 75%, sarebbe maturato nella prima metà dell'anno, ed in particolare nel corso del I trimestre, in concomitanza con i mesi di lockdown. Il trend di riduzione è poi proseguito anche nella seconda metà dell'anno, ma a ritmi circa tre volte inferiori (-5%), coerentemente con l'andamento dei consumi energetici. Come emerge dalla Figura 4-1, dopo che anche nel 2019 le emissioni settoriali erano diminuite rispetto all'anno precedente (circa l'1%), il risultato del 2020 interrompe in modo deciso il precedente periodo 2015-2018 di variazioni complessivamente marginali, che aveva fatto seguito ai cali più decisi della prima metà del decennio (-3%).

Anche nei settori ETS (cioè sottoposti all'Emission Trading System, dunque industria energivora e generazione elettrica) il calo delle emissioni stimato per il 2020 risulta importante, pari a circa il 12% rispetto al 2019. In questo segmento il calo dovuto alle conseguenze della crisi sanitaria si è combinato con l'accelerazione del phase out del carbone, che si registra già da qualche anno (si veda oltre): dalla Figura 4-1 emerge infatti come le emissioni settoriali nel biennio 2018-19 fossero diminuite ad un ritmo importante (circa il 5% in media), dopo il precedente triennio di variazioni complessivamente marginali, a valle del lungo periodo di forti riduzioni negli anni della crisi.

Figura 4-1 - Emissioni di GHG del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e var. % rispetto al 2005 (asse dx)

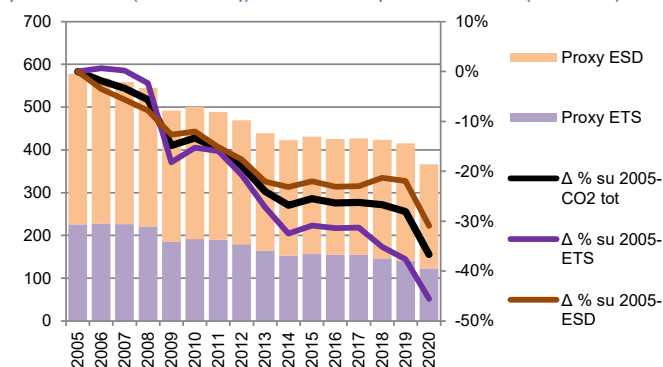
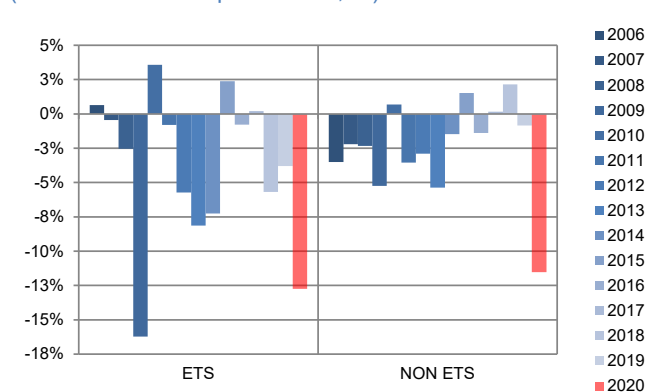


Figura 4-2 - Emissioni di GHG dei settori ETS e non ETS (variazioni su anno precedente, %)



Il risultato del 2020 (-15% sul 2019) porta le emissioni di CO₂ della generazione elettrica ai minimi storici

Nel corso del 2020 le emissioni di CO₂ del settore di generazione elettrica sono stimate in calo rispetto ai livelli del 2019 di circa il 15%. Come di seguito descritto in maniera più dettagliata, tale riduzione è da ricercare nel calo della domanda di elettricità, nella accelerazione del phase out del carbone e nel risultato positivo delle rinnovabili.

Dalla Figura 4-3 emerge come il risultato del 2020 accentui il trend di riduzione delle emissioni settoriali osservato nei precedenti quindici anni. Dopo il periodo 2009-2014 di forti riduzioni nel (-7% m.a.), e il successivo aumento del 2015 dai livelli minimi del 2014, le emissioni settoriali hanno poi ripreso ad evolvere lungo un percorso di riduzione, sebbene a ritmo non uniforme: dopo il deciso calo del 2018 (-10%, per la ripresa dell'idro dai livelli minimi del 2017), nel 2019 si stima una riduzione decisamente meno sostenuta (-3%). Per il deciso calo del 2020, a fine anno le emissioni settoriali sono stimate inferiori di oltre il 20% rispetto ai livelli minimi del 2014 e quasi dimezzate rispetto ai livelli del 2005 (circa dieci punti percentuali in più rispetto al divario di appena un anno prima).

Il calo delle emissioni della generazione elettrica è coerente con domanda elettrica e produzione da rinnovabili; ma ruolo chiave dell'accelerazione del phase out del carbone

Il calo delle emissioni del settore di generazione nel 2020 è stato registrato in tutti e quattro i trimestri dell'anno, mostrando tuttavia variazioni non uniformi: dopo i decisi cali della prima metà dell'anno (circa il 20% in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), nel secondo semestre la riduzione, seppur importante, è stimata in attenuazione.

Tale dato è spiegabile da un lato con l'andamento della domanda elettrica (in decisa riduzione soprattutto nel II trimestre), dall'altro con il risultato delle rinnovabili, in crescita tendenziale nel I semestre (+3%), ma in marginale riduzione nel secondo (per il -5% del IV trimestre).

Per analizzare nel dettaglio l'andamento delle emissioni settoriali, in Figura 4-4 la variazione tendenziale trimestrale è scomposta in tre componenti: variazione della quota di produzione termica sul totale, variazione della produzione netta e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Tutte e tre hanno contribuito al calo delle emissioni settoriali del 2020, anche se le spinte più decisive sono pervenute delle ultime due. Nel dettaglio:

- La produzione nazionale nel 2020 è in netta riduzione rispetto al 2019, di 11 TWh (-4%), un calo meno deciso rispetto a quello della domanda elettrica, dal momento che è fortemente diminuito l'import netto (-6 TWh). Mediamente nel 2020 la riduzione della quota di produzione nazionale ha quindi contribuito alla riduzione delle emissioni del settore per circa il 4% (tale spinta è risultata decisamente più marcata nel corso dei primi sei mesi, in linea con il calo della domanda elettrica). Nel 2019 questa componente aveva invece fornito un impulso all'aumento delle emissioni del settore, dal momento che, a fronte della domanda elettrica sostanzialmente stabile sui livelli dell'anno precedente, la produzione nazionale era aumentata per compensare la decisa riduzione delle importazioni.
- Nei quattro trimestri del 2020 anche la quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale ha contribuito al calo complessivo delle emissioni settoriali, seppur in maniera meno decisa (+3% medio) rispetto alle altre due componenti. Anche in questo caso la spinta è stata più decisa nella prima metà dell'anno (-6%), rispetto alla seconda parte (sui livelli dell'anno precedente), per il risultato positivo della produzione da FER, specie nel I semestre (+3% tendenziale). Anche questa componente nel 2019 aveva invece fornito un impulso all'aumento delle emissioni: nonostante la

domanda elettrica in lieve flessione, la produzione termica era cresciuta di più rispetto alla generazione da FER.

- In linea con quanto osservato nel 2019, l'intensità carbonica della produzione termica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto) è stimata in deciso calo anche nel corso del 2020 (contribuendo con una spinta dell'8%). A fronte del perdurare della contrazione della produzione da solidi, di circa un terzo rispetto al 2019, la riduzione dei consumi di gas naturale, a minore intensità carbonica, è stata infatti decisamente più modesta (-5%). Il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano pare quindi proseguire anche nel 2020 lungo la traiettoria intrapresa già a partire dalla seconda metà dell'ultimo decennio.

Figura 4-3 - Emissioni di CO₂ nel settore della generazione elettrica (2005=100)

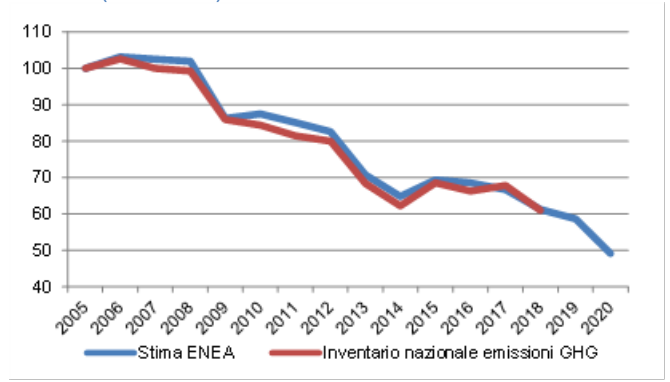


Figura 4-4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

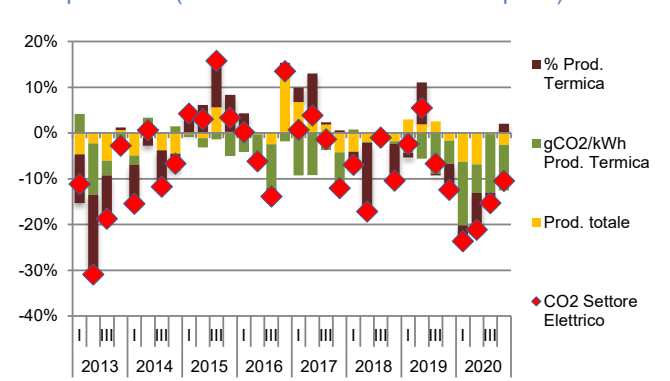


Figura 4-5 - Produzione elettrica su base annua da solare, eolico e idro (var. su anno precedente, GWh)



Decisiva la riduzione delle emissioni nei settori di impiego finale; dai trasporti il contributo maggiore (circa la metà del risultato complessivo del 2020).

Come emerge dalla Figura 4-6 la riduzione delle emissioni stimate per il 2020 (rispetto all'anno precedente) è da ricercare, oltre che nel settore della trasformazione che ha contribuito per circa un terzo del risultato complessivo, principalmente nel calo delle emissioni nei settori di impiego finale dell'energia.

In particolare il settore dei trasporti, per il quale si stima una riduzione di circa il 20% rispetto all'anno precedente (in linea con la minore domanda di prodotti petroliferi, esclusa aviazione internazionale), ha contribuito per oltre la metà della riduzione complessiva delle emissioni del 2020.

In riduzione anche le emissioni di industria e civile (anche se in maniera meno sostenuta), sia per effetto della decisa riduzione dei livelli di attività produttiva e dei servizi, che per la minore domanda di gas per usi riscaldamento (2020 secondo anno più caldo di sempre, si veda par. 2.1).

In un'ottica di più ampio respiro la Figura 4-7 evidenzia come, rispetto ai livelli massimi del 2005 (oltre 470 MtCO₂ da combustione diretta per usi energetici, dati CRF), le emissioni del sistema energetico nazionale si siano ridotte a fine 2020 ad un ritmo di oltre 10 MtCO₂ l'anno in media. Dalla figura emerge anche come buona parte di tale riduzione (circa il 70%) sia maturato nel corso del periodo 2008-2014, pesantemente colpito dalla crisi economica, ma anche come il drammatico crollo del 2020 abbia contribuito per circa un quinto del totale emissioni evitate nell'intero orizzonte di analisi.

Escludendo il contributo proveniente dal settore della trasformazione (responsabile di oltre il 40% del totale emissioni evitate), un decisivo contributo alla riduzione cumulata delle emissioni nell'orizzonte di analisi è arrivato dal settore industriale (circa ¼). Dalla figura emerge anche come la stragrande maggioranza della riduzione del settore industriale sia maturato nell'arco degli anni della crisi economica.

Anche il settore Civile ha fornito un contributo non trascurabile alla riduzione cumulata delle emissioni negli ultimi quindi anni (circa il 10% del totale): rispetto ai livelli del 2005 le emissioni settoriali sono infatti stimate in riduzione, seppur a rimi mediamente meno sostenuti degli altri comparti (-1% medio annuo).

Importante contributo alla riduzione cumulata degli ultimi 15 anni è infine da ricercare nei trasporti (circa un quarto del totale), nel quale le emissioni di CO₂ settoriali sono diminuite di circa un terzo rispetto ai livelli del 2005 (era di circa il 20% a fine 2019). Così come detto per il comparto industriale, il trend di riduzione delle emissioni settoriali è risultato in forte accelerazione negli anni della crisi economica, ma la figura evidenzia anche il nuovo deciso divario del 2020 derivante dal crollo dei livelli di traffico conseguenza delle misure di contenimento della pandemia.

Il deciso calo delle emissioni nei trasporti più sostenuto rispetto al risultato di PIL e produzione industriale, ma coerente con il crollo dei volumi di traffico

Il deciso calo dei consumi e delle emissioni nel 2020 del settore dei trasporti risulta decisamente più sostenuto rispetto ai due principali indicatori dell'economia nazionale, PIL e produzione industriale, entrambi in riduzione di circa il 10% rispetto all'anno precedente. Il calo delle emissioni settoriali risulta d'altro canto sostanzialmente coerente con il crollo dei volumi di traffico sia stradale (specie veicoli leggeri) che aereo (anche se l'aviazione internazionale è esclusa dalla stima della CO₂), che hanno registrato riduzioni decisamente più sostenute rispetto a qualunque altro indicatore economico e produttivo (si veda par. 3.2).

Come mostra la Figura 4-8, anche in riferimento ad un orizzonte più ampio si rileva un disaccoppiamento tra l'andamento di consumi/emissioni del settore e quello del PIL, seppur modesto e a fasi alterne. Negli anni di crisi economica, i consumi si erano ridotti in maniera più sostenuta del PIL; mentre nel successivo biennio 2016-17 la domanda di energia del settore era rimasta sostanzialmente stabile, a fronte della crescita dell'economia italiana. Se si esclude il 2018 (sul cui risultato pesano tuttavia questioni di natura statistica), anche nel corso del 2019 consumi ed emissioni del settore trasporti (esclusa aviazione internazionale) erano stimati in riduzione a fronte di un aumento, seppur marginale, del PIL, ma coerenti con il calo della produzione industriale.

Il 2020 sembra indicare in questo senso una accelerazione di tale disaccoppiamento, con una riduzione di PIL e produzione industriale decisamente meno sostenuti rispetto ai consumi ed emissioni. Se il calo dell'indice di produzione industriale nel 2020 sembra coerente con la riduzione dei volumi di traffico pesante, sul risultato complessivo del 2020 sembra incidere in maniera decisiva il crollo del traffico passeggeri, in calo di oltre il 25% rispetto all'anno precedente. Come detto nel par. 3.2, l'impatto dell'emergenza sanitaria sulla mobilità potrebbe assumere in questo senso un carattere parzialmente strutturale - in particolare riferimento alla diffusa adozione di forme di lavoro flessibile - favorendo un allentamento del legame consumi energetici e attività economica.

Dalla figura emerge infine l'andamento pressoché identico di consumi ed emissioni settoriali, ad indicare un impatto per ora trascurabile della diffusione di biocarburanti ed elettricità rispetto ai consumi di petrolio (si veda par. 3.1).

Figura 4-6 - Emissioni di CO₂ per settori (var. tendenziale, MtCO₂)

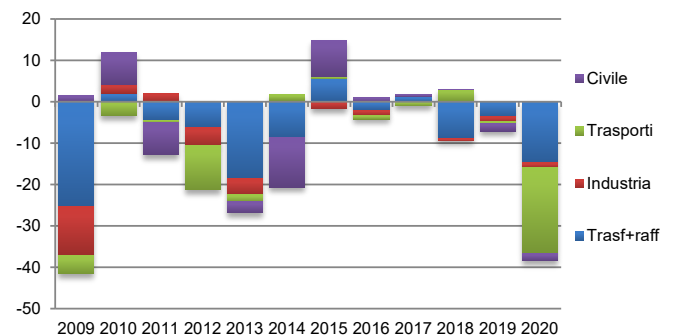
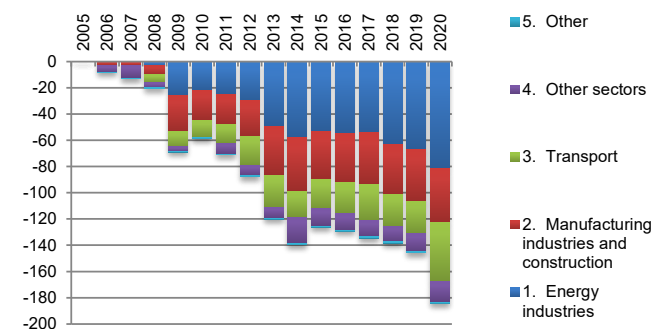


Figura 4-7 - Emissioni di CO₂ per settori (riduzione rispetto ai livelli del 2005, MtCO₂)



Crolla il mercato dell'auto, -28% rispetto alle vendite del 2019. Riduzioni sostenute solo per le alimentazioni tradizionali: nel 2020 una nuova immatricolazione su 5 è ibrida o elettrica

Fattore di grande rilievo per la decarbonizzazione del settore dei trasporti è rappresentato dal rinnovo del parco auto.

Il numero di nuove immatricolazioni nel 2020 si è tuttavia fortemente ridimensionato, assestandosi a circa 1,4 milioni di veicoli (1.382.621), oltre 535 mila vetture in meno rispetto ai livelli del 2019 (-28%). Buona parte di tale riduzione è da ricercare nei risultati dei mesi di marzo ed aprile, durante i quali, per le restrizioni indotte dal lockdown, le vendite su base mensile sono diminuite rispettivamente dell'85% e del 98% rispetto agli stessi mesi del 2019. Con il progressivo allentamento delle misure di contenimento della pandemia già nei mesi di maggio e giugno le riduzioni sono state più contenute (-50% e -23%). Il trend di progressiva ripresa ha proseguito nei mesi estivi, durante i quali il calo è stato complessivamente inferiore all'1% rispetto ai livelli di vendite del III trimestre 2019: dopo il -11% di luglio, ad agosto le vendite sono tornate sui livelli di un anno fa, per far segnare infine un risultato positivo a settembre (+10% su settembre 2019). Dopo un mese di ottobre sugli stessi livelli dell'ottobre 2019, con l'avanzare nuovamente della pandemia, le vendite sono tornate a calare nei mesi autunnali, dell'8% a novembre, del 15% a dicembre (rispetto al 2019).

In una ottica di più ampio respiro (Figura 4-9), dopo il lungo periodo di costanti variazioni negative negli anni della crisi economica, durante il quale le vendite annue sono 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 assestato su 1,9 milioni di nuove immatricolazioni. Il nuovo deciso crollo del 2020, più sostenuto anche rispetto al -20% del 2012, riporta dunque il mercato dell'auto appena al di sopra rispetto ai livelli minimi del 2013 (+75 mila vetture).

In riferimento alla composizione delle nuove immatricolazioni, si segnala il perdurare della crisi del diesel, in riduzione del 41% rispetto ai livelli del 2019 (-311 mila vetture). Dalla Figura 4-10 emerge come la contrazione del mercato del diesel trend fosse in atto già nel precedente biennio 2018-19, seppur a ritmi meno sostenuti (-17% medio annuo), a favore delle alimentazioni a benzina. Dopo la crescita costante nel quinquennio 2015-19 (+17% medio annuo), per la ripresa del mercato dell'auto prima e per il ridimensionamento del mercato del diesel poi, nel 2020 si segnala invece un deciso calo delle nuove immatricolazioni di autovetture a benzina, oltre 330 mila vetture in meno rispetto al 2019 (-39%).

In calo anche le vendite di auto a GPL e a metano, rispettivamente del 31% e 18% rispetto al 2019.

Il risultato fortemente negativo delle vetture ad alimentazione tradizionale nel 2020 va ricercata in gran parte nella contrazione del mercato nei mesi di lockdown, ma va letto anche alla luce dell'espansione delle vendite di vetture ibride, per le quali il mercato è in continua crescita. Nonostante la frenata dei mesi più colpiti dalla pandemia (-15 mila vetture tra marzo ed aprile rispetto allo stesso bimestre 2019), il risultato complessivo dell'ibrido risulta infatti comunque positivo: quasi 250 mila vetture nuove, più del doppio rispetto alle 90 mila del 2019.

Anche le vendite di auto elettriche sono in deciso aumento nel 2020, con oltre 32.000 nuove vetture immatricolate, tre volte in più rispetto alle 10 mila del 2019. Complessivamente le nuove immatricolazioni di auto elettriche ed ibride nel 2020, oltre 281 mila vetture, rappresentano il 20% dell'intero mercato. Il trend di espansione della quota di mercato delle auto elettriche ed ibride è rapidamente cresciuto dal 2% del 2015-16 a quasi il 7% nel 2019: il risultato particolarmente positivo del 2020, se da un lato è stato favorito dalle decise contrazioni delle alimentazioni tradizionali, dall'altro è da ricercare negli incentivi per la mobilità sostenibile.

Tornano a diminuire le emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato (-9% rispetto al 2019), ma siamo ancora lontani dal target 2021

Nel corso del 2020 le emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato si sono attestate poco sopra i 108 gCO₂/km, in deciso calo rispetto ai livelli dell'anno precedente (-9%), conseguenza della crescita della quota di mercato dei veicoli elettrici ed ibridi.

Come emerge dalla Figura 4-9, le emissioni sono dunque tornate a scendere dopo il biennio 2018-19 di variazioni positive (+3% medio annuo), su cui aveva inciso anche la crescita delle vendite delle alimentazioni benzina ai danni del diesel.

Il risultato del 2020 riporta quindi il trend delle emissioni sul precedente lungo periodo di riduzioni (ad un ritmo di quasi il 3% medio annuo tra il 2010-2017), risultando tuttavia a fine anno ancora decisamente lontano dal target di 95 CO₂/km del 2021.

Figura 4-8 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100)

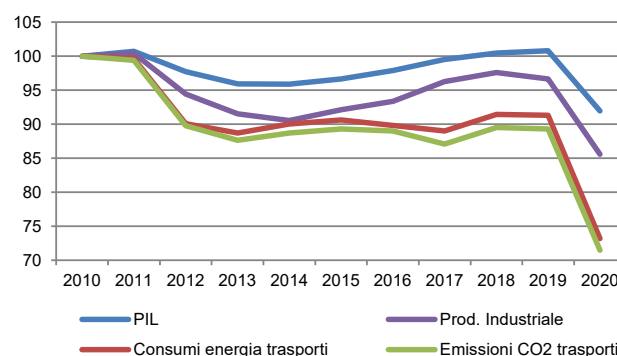


Figura 4-9 - Nuove immatricolazioni di autovetture (asse sin.) ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO₂/km)

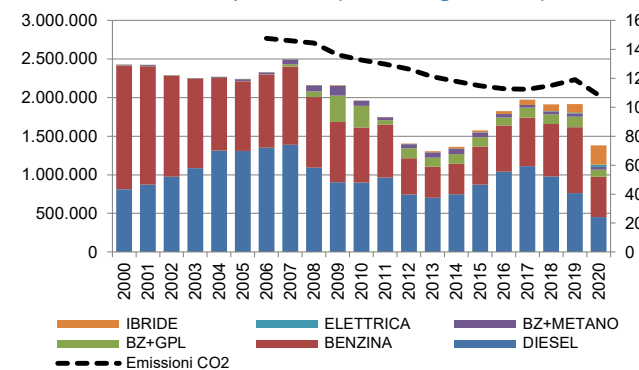
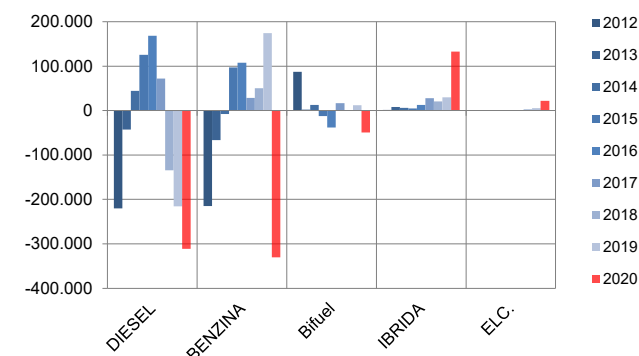


Figura 4-10 - Nuove immatricolazioni di autovetture (var. su anno precedente)



Calo del PIL fattore preponderante per la riduzione delle emissioni del 2020

Allo scopo di analizzare meglio l'andamento delle emissioni di CO₂ dell'intero sistema energetico nazionale è utile scomporre le emissioni nelle componenti dell'identità di Kaya (vedi nota metodologica): nelle successive Figura 4-11 e Figura 4-12 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente alla variazione media annua delle emissioni con riferimento a diversi periodi (NB: la somma delle variazioni delle quattro componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂).

Per analizzare al meglio l'impatto della crisi sanitaria e del conseguente calo dei consumi energetici sulla sull'andamento delle emissioni di CO₂, la Figura 4-11 mostra il risultato della scomposizione applicata a tre periodi diversi, il cui tratto distintivo principale sta nella crescita dell'economia, negativa nel primo e nel terzo periodo analizzato, positiva nel secondo:

1. Dal 2007 al 2014 le emissioni di CO₂ si sono ridotte a un tasso medio annuo del 4,5%. Le riduzioni di intensità energetica (-1% m.a.) e dell'intensità carbonica dell'energia (-2,4% m.a.) si sono infatti sommate al calo del PIL pro-capite (-1,9% m.a.).
2. Dal 2014 il calo delle emissioni ha subito una decisa decelerazione, non solo perché la (pur modesta) crescita economica ha parzialmente bilanciato i cali di intensità energetica e carbonica, ma anche perché si è in particolare dimezzato il t.m.a. di riduzione dell'intensità energetica, sceso al -0,5% (rispetto al -1% del periodo 2007-2014).
3. I quattro trimestri del 2020 sembrano indicare una continuità con quanto appena osservato: al crollo delle emissioni, circa il 12% su base annua, per circa il 70% imputabile al crollo del PIL pro-capite, sono tornati a contribuire in modo più significativo sia la riduzione dell'intensità carbonica (grazie al crollo dei consumi petroliferi a all'accelerazione del phase out del carbone) sia quella dell'intensità energetica del PIL, i cui tassi di variazione sono tornati esattamente sugli stessi livelli del periodo 2007-2014, ad indicare forse una qualche correlazione, non virtuosa, con le fasi di recessione.

La Figura 4-12 (NB: nella quale i tassi medi annui di variazione delle diverse variabili sono calcolati sui tre anni precedenti, per cui la riduzione delle emissioni risulta a fine 2020 pari a quasi il 6% m.a., perché calcolata sul periodo 2017-2020) sembra confermare come l'evoluzione più recente delle emissioni del sistema energetico nazionale ricordi per alcuni versi quella registrata negli anni della crisi economica (2011-2014), al cui termine il tasso di riduzione medio annuo delle emissioni (calcolate rispetto ai tre anni precedenti) è andato progressivamente riducendosi, fino alle variazioni positive da inizio 2017 alla metà del 2018, per tornare poi da allora in territorio negativo. A partire dai mesi del lockdown, il tasso di riduzione delle emissioni ha quindi subito una rapida accelerazione, arrivando a fine 2020 a un valore vicino al -6% m.a. (sul triennio 2017-2020). Dalla Figura 4-12 emerge anche come circa i 3/4 di tale risultato sia da ricercare nelle riduzioni del PIL pro-capite e della quota di fonti fossili sull'energia primaria (la stragrande maggioranza della riduzione dei consumi ha riguardato il petrolio), in riduzione media nell'ultimo triennio rispettivamente del 2,5% ed 1,7%. Anche il calo dell'intensità energetica del PIL e la riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili (supportata principalmente dal phase-out del carbone) hanno contribuito alla riduzione complessiva, risultando in calo nell'ultimo triennio, rispettivamente dello 0,5% e 0,7% medio annuo.

Anche dalla Figura 4-13, che riporta l'andamento delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano e delle cinque componenti di Kaya, emerge come a incidere in modo determinante sulla brusca modifica del trend sia stata la drammatica caduta del PIL nel 2020. Dalla Figura 4-13 si può anche cogliere come, alla fine del 2020, le emissioni di CO₂ calcolate su base annua risultino inferiori di quasi il 40% rispetto ai livelli 2005, quasi dieci punti percentuali in più rispetto al -30% del 2019, un valore che era sostanzialmente costante dal 2014.

Figura 4-11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue su diversi periodi (var. % tendenziali)

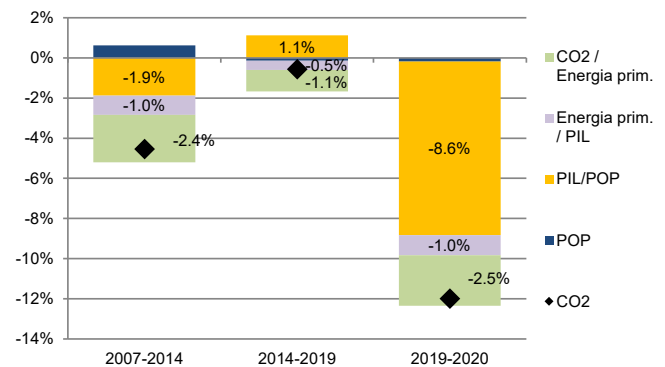


Figura 4-12 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

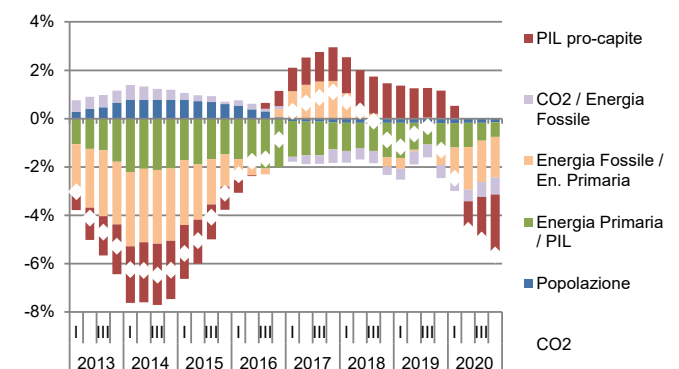
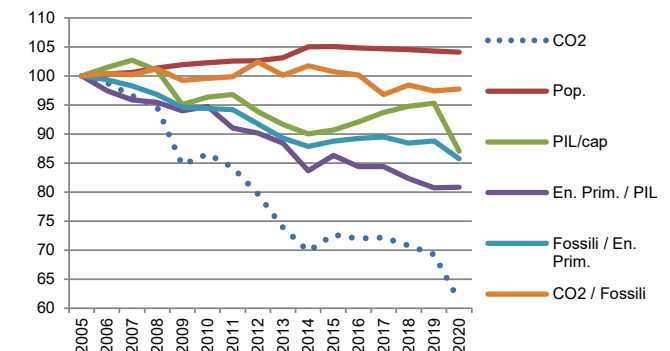


Figura 4-13 - Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2005=100)



Tra il 2015 e il 2019 in Italia riduzione delle emissioni di CO₂ meno sostenuta rispetto alla media dei Paesi UE, pur a fronte di una ripresa dell'economica più modesta

In Figura 4-14 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 2015-2019 (elaborazioni su dati BP). Ne emerge come in Italia, nell'orizzonte di riferimento, si siano registrate riduzioni delle emissioni di circa l'1,4%, meno decise del dato medio UE (-1,7% medio annuo). Tale risultato è inoltre stato ottenuto a fronte di una ripresa della economica italiana più modesta rispetto a quella mediamente registrata in UE nell'orizzonte di analisi: il contributo positivo all'aumento delle emissioni proveniente dalla componente PIL/cap (in colore giallo) in UE è pari all'1,7%, mezzo punto percentuale in più rispetto al dato italiano. Dalla Figura emerge inoltre come in tutti i Paesi esaminati il principale contributo al calo delle emissioni sia da ricercare nella riduzione dell'intensità energetica (colore viola), con un contributo che oscilla tra il -1,6% di Spagna e Italia e -2,7% di Francia ed UK.

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 complessivamente superiore all'1% medio annuo.

Il contributo della componente economica sulla riduzione delle emissioni emerge infine in maniera ancora più evidente se si confrontano i livelli di emissione di fine 2020 con l'anno di riferimento 2015. Dalla Figura si nota come nel caso dell'Italia (l'unico Paese per il quale in questo studio sia stata elaborata una stima delle emissioni al 2020) la riduzione media annua cresca due punti percentuali rispetto all'orizzonte temporale 2015-2019, per il contributo del PIL che ha agito nel 2020 in direzione opposta rispetto ai precedenti quattro anni: annullando il contributo della componente PIL/cap la variazione media annua delle emissioni in Italia risulterebbe infatti sostanzialmente identica lungo i due orizzonti di analisi (2015-19 e 2015-20).

Anche in un'ottica di più ampio respiro, confrontando dunque i livelli di emissioni di CO₂ 2019 rispetto a quelli del 2005, si rievla come la riduzione media annua stimata per l'Italia, sebbene più sostenuta rispetto quella media dei Paesi UE (oltre mezzo punto percentuale in più), sia maturata a fronte di una crescita economica italiana assai più modesta. Annullando il contributo della componente PIL pro-capite, la riduzione media annua delle emissioni in Italia nel periodo 2005-2019 risulterebbe infatti pari a circa il 2% m.a., meno sostenuta rispetto alla media dei Paesi UE (di oltre mezzo punto percentuale).

La capacità di impianti FER cresce nel 2020 decisamente meno rispetto all'anno precedente, per i risultati negativi di eolico e solare

La capacità elettrica installata al 2020 di impianti solari, eolici ed idroelettrici è complessivamente pari a 54,8 GW (dati Terna), in aumento di circa 720 MW rispetto ai livelli 2019. Tale incremento appare decisamente inferiore rispetto alla crescita registrata nel corso del 2019, +1,2 GW rispetto all'anno precedente. Anche nel corso del precedente biennio 2017-18 la capacità di FER era cresciuta a ritmi più sostenuti rispetto a quanto avvenuto nel 2020, di circa 0,9 GW nel 2017, di quasi 1 GW nel 2018.

Il risultato del 2020 è da ricercare in primis nella prestazione negativa dell'eolico, cresciuto nell'anno solare di appena 120 MW, decisamente meno rispetto ai 451 MW del 2019 (-73%). Dalla Figura 4-15 emerge anche come le installazioni di impianti eolici nel corso del 2020 siano state decisamente

inferiori anche rispetto ai livelli medi del precedente triennio 2016-18 di crescita costante (oltre 350 MW/anno medio). Anche il risultato degli impianti solari nel 2020 è stato negativo se paragonato con l'anno precedente, mostrando tuttavia variazioni relative più contenute rispetto al comparto dell'eolico. La capacità solare al 2020 è pari infatti a 21,6 GW, circa 540 MW in più rispetto ai livelli del 2019, quando tuttavia era cresciuta in maniera molto più sostenuta (+0,7 GW rispetto all'anno precedente). La Figura 4-15 mostra tuttavia come, al netto del 2019 particolarmente positivo, la crescita degli impianti solari nel 2020 sia stata in ogni caso più decisa rispetto al ritmo del precedente triennio di crescita costante (0,4 GW/anno in media).

Per quanto riguarda l'idroelettrico, la capacità installata a fine 2020 è pari a 22,6 GW, superiore di circa 60 MW rispetto ai livelli del 2019, quando era cresciuta in maniera meno sostenuta (+40 MW rispetto al 2018). D'altro canto, in un'ottica di più ampio respiro, la nuova capacità idroelettrica nel 2020 risulta tuttavia più modesta rispetto al dato medio 2016-19 (90 MW/anno).

In prospettiva futura, i dati relativi alla nuova capacità da FER, solare ed eolico in particolare, mostrano quanto sia ambizioso il raggiungimento dei target al 2030, che richiederebbe ritmi di crescita significativamente più sostenuti di quelli registrati nel corso degli ultimi anni.

Figura 4-14 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2015-2019)

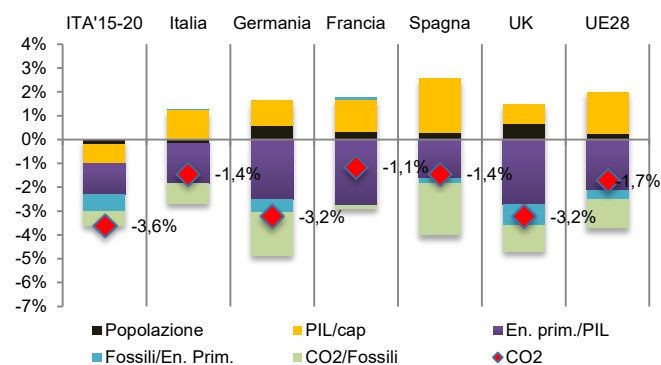
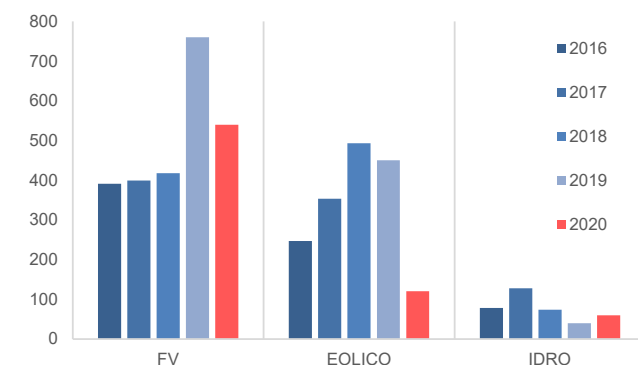


Figura 4-15 – Nuova capacità elettrica da FER in Italia (MW)



5. Sicurezza del sistema energetico

- Il 2020 è stato un anno particolarmente difficile per la raffinazione, che ha sofferto un forte calo dell'utilizzo degli impianti, sceso sui minimi decennali, e margini in territorio negativo ininterrottamente dal II trimestre dell'anno.
- Il sistema del gas naturale ha beneficiato del calo dei consumi, sia nei totali annuali sia nelle punte giornaliere, mentre dal lato dell'offerta l'entrata in funzione del gasdotto TAP ha migliorato gli indicatori di sicurezza
- Gli effetti della crisi di domanda sono stati rilevanti sul settore elettrico, che ha dovuto gestire nuovi massimi storici della quota di generazione rinnovabile non programmabile e continua a dover gestire una situazione di margini di riserva ridotti

5.1 Sistema petrolifero

Gli effetti della crisi pandemica sulla produzione OPEC e non-OPEC

Nel corso del 2020 il sistema petrolifero internazionale è stato condizionato da due eventi rilevanti. Da un lato la crisi pandemica da COVID-19 ha determinato una forte contrazione della domanda di petrolio, dall'altro lato il ritardo nel raggiungimento di un accordo tra Russia ed OPEC sul taglio della produzione ha causato un repentino crollo dei prezzi del greggio (le quotazioni di WTI e Brent si sono quasi dimezzate tra febbraio e marzo e di nuovo tra marzo e aprile). Sebbene già a partire dal I trimestre dell'anno l'OPEC avesse ridotto la produzione (di circa 2 Mb/g rispetto agli oltre 35 Mb/g dell'ultimo trimestre 2019), nello stesso trimestre la produzione media dei paesi non-OPEC raggiungeva un picco di circa 67 Mb/g, soprattutto grazie al contributo degli USA. Ma solo nel II trimestre la produzione globale ha subito un calo drastico, a seguito del citato accordo tra OPEC e Russia, che ha tolto dal mercato quasi 3 Mb/g, e più ancora per la forte contrazione della produzione non-OPEC (scesa a 61,4 Mb/g, circa 4 Mb/g in meno rispetto al II trimestre 2019).

La produzione OPEC è poi scesa ancora nel III trimestre, a 29,2 Mb/g, oltre il 15% in meno rispetto all'anno precedente, mentre la produzione non-OPEC già tornava già a una marginale ripresa. Infine, nel IV trimestre entrambe le produzioni recuperavano quasi 1 Mb/g sul trimestre precedente, attestandosi a circa 63 Mb/g la produzione non-OPEC (-4 Mb/g sul IV trimestre 2019), a circa 30 Mb/g la produzione OPEC (circa 5 Mb/g sul IV 2019).

E' interessante come secondo i dati dell'US Energy Information Administration (EIA) anche la produzione di greggio statunitense abbia subito una repentina riduzione (-17%, ovvero circa 2 Mb/g in meno) tra aprile e maggio, ma già a partire da giugno si è osservata una lieve ripresa, che ha portato a chiudere il 2020 con una media di 11,3 Mb/g (circa l'8% in meno rispetto al corrispondente dato del 2019). In definitiva, in media annua la produzione OPEC è stata dunque sicuramente quella maggiormente affetta dalla contrazione della domanda, avendo perso il 13% della produzione 2019, mentre la riduzione della produzione non-OPEC si è limitato al 3% circa della produzione 2019 (Figura 5-1).

Almeno in prima battuta la crisi determinata dalla pandemia da COVID-19 ha dunque inciso sugli equilibri del mercato mondiale del petrolio, favorendo nuovamente la crescita della quota di mercato dei paesi non-OPEC (Figura 5-2), accentuando le dinamiche degli ultimi anni, che hanno visto i paesi OPEC (in primis l'Arabia Saudita) attuare misure di riduzione della produzione al fine di garantire un equilibrio tra domanda e offerta ed evitare il conseguente calo dei prezzi, ma lasciando in tal maggiore spazio alla produzione non-OPEC. L'effetto di queste dinamiche è evidente se si confrontano le quote di greggio prodotto dai paesi OPEC e non-OPEC nel 2020 con quelle di appena quattro anni fa, come anche con le previsioni di allora, che prevedevano una dinamica esattamente opposta a quella verificatasi (Figura 5-1): negli ultimi 4 anni si è infatti registrato un forte incremento della quota non-OPEC (dal 61% al 66%), accompagnato da una contrazione della produzione OPEC (dal 39% al 33%).

Per il 2021, in concomitanza con una parziale ripresa della domanda, le attese prevalenti sembrano di una lieve ripresa della quota di produzione OPEC (+1% del mercato) a fronte di una equivalente riduzione della quota di produzione non-OPEC (IEA, Oil Market Report, gennaio 2021, EIA, STEO, gennaio 2021).

Figura 5-1- Produzione globale di petrolio per aree (Mb/g; N.B.: per il 2020 elaborazione ENEA su dati IEA) – dati storici e previsione IEA del 2016 per il 2020

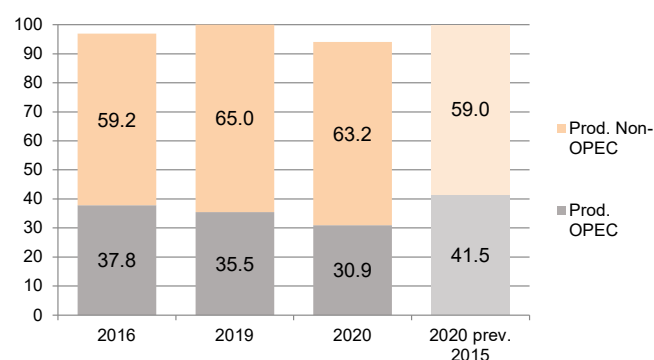
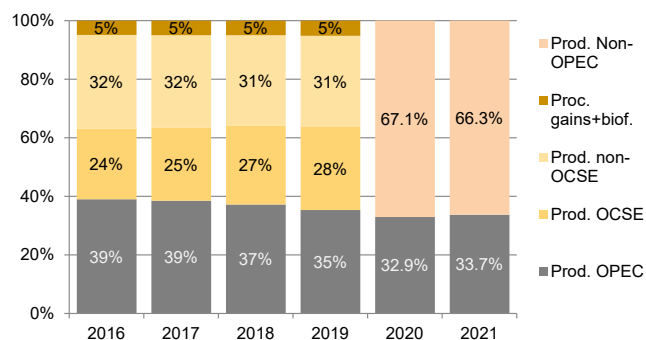


Figura 5-2 - Quote percentuali di produzione globale di petrolio per aree (N.B.: per 2020 e 2021 elaborazioni ENEA su proiezioni IEA e EIA-DOE)



Gli impatti della crisi sulla copertura della domanda italiana di greggio.

E' interessante analizzare se e come l'evoluzione del mercato internazionale del greggio nel 2020 ha impattato sulla copertura della domanda italiana di greggio.

In primo luogo, il forte calo della domanda (v. cap. 3) ha determinato una forte contrazione delle importazioni totali (Figura 5-5 e Tabella 1), che si sono ridotte di oltre un 1/5 rispetto al 2019 (circa 14 Mt in meno).

Il calo delle importazioni nazionali di greggio si è poi ripercosso sui flussi da tutti i principali paesi fornitori dell'Italia, modificando d'altra parte in modo non troppo sostanziale le quote di greggio importato per aree di provenienza. Gli approvvigionamenti dai paesi ex URSS restano maggioritari, al 39%, seguiti da Medio Oriente (32%), Africa (18%), America (7%) ed Europa (4%).

Rispetto al 2019 le maggiori variazioni positive hanno riguardato i flussi di greggio provenienti dall'America e dall'Europa (grazie al contributo di Venezuela, Canada, Norvegia e Regno Unito), la cui quota di mercato aggregata è salita dal 6 all'8,5%, mentre l'area ex URSS ha guadagnato il 2% del mercato italiano e quella del Medio Oriente il 3%. Viceversa, si è fortemente ridotta la quota di greggio proveniente dall'Africa (-6%).

Complessivamente, il greggio proveniente dai paesi OPEC+ ha perso circa il 5% del mercato italiano.

Con riferimento ai singoli paesi l'Azerbaijan è tornato a essere il primo fornitore nazionale, superando l'Iraq, mentre l'Arabia Saudita, grazie a un incremento di 1,4 Mt (+32% rispetto al 2019) è divenuta il terzo fornitore, precedendo la Russia.

Figura 5-3 - Importazioni di greggio per paese di provenienza (N.B.: per il IV trimestre i dati risultano parziali)

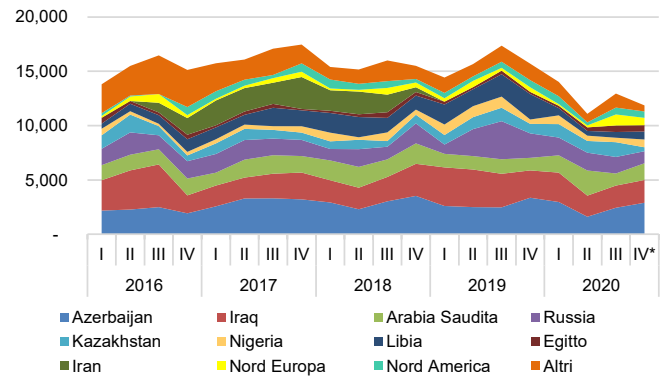


Tabella 1 - Importazioni di greggio in Italia per paese di provenienza nel 2019 e nel 2020: valori assoluti e quote percentuali trimestrali e annuali (N.B.: per il IV trimestre dati parziali)

[kt]	2019				2020				2019	2020	Var% 2019-2020
	I	II	III	IV	I	II	III	IV*			
Azerbaijan	2,604	2,499	2,478	3,362	2,969	1,615	2,440	2,901	10,942	9,925	-9%
Iraq	3,551	3,460	3,089	2,515	2,705	1,942	2,042	2,096	12,615	8,785	-30%
Arabia Saudita	1,246	1,235	1,336	1,157	1,589	2,312	1,113	1,536	4,974	6,550	32%
Russia	856	2,486	3,503	2,250	1,637	1,639	1,520	1,110	9,095	5,906	-35%
Kazakhstan	875	1,098	1,237	876	1,236	1,080	1,358	363	4,086	4,037	-1%
Nigeria	970	1,013	1,027	403	807	487	412	717	3,413	2,422	-29%
Libia	1,837	1,556	2,056	2,337	665	432	526	731	7,785	2,353	-70%
Egitto	262	195	331	201	218	331	600	585	989	1,734	75%
Nord Europa	318	575	259	427	152	180	1,014	676	1,579	2,022	28%
Nord America	490	413	561	652	724	280	633	585	2,116	2,222	5%
USA	247	322	378	468	264	186	446	493	1,414	1,389	-2%
Altri	1,414	1,132	1,478	1,520	1,317	786	1,291	558	5,544	3,951	-29%
Tot	14,423	15,663	17,354	15,700	14,020	11,083	12,949	11,858	63,140	49,908	-21%
[%]	2019				2020				2019	2020	Δ 2019-2020
	I	II	III	IV	I	II	III	IV*			
Azerbaijan	18%	16%	14%	21%	21%	15%	19%	24%	17.4%	19.8%	2.3%
Iraq	25%	22%	18%	16%	19%	18%	16%	18%	20.1%	17.6%	-2.6%
Arabia Saudita	9%	8%	8%	7%	11%	21%	9%	13%	7.9%	13.4%	5.5%
Russia	6%	16%	20%	14%	12%	15%	12%	9%	14.1%	11.9%	-2.2%
Kazakhstan	6%	7%	7%	6%	9%	10%	10%	3%	6.4%	8.0%	1.6%
Nigeria	7%	6%	6%	3%	6%	4%	3%	6%	5.4%	4.8%	-0.6%
Libia	13%	10%	12%	15%	5%	4%	4%	6%	12.3%	4.7%	-7.6%
Egitto	2%	1%	2%	1%	2%	3%	5%	5%	1.6%	3.5%	2.0%
Nord Europa	2%	4%	1%	3%	1%	2%	8%	6%	2.5%	4.1%	1.5%
Nord America	3%	3%	3%	4%	5%	3%	5%	5%	3.4%	4.4%	1.0%
USA	2%	2%	2%	3%	2%	2%	3%	4%	2.2%	2.8%	0.6%
Altri	10%	7%	9%	10%	9%	7%	10%	5%	8.8%	7.8%	-1.0%
Tot	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0.0%

La contrazione delle importazioni di greggio nazionali

Il lockdown nazionale introdotto nel mese di marzo ha determinato un blocco prolungato nel settore dei trasporti e, conseguentemente, una rilevante contrazione dei consumi petroliferi italiani. Complessivamente nel I trimestre i consumi sono risultati in lieve calo rispetto al corrispondente trimestre del 2019 (v. cap. 3), ma in seguito all'entrata in vigore delle misure contenute nel DPCM del 9 marzo la riduzione dei consumi petroliferi è divenuta molto significativa e con essa, parallelamente, sono crollate le importazioni (di circa il 30% nel II trimestre rispetto al II trimestre 2019; Figura 5-3).

Tra luglio e settembre, nonostante l'allentamento delle misure di contenimento del contagio e una parziale ripresa della domanda, le importazioni di greggio hanno segnato una qualche ripresa in valore assoluto, sebbene modesta in termini di variazione tendenziale. Tuttavia nel IV trimestre, con la seconda ondata di contagi e l'entrata in vigore di nuove misure restrittive, si è registrato un nuovo calo (-9% rispetto al trimestre precedente). Nel complesso, nel 2020 le importazioni di greggio sono scese al minimo degli ultimi dieci anni, con una riduzione del 21% sul 2019.

È significativo come la crisi pandemica non sembra invece avere influenzato in modo significativo la produzione di greggio nazionale, che nell'anno si è contratta di appena il 3% (Figura 5-4).

La contrazione delle importazioni di greggio non è stato un fenomeno isolato in Italia (-21% rispetto al 2019), bensì si è rivelato un tratto comune a molti dei principali paesi europei, tra cui prima fra tutti la Francia (-29% rispetto al 2019) e la Spagna (-18%). Tra le maggiori eccezioni vi sono la Germania (-4% rispetto al 2019) ed il Regno Unito che è riuscito a diventare per la prima volta negli ultimi dieci anni esportatore netto di greggio, grazie al fatto che le esportazioni (-6 Mt sul 2019) si sono ridotte meno delle importazioni (-10 Mt), e nonostante il calo della produzione interna.

Forte impatto del calo delle importazioni di greggio sulle esportazioni di prodotti raffinati

Se il calo della domanda di prodotti petroliferi non ha influenzato la produzione nazionale di greggio (stabile a circa 1 Mt ogni trimestre), esso ha però fortemente colpito il settore della raffinazione. In particolare il blocco dei trasporti, e il conseguente calo della domanda di combustibili, hanno causato sia una repentina diminuzione dell'importazione di greggio estero (vedi sopra), sia un rilevante calo delle esportazioni di raffinati. Le raffinerie italiane sono state dunque costrette a ridurre l'attività di produzione per evitare una sovrapproduzione di prodotti, destinati a rimanere invenduti. Gli effetti della crisi pandemica sull'export italiano di prodotti raffinati sono evidenti a partire dai mesi di aprile/maggio, quando le misure di contenimento del contagio già adottate a marzo dall'Italia (primo paese europeo a essere colpito in modo rilevante dalla diffusione del virus), sono state introdotte anche dagli altri paesi europei.

In particolare, il sistema delle raffinerie nazionale ha registrato nel 2020 un calo di produzione di raffinati pari a circa 10 Mt rispetto al 2019 (ossia circa il 16% in meno). Conseguentemente, anche l'export ha subito un'importante contrazione, con una diminuzione del 17% di prodotti esportati rispetto all'anno precedente: nello specifico, benzina e gasolio hanno registrato rispettivamente un -25% e un -22% rispetto al 2019.

A soffrire maggiormente del calo della domanda dei combustibili è stata la benzina, la cui quantità esportata ha raggiunto un minimo nel mese giugno (il 47% in meno rispetto allo stesso mese del 2019), seguito da una fase di ripresa, che ha portato le esportazioni di benzina a superare quelle di gasolio. Quest'ultimo ha invece segnato il minimo annuo nel mese di novembre, quando sono state esportate solo 411 kt di gasolio (oltre il 50% in meno rispetto a novembre 2019). In

termini di esportazioni nette è ancora più evidente il calo subito dal gasolio negli ultimi due trimestri del 2020 (Figura 5-6): in particolare nel III trimestre il calo 96% rispetto al 2019 è stato del 96%.

L'olio combustibile ha invece subito un repentino calo a partire dal III trimestre 2020, con una lieve ripresa nel trimestre successivo.

Con riferimento ai prodotti raffinati che tradizionalmente registrano importazioni nette, le importazioni di carboturbo si sono quasi azzerate durante il II e III trimestre a seguito del blocco dei voli nazionali ed internazionali, mentre nel IV trimestre si è registrata solo una lieve ripresa, tanto che nell'insieme del 2020 risultano in calo del 70%. Meno accentuata è stata invece la contrazione dell'import netto di GPL (-21%).

Figura 5-4 – Variazione trimestrale (% , asse sx) e media annuale in valore assoluto (kt) dell'import netto di greggio

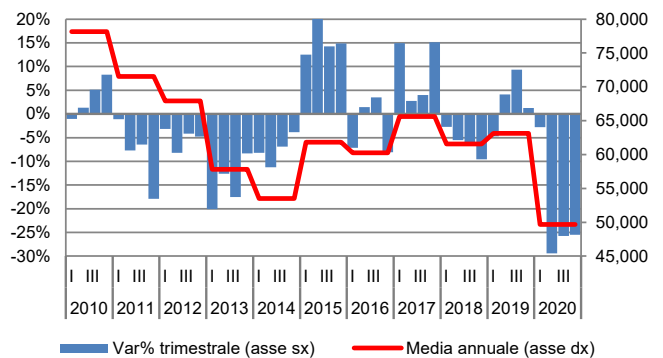


Figura 5-5 - Produzione interna di greggio in Italia ed in Europa (kt)

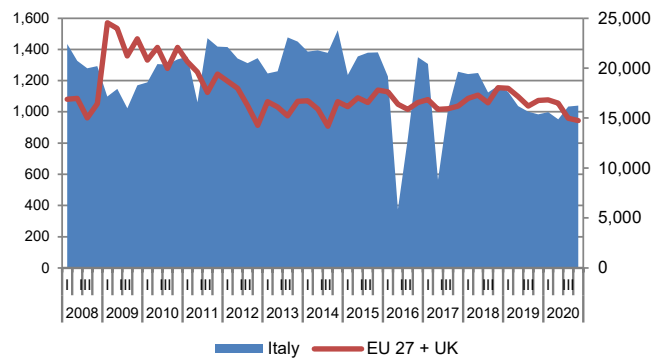
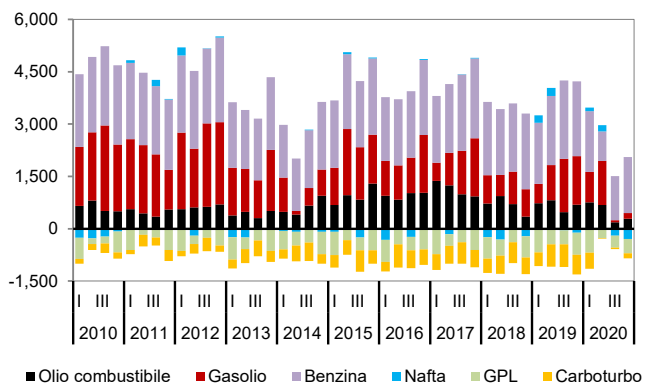


Figura 5-6 – Import (valori positivi) ed export (valori negativi) dei principali prodotti di raffinazione



Minimi storici dei crack spread di benzina e gasolio

Il blocco generato dalle misure di contenimento della pandemia da COVID-19 ha indotto un effetto a cascata sull'intera filiera: calo dei consumi del settore dei trasporti (in particolare di carboturbo, utilizzato nel trasporto aereo), calo della domanda di greggio e calo della produzione da parte delle raffinerie. Come già menzionato, la notevole contrazione della domanda di greggio ha costretto i paesi membri dell'OPEC e la Russia a trovare un accordo per gestire lo shock della domanda mediante tagli alla produzione. La complessità della trattativa ha tuttavia richiesto del tempo, soprattutto in relazione alle posizioni divergenti assunte da Russia e Arabia Saudita, con l'iniziale opposizione della Russia a tali tagli e la conseguente decisione dell'Arabia Saudita, a inizio marzo, di aumento dell'offerta, con un effetto di forte ribasso sui prezzi. La caduta del Brent registrata nel I trimestre è proseguita fino alla seconda metà di aprile (con il minimo degli ultimi 20 anni toccato il 21 aprile), mentre la tendenza si è invertita solo a seguito dell'accordo tra OPEC e Russia per tagli di 9,7 Mb/g dal 1° maggio e degli ulteriori tagli di 3 Mb/g subito dalle produzioni di Stati Uniti e Canada. Il Brent è dunque tornato rapidamente sui 40 \$/bl, chiudendo il II trimestre a 41,8 \$/bl.

Il ritardo nella riduzione della produzione di greggio ha determinato tuttavia un peggioramento significativo della situazione del settore della raffinazione, già compromessa dal crollo dei consumi, impattando soprattutto sulla raffinazione europea, i cui margini sono scesi a livelli critici. In particolare, il crack spread del gasolio, che aveva raggiunto un picco di 18,3 \$/bl nel IV trimestre 2019, ha registrato un netto e continuo calo fino ai 4,7 \$/bl (contro i 17,4 \$/bl del III trimestre 2019), del III trimestre 2020, valore che rappresenta un minimo decennale. E' di gran lunga un minimo decennale anche il valore medio annuo, che si è collocato a meno di 9 \$/bl, in calo del 48% sul 2019.

Per quanto riguarda invece il crack spread della benzina, in calo già dal III trimestre 2019, esso ha raggiunto un minimo nel II trimestre 2020 (appena superiore al minimo decennale del I trimestre 2019). Ma anche in questo caso è un minimo decennale il valore medio annuo, sceso al di sotto dei 5 \$/bl (-55% sul 2019).

Il blocco quasi totale del traffico aereo durante il 2020, ha fatto sì che il carboturbo sia stato in assoluto il combustibile più danneggiato dalla crisi pandemica: il relativo crack spread ha infatti toccato valori negativi, compresi tra 1 e 2 \$/bbl a maggio, giugno e settembre.

Il taglio della produzione di greggio da parte dei paesi OPEC+ ha fatto sì che una grande quantità di greggi medio-pesanti e ad alto contenuto di zolfo mancassero dal mercato, con un forte calo dell'offerta che ha portato fino a quotazioni a premio per i greggi pesanti. In questo modo gli impianti maggiormente sfavoriti sono state le raffinerie più complesse, che traggono il loro guadagno dall'acquisto di materia prima a minor costo (greggio di qualità medio-bassa) e rivendono i prodotti raffinati generati dalle efficienti tecniche di raffinazione. Così come previsto dallo scenario suggerito dall'entrata in vigore, dal 1 gennaio 2020, del nuovo regolamento IMO 2020 per l'utilizzo di carburanti per il bunkeraggio con tenore di zolfo inferiore al 0,5%, il differenziale Ural-Brent si è allargato nel corso del I trimestre 2020. A seguito di questa nuova norma si prevedeva infatti un calo della domanda dei greggi medio-pesanti ad alto tenore di zolfo e una conseguente riduzione del loro prezzo. Questo scenario è stato però modificato dal taglio della produzione OPEC e Russia, che ha eliminato dal mercato una grande quantità di greggio medio-pesante ad alto tenore di zolfo. Il differenziale Brent-Ural ha subito dunque una netta diminuzione a partire da aprile 2020, azzerandosi nel mese di maggio e raggiungendo valori negativi durante il periodo estivo. Il differenziale WTI-Brent, invece, si è

progressivamente ridotto, fino quasi ad azzerarsi nel mese di ottobre, evento che non accadeva dal 2016. Da novembre si è registrata infine una leggera ripresa sia del differenziale Ural-Brent sia del differenziale WTI-Brent, ma essi risultano ancora molto lontani dai valori dello stesso periodo dell'anno precedente (Figura 5-7).

Figura 5-7 - Crack spread sulla benzina e sul diesel (\$/bbl)

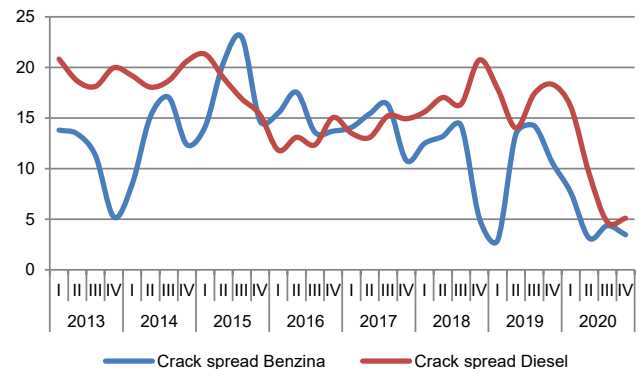
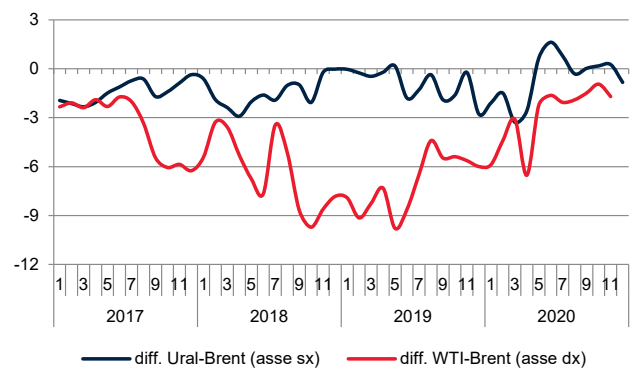


Figura 5-8 - Differenziale Ural-Brent e WTI-Brent (\$/bbl)



Valori negativi dei margini di raffinazione di riferimento

In seguito alle misure di contenimento della pandemia COVID-19, che hanno segnato un blocco prolungato dei trasporti su larga scala, la maggior parte delle raffinerie hanno ridotto in modo significativo la loro produzione, per contenere l'eccesso di offerta e il conseguente calo del valore di mercato dei raffinati. I tagli produttivi non sono però bastati ad evitare il calo del prezzo dei prodotti petroliferi, da cui è derivata una riduzione netta dei margini di raffinazione.

L'indicatore di riferimento EMC (Energy Market Consultants), dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo era in calo già nel IV trimestre 2019 (con una media pari a 0\$/bbl), in previsione dell'imminente entrata in vigore della regolamentazione IMO nel mese di gennaio 2020 e della attesa contrazione del crack spread del gasolio in ragione di crescenti volumi in arrivo dall'Asia.

Dopo i primi tre mesi del 2020, durante i quali l'EMC ha registrato era tornato su valori positivi (1,3 \$/bbl la media trimestrale), a partire dal II trimestre ha intrapreso una traiettoria discendente con picchi negativi a maggio e a giugno, e un valor medio del II trimestre pari a -1,8\$/bbl. Nel IV trimestre si è assistito a una marginale ripresa del margine EMC, ma la media trimestrale è rimasta ancora negativa (-1,0 \$/bbl), a testimonianza della difficile ripresa del mercato dei prodotti.

Anche le raffinerie di Sarroch del Gruppo Saras e le raffinerie del Gruppo Eni, che grazie alle caratteristiche di elevata flessibilità e complessità dei propri impianti, riescono generalmente a conseguire un margine di raffinazione superiore rispetto alla media, hanno mostrato importanti cali nei loro margini. Il margine Saras nel III trimestre si è contratto fino a -1,5 \$/bbl, sebbene nei primi due trimestri fosse riuscito a mantenersi sopra i 3 \$/bbl. Allo stesso modo, in un contesto caratterizzato dalla scarsità di domanda dei carburanti e da un elevato livello delle scorte, anche l'indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) ha subito una contrazione significativa, fino a registrare nel III trimestre valori che, confrontati con lo stesso periodo del 2019, rivelano un calo del 90%.

Nel confronto con le altre aree del mercato globale il margine di raffinazione del Mediterraneo, storicamente più basso (Figura 5-8), è l'unico ad essersi collocato in media d'anno su valori negativi (-0,6 \$/bbl). Passato in territorio negativo nel II trimestre ha infatti rimasto negativo per tutto l'anno, nonostante una leggera ripresa nell'ultimo trimestre. Il dato medio annuale risulta in costante calo dal 2017.

Il margine di raffinazione dell'area asiatica, anch'esso in calo dal 2017, ha subito un calo ulteriore all'inizio del 2020, soprattutto a causa della brusca frenata dei consumi petroliferi da parte della Cina, il primo paese ad essere colpito dalla pandemia COVID-19.

Il margine di raffinazione dell'Europa Nord Occidentale, che aveva chiuso positivamente il 2019, superando il margine asiatico, ha registrato un forte calo nel III trimestre 2020, raggiungendo valori negativi. Persino i margini di raffinazione di riferimento per gli USA, che dal 2012 si mantengono molto più elevati rispetto a quelli delle altre aree, hanno sofferto della riduzione dei margini di raffinazione diffusa su scala globale.

A novembre i segnali di una lieve ripresa nel settore della raffinazione

La forte contrazione del crack spread del gasolio ha colpito soprattutto le raffinerie che traevano profitto dalla lavorazione di greggio di bassa qualità trasformandolo in prodotti raffinati ad alto valore aggiunto, grazie all'elevata flessibilità e complessità degli impianti. In risposta a questo periodo di crisi alcune raffinerie nazionali, come quella Saras-Sarroch, hanno optato per un'anticipazione delle operazioni di manutenzione, in attesa della ripresa del mercato dei prodotti. La parziale

ripartenza dei consumi e della mobilità nel periodo estivo ha consentito una lieve ripresa dei margini di raffinazione e, di conseguenza, il settore della raffinazione nei principali paesi europei ha risposto con una rapida crescita delle quantità di greggio lavorate durante il III trimestre. Tale crescita ha però subito un nuovo forte rallentamento durante il IV trimestre, in seguito a una nuova ondata pandemica, che ha costretto i governi ad applicare ulteriori misure di contenimento, penalizzando, ancora una volta, i consumi petroliferi legati al settore dei trasporti.

Italia, Spagna e Gran Bretagna hanno chiuso l'anno con un calo delle quantità di greggio lavorato compreso tra il 15% e il 17% (Figura 5-10). Il paese europeo che ha risentito maggiormente della crisi delle attività di raffinazione è stata la Francia, che ha concluso il 2020 con un -30% rispetto al 2019. Viceversa, la Germania è riuscita a gestire meglio la situazione di crisi, registrando appena un -3% rispetto all'anno precedente.

Figura 5-9 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bbl; N.B. per il IV trimestre dati parziali)

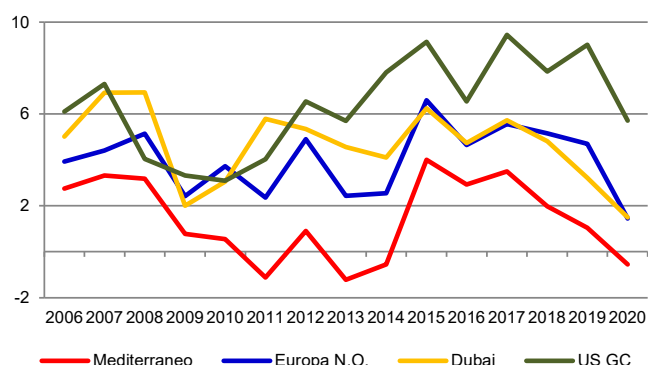
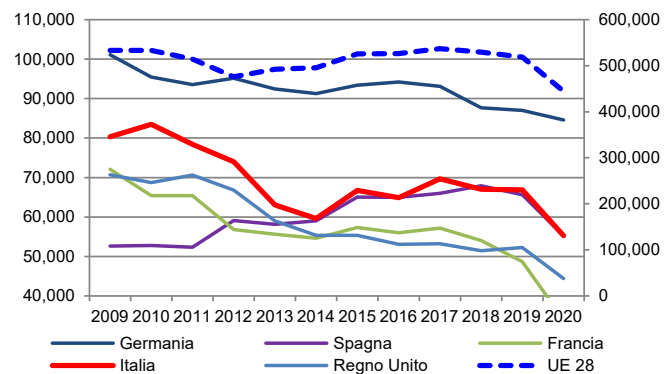


Figura 5-10 - Lavorazioni di petrolio greggio in raffineria per singolo paese (kt, asse sx) e totale UE 27 (kt, asse dx) - (N.B.: per il IV trimestre dati parziali)



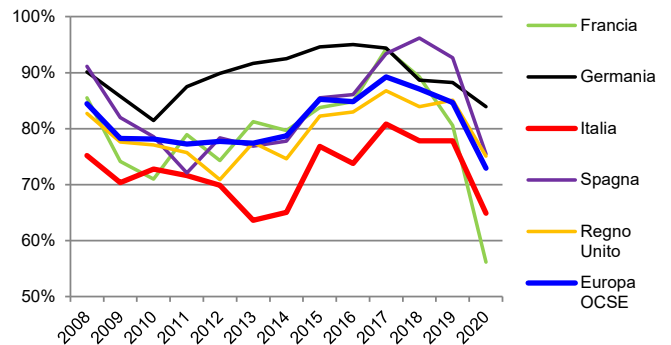
Minimi storici nei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione dell'Europa Occidentale

Il crollo della domanda di prodotti petroliferi ha provocato un brusco accumulo di scorte di raffinati, fino a saturare la capacità di stoccaggio disponibile presso i depositi e obbligando in alcuni casi allo stoccaggio "galleggiante", ovvero su navi petrolifere. La curva temporale dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione segue lo stesso trend osservato per la quantità di greggio lavorata: dopo il un generale calo contenuto nel 2019, la crisi pandemica ha determinato una drastica riduzione dell'attività di raffinazione in tutti i paesi europei. In un contesto di eccesso di offerta le raffinerie hanno infatti reagito su scala globale tagliando quanto possibile le lavorazioni o chiudendo provvisoriamente gli impianti. In pochi mesi, sono stati raggiunti i minimi storici degli ultimi dieci anni: in Francia, in primis, ma anche in Italia, Regno Unito e Spagna la diminuzione del tasso di utilizzo degli impianti è stata rapidissima.

Una generale lieve ripresa congiunturale si è verificata nel III trimestre, ma il IV trimestre ha segnato un nuovo ulteriore calo di tutti i tassi di utilizzazione europei. Anche la Germania, che fino al III trimestre era riuscita a mantenere un buon tasso di utilizzo (con una media dell'85% nei primi nove mesi dell'anno), ha subito una contrazione nel mese di Dicembre, che ha abbassato la media trimestrale a circa l'80% (contro il 90% del IV trimestre del 2019).

I dati medi annui evidenziano la drastica contrazione subita dal settore di raffinazione nell'area europea durante il 2020. La media annua relativa all'Italia è scesa dall' 80% del 2019 al 65% del 2020, mentre la Spagna è scesa al di sotto dell' 80% dal 94% del 2019. La Francia è in assoluto il paese più colpito, con una perdita di circa 30 punti percentuali rispetto al 2019, con un tasso di utilizzo annuo pari ad appena il 56% (Figura 5-11). Il Regno Unito segue l'andamento degli altri paesi europei ma con un calo percentuale meno significativo (dall' 85% al 75%). Viceversa, la Germania è l'unica ad aver mantenuto un buon livello di utilizzo degli impianti, ben al di sopra la soglia dell' 80%.

Figura 5-11 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (N.B.: per il IV trimestre dati parziali)



5.2 Sistema del gas naturale

La domanda di gas in Europa

La domanda complessiva annua di gas in Europa nel 2020 è ammontata a 461,4 mld di m³, in diminuzione del 5,2% dai 486,5 del 2019 (Figura 5-12). Il deficit è tuttavia essenzialmente ascrivibile al primo semestre, essendosi chiuso il secondo pressoché sugli stessi livelli di quello corrispondente del 2019 (-0,5%), così come è quasi invariato anche il raffronto tra i quarti trimestri dei due anni (-1%).

A livello settoriale, nel quarto trimestre dopo un recupero estivo la generazione elettrica torna a un saldo negativo (-3,2 mld m³) comparabile con quello del secondo, mentre viceversa gli altri usi proseguono il lento recupero iniziato nel precedente trimestre (+1,9 mld m³). Su base annua, si può affermare che mentre la generazione elettrica si è dimostrata più resiliente esibendo consumi con una variabilità piuttosto contenuta e solo marginalmente negativi, gli usi industriali e residenziali hanno invece dato luogo a due semestri contrapposti: il primo corrispondente a un crollo (nell'ordine dei 20 mld di m³), il secondo con un timido recupero (+3 mld).

La generazione da gas è diminuita soltanto del 4% nel 2020, ma con un forte recupero nel secondo semestre dopo il -20% registrato nel primo. Ciò riflette l'andamento contrapposto di molte variabili registrato nel corso del 2020. Nella prima parte dell'anno è stata determinante la concomitanza di almeno due fattori penalizzanti nell'ambito della produzione elettrica: la domanda di elettricità (diminuita anch'essa su base annua del 4%, passando tuttavia da un picco negativo pari a -13% in aprile al recupero dei livelli pre-Covid all'inizio dell'inverno); ed il forte aumento concorrenziale della produzione da rinnovabili, in particolare l'eolico (+9%) ed il solare (+15%), che insieme nel 2020 sono arrivate a generare circa un quinto dell'elettricità europea contribuendo all'inedito sorpasso delle fonti rinnovabili su quelle fossili (38 vs. 37%). Di contro, nella seconda parte dell'anno, sono prevalsi altrettanti elementi a favore che hanno interagito in modo univoco: il notevole aumento dei prezzi dei permessi di emissione, temporaneamente crollati in primavera per poi aggiornare costantemente i massimi storici; ed il contemporaneo livello dei prezzi del gas, ai minimi storici e con differenziali tra i vari hub quasi annullatisi. Ciò ha determinato che il minor ricorso ai combustibili fossili con lo *switch* a favore delle rinnovabili si sia essenzialmente concentrato sul carbone (in particolare in alcuni Paesi come Germania e Regno Unito), senza invece più riflettersi - praticamente in nessun Paese - sull'utilizzo del gas, la cui domanda è poi invece stata sostenuta anche per sopraggiunte ragioni climatiche.

A livello di consumi mensili, rispetto alla media storica quinquennale il 2020 (Figura 5-13) ha avuto un andamento altalenante replicando quello del 2019: inizialmente l'effetto della pandemia li ha riportati nettamente all'interno dell'intervallo delimitato dai valori minimi e massimi mensili registrati negli ultimi cinque anni (-12,3% il dato del II trimestre 2020 rispetto al 2019), per poi fuoriuscirne nel corso dei mesi estivi (con un recupero fino al -2% tendenziale) e infine riportarsi nuovamente al di sotto dei valori massimi nel quarto trimestre dell'anno (-10,8%).

Il PIL europeo, secondo le stime preliminari Eurostat, ha segnato nel quarto trimestre un calo pari a -0,6% nell'area euro e al -0,4% in area UE facendo seguito al forte rimbalzo del terzo trimestre (rispettivamente +12,4 e +11,5%), che a sua volta seguiva le diminuzioni del secondo, le più nette mai registrate dall'inizio delle serie temporali nel 1995 (-11,7 e -11,4%). Si conferma dunque anche nell'ultimo trimestre 2020 un andamento concorde – seppur con diversa intensità - tra consumi di gas e andamento economico, ritrovato a partire

dall'avvio della pandemia dopo un trend pluriennale di disaccoppiamento tra le due variabili.

Figura 5-12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

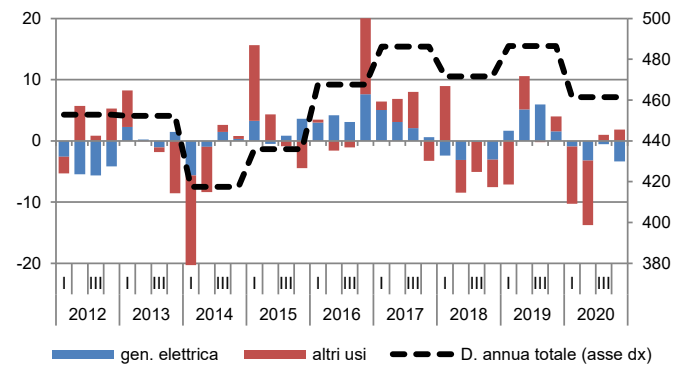
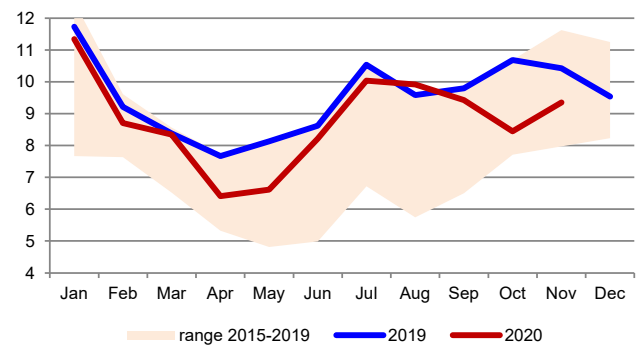


Figura 5-13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)



Le importazioni di GNL in Europa

Le importazioni europee di GNL nell'ultimo trimestre hanno subito una pesante contrazione rispetto al corrispondente periodo del 2019, passando da 30,6 a 20,6 mld di m³ (-32,7%), acutizzando in misura fortissima l'ampliamento del trend negativo iniziato già nel secondo trimestre (-8,3%) e proseguito nel terzo (-12,7%), dopo una crescita pluriennale che era culminata all'inizio del 2020 (Figura 5-14). Su base annua il 2020 fa registrare una diminuzione complessiva pari a circa -10% rispetto al 2109 (102,1 mld m³ contro 113,6).

Lo spread tra i prezzi spot del GNL sui mercati asiatici ed il TTF ha visto tra il III e il IV trimestre dell'anno un forte aumento medio (da 4 a 5,7€). L'andamento annuale dello spread è risultato estremamente variabile, configurandosi a forma di W, con un picco iniziale a gennaio, un crollo nei mesi primaverili, un nuovo picco nel bimestre giugno-luglio intorno ai 7 €, una nuova discesa autunnale ed infine un'impennata sui massimi annuali a dicembre fino ad 8€, corrispondenti ai livelli maggiori degli ultimi 3 anni. La notevole correlazione inversa osservata nell'ultimo trimestre tra spread ed import si spiega non tanto con una minor convenienza di quest'ultimo, ma con un vero e proprio razionamento forzato delle forniture a livello globale da parte dei Paesi esportatori i quali, a fronte di una improvvisa intensità della domanda registrata ovunque per motivi climatici, hanno privilegiato l'offerta sui mercati asiatici. Questo è dimostrato sia dal massiccio ricorso europeo agli stoccaggi – favorito anche dai livelli mediamente alti ai quali si trovavano fin dal 2019 in seguito a una situazione opposta di strutturale eccesso di offerta – sia dal fatto che in termini assoluti i prezzi del GNL hanno comunque subito un forte aumento anche al TTF, sebbene minore che sui mercati asiatici (da cui l'aumento dello spread).

Il 2020 si può pertanto dividere in due parti. Nel primo semestre, a causa della sopraggiunta pandemia e il conseguente crollo della domanda, si è estremizzato il paradigma del mercato europeo come meccanismo di bilanciamento dell'eccesso strutturale di offerta di GNL. Questo è dimostrato da un crollo della domanda di gas (su base media trimestrale) pari a -25,3% tra primo e secondo trimestre, a cui si è accompagnata una diminuzione dell'import di GNL molto meno che proporzionale: "soltanto" dell' 11%. Ciò è avvenuto in parte grazie al ricorso alle capacità di stoccaggio portate ai massimi livelli di saturazione, in parte rinunciando all'import da gasdotti, divenuto meno competitivo rispetto ai prezzi del GNL. Nella seconda parte dell'anno è avvenuto prima un aggiustamento dell'offerta, sopportato principalmente dai Paesi esportatori (sia Usa che Russia) i quali hanno rinunciato ad adeguare elasticamente le quantità al livello dei prezzi pur di sostenere le quotazioni; strategia questa che in seguito, nell'ultimo trimestre, con il rimbalzo generalizzato della domanda per motivi climatici ha portato a una situazione opposta di carenza di offerta, la quale si è dovuta ripartire tra i mercati europei ed asiatici privilegiando questi ultimi data la maggiore risalita dei prezzi spot. Il crollo dell'import europeo di GNL nel quarto trimestre è stato tale da riportarlo così per la prima volta nuovamente entro i limiti del range quinquennale (Figura 5-15), dai quali era nettamente e costantemente fuoriuscito fin dal 2018.

Figura 5-14 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

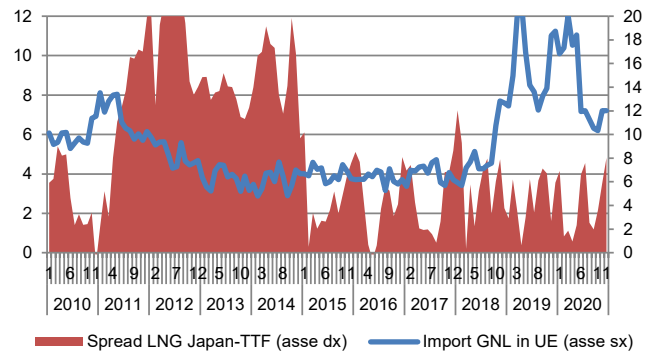


Figura 5-15 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

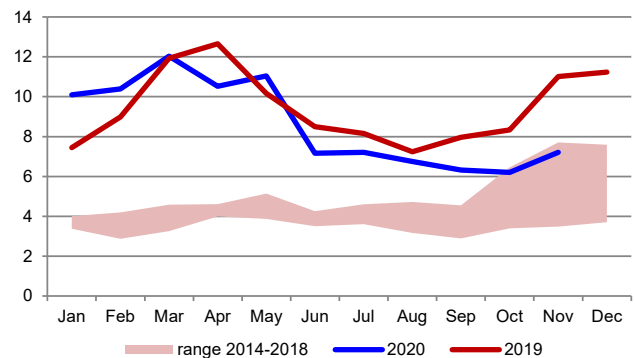
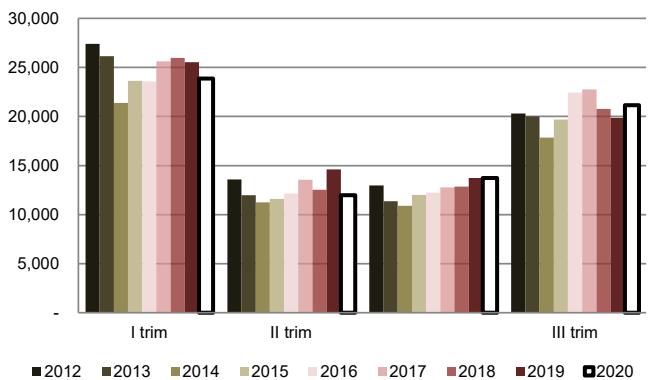


Figura 5-16 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)



Domanda di gas in Italia

I consumi complessivi di gas in Italia su base annuale ammontano a 70,7 miliardi di m³, in calo del rispetto ai 73,8 del 2019 (-4,2%). Il quarto trimestre ne ha fatti registrare per 21,15 miliardi di m³, con un incremento del 6,4% rispetto al quarto trimestre 2019 (v. fig. 5-16). Si tratta dell'unico trimestre del 2020 che abbia conseguito un progresso sull'anno precedente, dopo un terzo invariato ed i due precedenti entrambi in calo; allo stesso tempo, tuttavia, in un'ottica pluriennale, il rimbalzo nella parte finale dell'anno – corroborato dal seguito in avvio del 2021 – permette di inquadrare il primo semestre dell'anno come una parentesi nell'ambito di un trend strutturale di crescita iniziato fin dal 2014 e che pertanto, al momento, appare ripristinato.

Rispetto alla media decennale e a livello settoriale (Figura 5-17), nel quarto trimestre rispetto a quello precedente si è registrato un ritorno verso la media per il settore industriale – dove si è passati da un incremento di 124 ad 80 milioni di m³ – e un deficit nel termoelettrico, dove un surplus pari a 433 milioni di m³ si è trasformato in un deficit di 258 (in particolare a causa del valore nettamente negativo del mese di ottobre).

Tra le fonti di approvvigionamento la Russia si conferma il principale fornitore (43% del gas importato in Italia). In ripresa in gas algerino

Dal lato dell'offerta e degli approvvigionamenti (Figura 5-18), le importazioni italiane di gas nel 2020 sono ammontate complessivamente a circa 65,9 miliardi di m³, in diminuzione del 6,7% rispetto ai 70,6 del 2019. Il quarto trimestre si chiude su livelli pressoché invariati rispetto a quello corrispondente del 2019, ed è l'unico a farlo, poiché tutti i trimestri precedenti registrano deficit variabili in un range tra il 10 (primo e secondo) ed il 6,5% (il terzo). Va però notata la dinamica in controtendenza del GNL, che proprio nel quarto trimestre registra la contrazione maggiore (-20% a/a), di gran lunga più incisiva rispetto alla restante parte dell'anno (quando si era mantenuta circa tra -3 e -11%). Di contro, sempre nel quarto trimestre, aumentano del 6% a/a le importazioni da gasdotti russi, sebbene anch'esse con un saldo annuale negativo pari a -4,7%. Si è pressoché azzerato il contributo delle importazioni dal Nord Europa nel quarto trimestre (in particolare ad ottobre e novembre a Passo Gries), portando così la riduzione su base annua a -22,7% (tuttavia, calcolata più ragionevolmente sui primi tre trimestri, sarebbe pari a -6%). Aumenta del 17,8% l'import dall'Algeria sull'arco dell'anno, ma in particolare con un fortissimo rimbalzo nel secondo semestre (+79%) e ancor più nell'ultimo trimestre (+68,9% rispetto al terzo e addirittura +110,7% rispetto al quarto trimestre 2019), essenzialmente per l'effetto della inedita convenienza relativa dei contratti indicizzati al petrolio dovuta sia all'incorporazione ritardata del crollo dei prezzi di quest'ultimo, sia alla contemporanea impennata dei prezzi spot del GNL. Pesante contrazione su base annua, infine, anche per l'import dalla Libia (-21,7%), sebbene con una sostanziale stabilizzazione tra i due ultimi trimestri. Stabile nel corso del 2020 anche la produzione nazionale, sebbene su livelli inferiori a quelli degli anni precedenti.

Dal punto di vista della diversificazione, la Russia si conferma come principale Paese di approvvigionamento (con un lieve incremento dal 42 al 42,9% dell'import su base annua), mentre l'Algeria passa su base annua dal 12,2% del 2019 al 18,5% del 2020, ma addirittura al 25,3% nel secondo semestre (con un incremento dell'incidenza rispettivamente del 50 e del 100%).

In ottica di lungo periodo (Figura 5-19), l'import dalla Russia termina l'anno a 77 Mld m³, in calo rispetto agli 81 del 2019 ma comunque leggermente sopra la media decennale e in via di stabilizzazione negli ultimi due trimestri dell'anno. Anche il GNL chiude il 2020 in leggero deficit rispetto al 2019 (36 mld m³ da 38) restando comunque ampiamente sopra la media

storica (23). L'import dal Nord Europa chiude il 2020 in notevole flessione, scendendo anche sotto la media decennale, mentre di contro si assiste nell'ultimo trimestre al forte recupero delle importazioni algerine – già iniziato nel terzo trimestre – da 27 a 33 mld m³, pur non riuscendo a colmare il gap negativo accumulato negli anni precedenti e restando quindi circa il 25% al di sotto della media storica. Resta stabile il gas libico.

Figura 5-17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

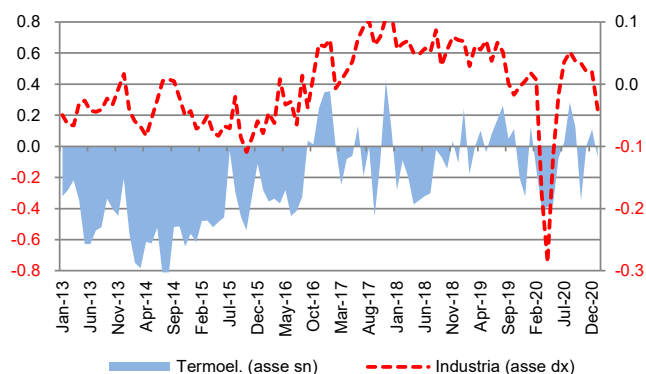


Figura 5-18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)

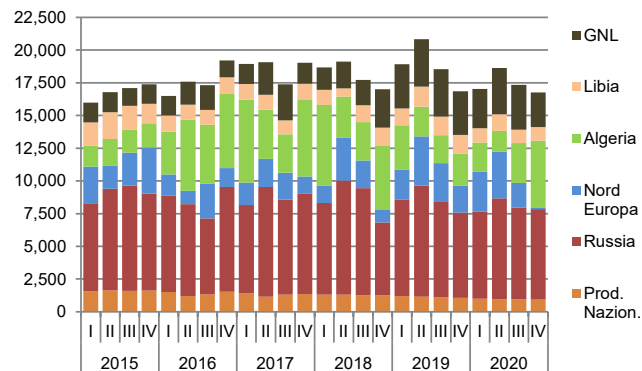
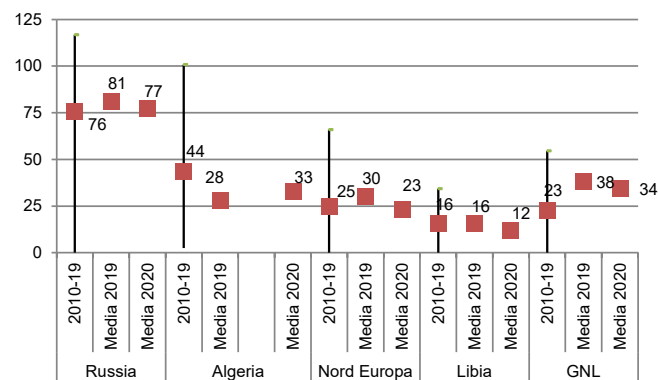


Figura 5-19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2019 e valori medi del 2019 e 2020 (MSm³)



Indicatori di sicurezza del sistema energetico italiano: dipendenza, diversificazione, stabilità politica dei fornitori

Il calo della domanda di gas registrato nel 2020, pur storicamente significativo, è stato pari a circa 1/3 di quello registrato dai consumi petroliferi, a circa 1/4 del calo dei consumi di carbone. Ne è quindi derivato un notevole rafforzamento del peso del gas nel mix nazionale di energia primaria, tanto da collocarlo ormai ampiamente al di sopra della quota del petrolio (37% contro 31%; vedi cap. 4). Questo dato consolida ulteriormente il divario fra la notevole incidenza del gas in Italia e quella che si registra negli altri maggiori Paesi europei, sebbene anche in questi paesi la quota del gas sia in ascesa.

Combinato con la perdurante forte dipendenza dalle importazioni estere (95,5%), questo fattore conferma la necessità per il sistema energetico italiano di una particolare attenzione rispetto alle potenziali fonti di vulnerabilità, pur in un contesto di prospettive di domanda che anche nel breve-medio periodo difficilmente prevedono un trend di crescita.

Dal lato delle fonti di approvvigionamento l'ultimo biennio è stato caratterizzato da una significativa evoluzione del mix geografico che almeno teoricamente ha portato a una moderazione della vulnerabilità potenziale. Accanto al gas di provenienza russa (che era e resta la fonte di approvvigionamento principale) la forte crescita delle importazioni di GNL, che si può considerare più affidabile in virtù dell'attuale abbondanza di offerta e delle provenienze diversificate, si è riflesso in un miglioramento dell'indice della stabilità politica dei Paesi fornitori (con un suo calo), che pondera il rischio geopolitico del Paese di provenienza del gas per l'incidenza delle sue forniture sul totale. Le modificazioni delle provenienze dell'import di gas avvenute nell'ultimo trimestre 2020 hanno però comportato un nuovo brusco significativo peggioramento dell'indicatore in questione, di cui sarà da valutare la persistenza nei prossimi mesi. Il valore dell'indicatore (Figura 5.21) si è portato a 3,86, sostanzialmente ai massimi degli ultimi sei anni e all'estremo superiore del range pluriennale, per di più balzando in un solo trimestre dai minimi dello stesso range (cioè dall'estremo inferiore) a cui si era invece spinto nei trimestri centrali dell'anno. Ciò è dipeso dall'effetto di sostituzione di una significativa quota di import di GNL con il gas algerino, per le ragioni descritte in precedenza. In un'ottica più ampia, pur rimanendo intatto il trend laterale che vede l'indicatore di sicurezza oscillare da anni tra 3 e 4 – prospettiva destinata al momento a perdurare - si è tuttavia bruscamente interrotto il trend strutturale di costante discesa iniziato dall'inizio del 2019 in concomitanza col forte incremento dell'import di GNL.

Figura 5-20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)

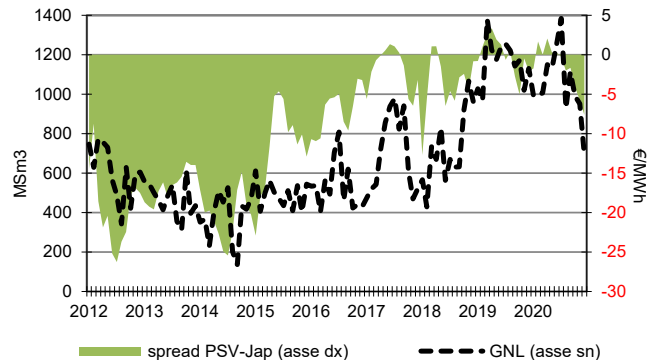


Figura 5-21 - Indice di dipendenza dal gas naturale importato, ponderato con il peso del gas nel mix di energia primaria

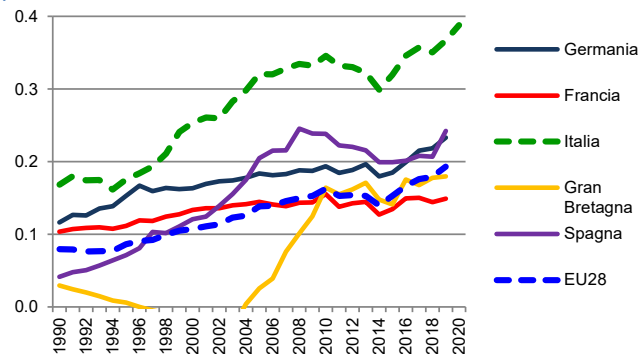
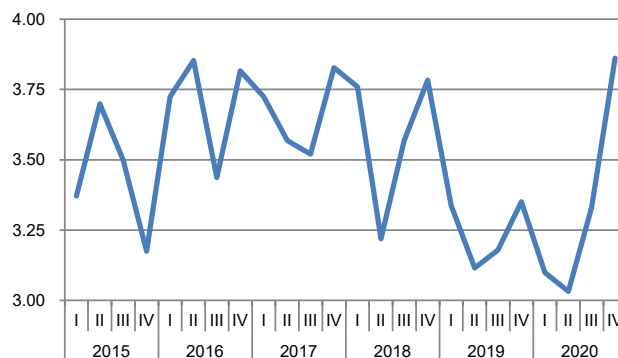


Figura 5-22 - Indicatore della stabilità dei fornitori di gas naturale in Italia



L'indice N-1 beneficia dell'entrata in funzione del TAP, ma le prospettive della domanda rendono tranquillizzante il quadro

Un criterio fondamentale utilizzato in sede UE per la valutazione della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale è quello del rispetto della cosiddetta Regola N-1, nel quale si combinano due elementi, l'offerta e la domanda.

Dal lato dell'offerta, la novità del 2020 è l'entrata in funzione del gasdotto TAP, che come previsto nel "Piano di Azione Preventiva per il Sistema Italiano del Gas Naturale" (Allegato 1 al D.M. 18 dicembre 2019), ha determinato un significativo miglioramento dell'indice N-1 italiano, tale che il sistema gas italiano dovrebbe ora essere in grado di garantire il soddisfacimento della domanda in tutte le condizioni considerate negli scenari di rischio, che includono criticità sul lato dell'offerta per rischi di fornitura e sul lato della domanda per condizioni climatiche eccezionali, in casi particolari anche incrociate.

E' dunque superata la condizione degli ultimi anni, più volte richiamata in questa sede, di rispetto solo formale della regola N-1 da parte dell'Italia, perché il valore dell'indice facilmente scendere sotto la soglia del 100% non appena la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata non fosse risultata sempre contemporaneamente disponibile.

Dal lato della domanda un elemento forse significativo dell'anno è stato il nuovo minimo di lungo periodo della punta di domanda di gas per riscaldamento domanda, dopo che già il 2019 aveva fatto registrare un minimo decennale. La punta di domanda delle reti di distribuzione si è infatti fermata a 213 milioni di m³, 90 milioni di m³ in meno dei consumi registrati a febbraio 2012, quando una situazione seriamente critica per il sistema gas. Da allora il massimo valore giornaliero dei consumi di gas delle reti di distribuzione è stato pari ai 262 milioni di m³ del 28 febbraio 2018, sebbene questo dipenda evidentemente anche dal fatto che non si sono più registrate le condizioni di freddo intenso, prolungate per più giorni, di febbraio 2012.

E' diverso il caso termoelettrica, la cui punta di domanda è rimasta anche nel 2020 non lontana dai massimi di lungo periodo, occorsi sempre in occasione della situazione di criticità di febbraio 2012 (108 milioni di m³ giornalieri rispetto a 113).

Comunque, nel complesso la punta di domanda giornaliera complessiva è rimasta nel 2020 su livelli molto inferiori ai massimi storici, come anche al valore di 439 milioni di m³ utilizzati per il calcolo dell'indice N-1.

Si riduce lo spread PSV-TTF. Fasi di inversione di segno a fine anno

Lo spread PSV-TTF ha proseguito ed estremizzato anche nel IV trimestre dell'anno il processo di discesa che ha caratterizzato l'intero anno 2020, portandosi su base trimestrale a un nuovo minimo di 0,14 €/MWh, e segnando addirittura un valore negativo su base mensile (ad ottobre) pari a -0,19. In questo processo di avvicinamento, ha probabilmente avuto un ruolo l'entrata in funzione di una nuova rotta di approvvigionamento, il gasdotto TAP, che ha reso meno marginale la rotta nordeuropea. Sebbene i segnali parziali dell'inizio del 2021 sembrano indicare una nuova riapertura del differenziale PSV-TTF:

Su base annua lo spread è ammontato in media a 1,23 €/MWh, un valore più più che dimezzato rispetto ai 2,69 del 2019, e mai così basso dal 2013 (1,06).

Lo spread tra PSV e prezzo del GNL importato in Giappone ha raggiunto nel IV trimestre un picco negativo di 5,85 €/MWh come media trimestrale (da -1,31 del III trimestre) e di -7,64 €/MWh nel mese di dicembre: questo si è accompagnato a una forte diminuzione dell'import di GNL, da 1141 ad 880 milioni di m³ (-23%). Su base annua il 2020 si chiude con una media pari a -1,58 €/MWh, in ampliamento rispetto ai -0,1€

del 2019 che però aveva costituito l'anomalia degli ultimi anni. L'anno ha visto tuttavia due semestri tra loro contrapposti : mentre nel primo lo spread si è mantenuto poco sopra la parità (0,41 €/MWh con un picco positivo ad aprile), nel secondo esso è stato decisamente negativo (-3,58 €), riflettendo l'accelerazione dei prezzi del GNL sui mercati asiatici rispetto a quelli europei.

Il IV trimestre ha quindi visto interrompersi il trend di convergenza di tutti gli spread bilaterali che aveva caratterizzato il trimestre precedente.

Figura 5-23 – Punta di domanda giornaliera dei settori termoelettrico e delle reti di distribuzione

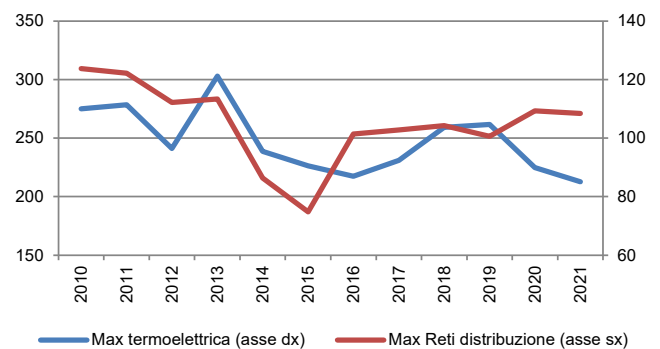
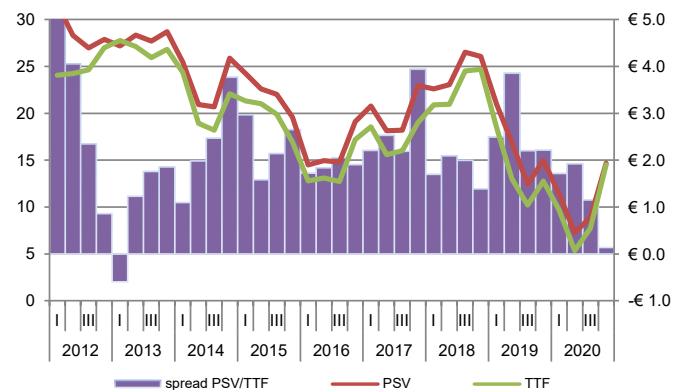


Figura 5-24 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



5.3 Sistema elettrico

Nel 2020 domanda elettrica in calo del 5,3%, ma concentrato nei mesi del lockdown di primavera

La crisi sanitaria ha avuto un impatto rilevante sulla sicurezza del sistema elettrico, sebbene concentrato prevalentemente nelle settimane del lockdown di primavera. Complessivamente, nel 2020 la domanda di energia elettrica è stata pari a 302,8 TWh, con un calo di quasi 17 TWh (-5,3%) rispetto al 2019, calo che interrompe il trend di moderata crescita degli ultimi anni. Si tratta però di una flessione sostanzialmente inferiore a quello dei consumi totali di energia, e derivante per buona parte dal crollo di marzo ed aprile, quando la chiusura delle attività produttive ha ridotto i consumi elettrici industriali di circa il 30%. Con il progressivo allentamento delle misure il sistema elettrico è infatti rapidamente tornato a una situazione di relativa "normalità": dal -14% del II trimestre si è passati al -2,5% del III e al -0,4% del IV, con variazioni positive a novembre e dicembre (Figura 5-25).

La Figura 5-26 conferma che l'anomalia dell'andamento della richiesta di energia elettrica è limitata ai mesi marzo-giugno, unici mesi nei quali la richiesta osservata è risultata significativamente inferiore al valore previsto sulla base di un modello econometrico stimato su dati limitati al 2019 (ignorando dunque cosa sarebbe accaduto nel 2020).

I dati relativi al picco di domanda mensile accentuano quanto visto a proposito della richiesta totale: il picco di domanda si è discostato in misura rilevante dal minimo decennale solo ad aprile (quando è sceso a 37,5 GW, ben 7 GW in meno rispetto al precedente minimo decennale), mentre in tutti gli altri mesi dell'anno si è collocato vicino o anche superiore ai minimi decennali (Figura 5-27). La punta dell'anno è risultata pari a 55.450 MW (30 Luglio tra le ore 15 e le 16), quasi 3 GW in meno rispetto al picco di luglio 2019 ma pienamente all'interno dell'intervallo definito dai valori minimi e massimi decennali. Anche nella fase di contenimento forzato dei consumi l'evoluzione della domanda di picco sembra dunque seguire un trend più sostenuto di quello della richiesta totale.

Nel 2020 nuovi massimi storici per le quote di produzione da fonti rinnovabili ed intermittenti

Il crollo della domanda nei mesi del lockdown di primavera ha portato a nuovi massimi storici sia la produzione totale da fonti energetiche rinnovabili (FER), che ha superato a maggio la quota del 50% della richiesta (Figura 5.28; massimo precedente il 47% di maggio 2014), sia la produzione delle sole fonti intermittenti (Figura 5-29), che ad aprile e maggio ha superato il 20% della richiesta (sebbene il valore assoluto su base mensile sia rimasto al di sotto dei 4,8 TWh del marzo 2019). Il citato ritorno alla "normalità" della domanda nei mesi successivi ha invece comportato anche per la produzione da FER il ritorno su valori in linea con l'evoluzione di medio periodo: la quota di FER è tornata infatti all'interno dell'intervallo definito dai valori minimi e massimi pluriennali, per tornare leggermente al di sopra del massimo pluriennale solo a ottobre (Figura 5-26).

Complessivamente nel 2020 la quota di domanda totale annua coperta dalle FER ha raggiunto il 38,2%, un valore inferiore al massimo storico registrato nel 2014 (38,6%), quando era stata maggiore la produzione idroelettrica (al 19% della domanda contro il 16% del 2020). E' invece un nuovo massimo storico la quota del 14,6% coperta dalle sole fonti intermittenti (massimo precedente il 13,9% del 2019).

La generazione termoelettrica ha coperto nell'anno il 57,9% della richiesta, un valore lontano dal massimo decennale (67% nel 2010), e ancor più dai valori del primo decennio del secolo (superiori al 70%, ma comunque ben superiore al minimo storico (53,8% nel 2014). In effetti anche nel II

trimestre la quota della termoelettrica è scesa "solo" al 54%, un valore superiore al 48% del II trimestre 2018, perché era stato necessario fare spazio alla flessibilità e programmabilità della generazione termoelettrica riducendo drasticamente le importazioni nette (-71% rispetto a un anno prima).

Figura 5-25 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

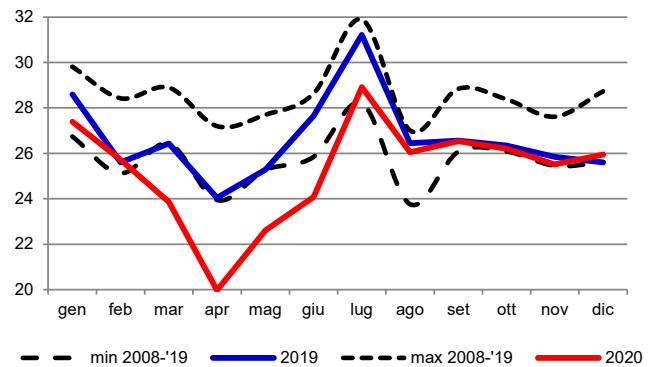


Figura 5-26 - Richiesta di energia elettrica osservata nel 2020 e previsione ex-ante con modello a 12 passi in avanti (GWh)

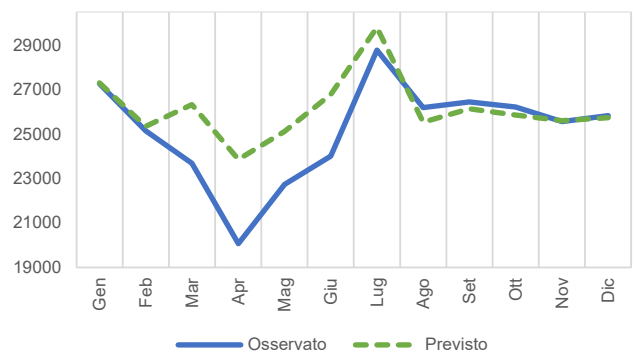


Figura 5-27 - Punta di domanda in potenza (GW)

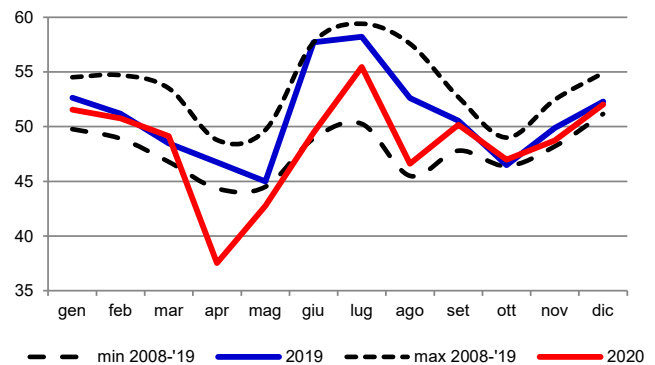
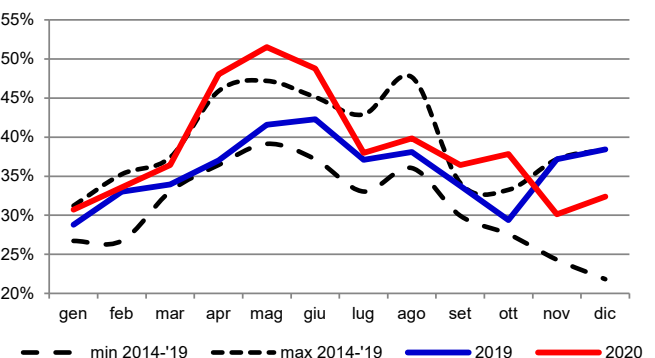


Figura 5-28 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)



La Figura 5-30 evidenzia come la variazione del mix di vendite sulla borsa elettrica nell'insieme dell'anno sia stata molto più contenuta di quella registrata nel II trimestre, quando a fare posto alla forte crescita del peso delle rinnovabili (+9% del mix) erano state in primis le importazioni e in misura minore il gas. Nell'insieme del 2020 l'aumento della quota di vendite di elettricità da FER è stata invece molto più contenuta, mentre è divenuta nulla la variazione delle vendite di elettricità da gas.

Nel 2020 anticipazione delle problematiche del sistema elettrico del 2030

A seguito dello shock di domanda il sistema elettrico è venuto improvvisamente a trovarsi in una condizione prossima a quella che dovrebbe derivare nel medio periodo (2030) dal percorso di decarbonizzazione, con la necessità di garantire la gestione in sicurezza del sistema pur in presenza di quote elevate di rinnovabili non programmabili, con il rischio di mancanza di risorse flessibili e riduzione di inerzia, margini di riserva e risorse regolanti.

Secondo le stime ENEA, nel 2020 la quota di domanda coperta dalle fonti rinnovabili su base giornaliera è arrivata a rappresentare i 2/3 della richiesta (il primo maggio), e tra queste le sole fonti intermittenti si sono avvicinate al 40% della richiesta. Su base oraria la copertura della domanda da rinnovabili ha raggiunto valori dell'ordine del 90%, mentre la massima quota oraria di fonti intermittenti ha raggiunto il 70%. La Figura 5-31 mostra come non si sia trattato semplicemente di valori estremi, perché anche il valore soglia che individua lo 0,5% delle ore di massima penetrazione sia delle FER sia delle FRNP ha raggiunto nel II trimestre valori ben superiori a quelli registrati in passato. La stessa Figura 5-31 mostra anche come nella seconda metà dell'anno la percentuale di massima penetrazione di FER e FRNP sia tornata su valori pienamente in linea con gli anni precedenti.

I nuovi record di penetrazione oraria della produzione intermittente hanno portato a nuovi massimi anche gli indicatori di variabilità di quest'ultima, variabilità che tende a rendere necessario aumentare il fabbisogno di riserva per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Nel 2020 la massima variazione oraria positiva della produzione da fonti non programmabili, calcolata in percentuale del carico, è arrivata a sfiorare il 20% del carico, la massima variazione oraria negativa il 15% del carico.

Cambiamento della domanda residua limitato al II trimestre. Resta il rischio di carenza di risorse di downward regulation

La peculiarità dell'anno appena trascorso è ben sintetizzata dalla curva media oraria della domanda residua, cioè la domanda al netto della produzione da FRNP, il cui profilo è stato nel II trimestre significativamente diverso da quello degli ultimi anni, mentre la stessa curva calcolata sull'intero 2020 risulta simile a quello degli ultimi anni, solo traslata verso il basso a causa del calo della domanda totale (Figura 5-33). La curva del carico residuo relativa al solo II trimestre mostra invece una notevole accentuazione della distanza tra il minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale, fonte di possibili rischi di carenza di capacità di downward regulation (come evidenziato nel Seasonal Outlook 2020 di ENTSO-E), da cui il rischio di taglio della generazione inflessibile. Nel II trimestre il valore minimo medio della domanda da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata è sceso sotto i 20 GW, contro i 25 GW del II trimestre 2019, mentre i massimi serali medi si sono attestati a poco meno di 30 GW, per cui la risalita pomeridiana media della domanda residua ha avvicinato gli 11 GW, e superato i 13 GW nei giorni festivi (quando la minima domanda media giornaliera è scesa a valori non molto superiori ai 10 GW; per un'analisi del modo in cui il sistema ha fronteggiato questa

situazione si rimanda al numero 2/2020 dell'Analisi trimestrale ENEA).

Figura 5-29 - Produzione elettrica da rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)

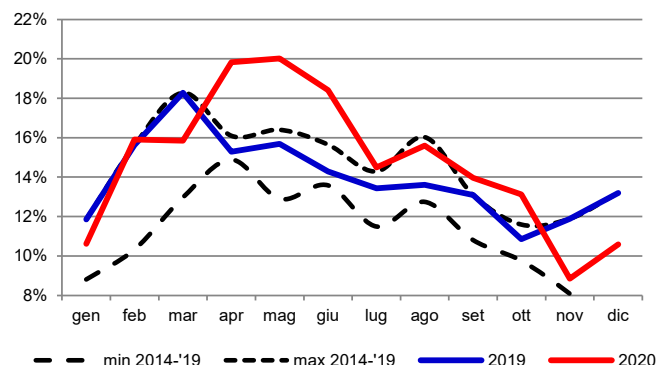


Figura 5-30 - Variazione della quota % di vendite sul MGP per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte - Il trimestre 2020 rispetto al II trim. 2019 (asse dx)

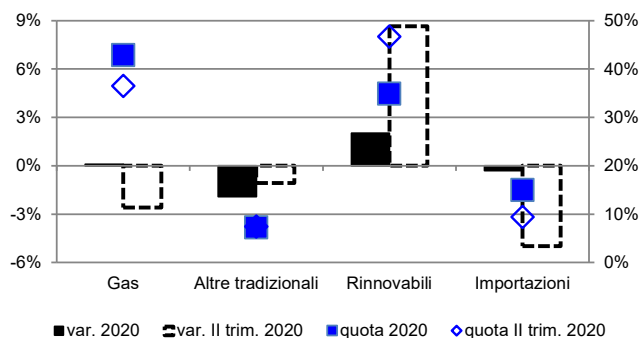


Figura 5-31 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,5% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

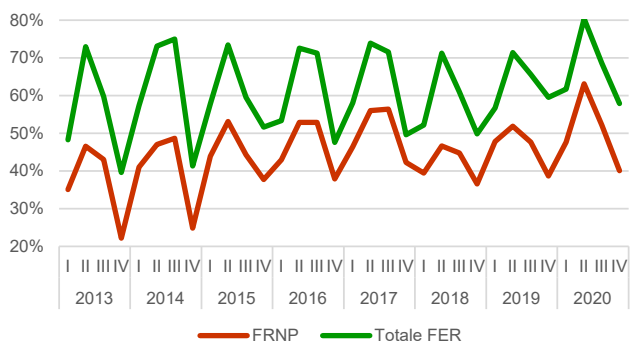
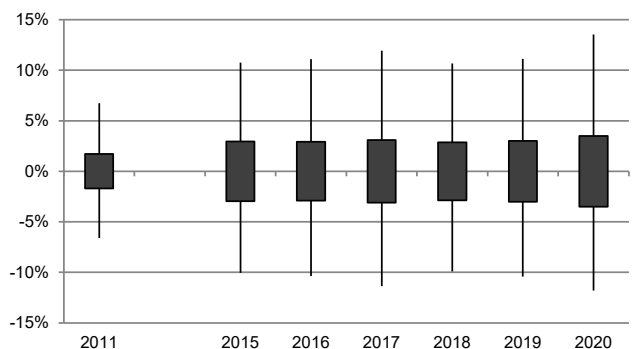


Figura 5-32 - Variazione oraria della produzione intermittente (% sul carico) - valori minimi, massimi e deviazione standard



Anche l'ultimo Winter Outlook di ENTSO-E segnala il rischio di problemi per la *downward regulation* nelle settimane tra la fine del 2020 e l'inizio del 2021, caratterizzate da molti giorni festivi, con la possibile necessità, per garantire la sicurezza del sistema, di interventi del gestore della rete, come la riduzione della generazione inflessibile o delle importazioni.

Il crollo della domanda ha contenuto i rischi di adeguatezza. Restano fondamentali le importazioni

Grazie alla flessione della domanda per buona parte del 2020 sono stati contenuti i rischi legati al ridotto margine di adeguatezza del sistema, che negli ultimi anni si è progressivamente ridotto sottoponendo il sistema "ormai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme (caldo o freddo intensi, scarsa idraulicità) e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti (es. indisponibilità di parte del parco nucleare francese)" (Terna, Contesto ed evoluzione del sistema elettrico, 2019, pag. 82). Negli ultimi anni si è infatti assistito a una significativa riduzione della capacità di generazione convenzionale (termoelettrica), per la combinazione di crescita della generazione rinnovabile e di domanda ancora inferiore ai massimi storici precedenti alla crisi del 2009. Dal 2012 la capacità termoelettrica convenzionale è scesa da 77,8 GW a 61,1 GW (Figura 5-34), valore che include ancora alcuni GW di capacità effettivamente non disponibile. Secondo ENTSO-E questa evoluzione "has been seriously affecting the power system adequacy in Italy and some important warning signals in terms of adequacy on the national level scarcity were already registered in last years during the summer 2015 period as well as for winter 2016/2017" (ENTSO-E, Winter Outlook 2020). Riguardo all'inverno in corso, nella valutazione ENTSO-E il carico era atteso su livelli inferiori rispetto agli anni passati, ma d'altra parte, a causa della pandemia, alcune interruzioni programmate per la primavera scorsa non sono state eseguite, e le manutenzioni posticipate anche a periodi tipicamente critici per l'adeguatezza. Ne deriva dunque che il ruolo delle importazioni resta centrale, perché "critical situations could happen in case of low availability of import (values lower than 10° percentile of registered values)".

A ulteriore conferma di ciò, nel piano per l'adeguatezza del mercato elettrico inviato dal governo italiano alla Commissione europea si dice che "il mercato della capacità deve continuare a funzionare nei prossimi anni per garantire i giusti segnali di prezzo a lungo termine necessari per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento".

Le stime ENEA sull'adeguatezza del sistema elettrico italiano confermano queste valutazioni. Sebbene come detto la flessione della domanda abbia un po' allentato i rischi di adeguatezza, in realtà anche nel 2020 il minimo margine di capacità "effettivo" (cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda, incrementata della riserva di sostituzione; NB: vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima) è rimasto su valori molto ridotti. La soglia che separa l'1% delle ore (circa 88 ore) nelle quali si è registrato il margine più ridotto si è fermata a 4 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda inferiore al 10% (Figura 5-35).

Tra gli eventi notevoli dell'anno va menzionata la situazione di stress subita dal sistema elettrico il 15 settembre (Figura 5-36), quando si è verificata una scarsità di potenza nell'area dell'Europa occidentale, per un'elevata produzione fotovoltaica nelle ore centrali, scesa rapidamente in coincidenza con la forte risalita della domanda. Ne è derivata una subitanea impennata dei prezzi sulle borse continentali (in Germania si è passati dai 50 €/MWh delle 14 ai 190 €/MWh delle 20) ed aumento delle importazioni dalle zone limitrofe, tra cui l'Italia, passata a esportatore netto per 1000 MW. Ne è derivata in Italia una situazione di difficoltà di

reperimento di riserva sul mercato dei servizi, che ha reso necessario interventi in tempo reale da parte del TSO.

Figura 5-33 – Curva della domanda residua media oraria (MW, vari anni)

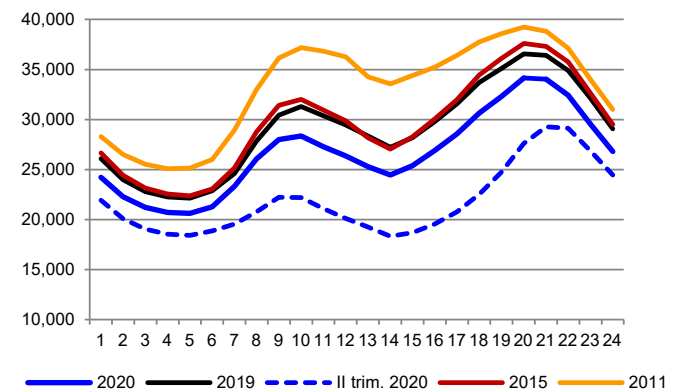


Figura 5-34 - Evoluzione della capacità installata in Italia negli ultimi anni (GW; fonte ENTSO-E)

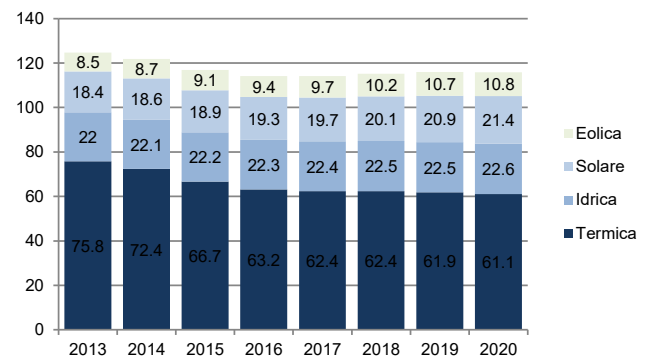


Figura 5-35 – Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (in % del fabbisogno; NB: soglia dell'1% delle ore con il margine più ridotto)

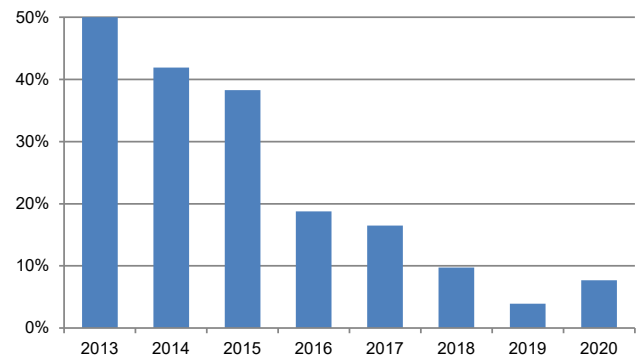
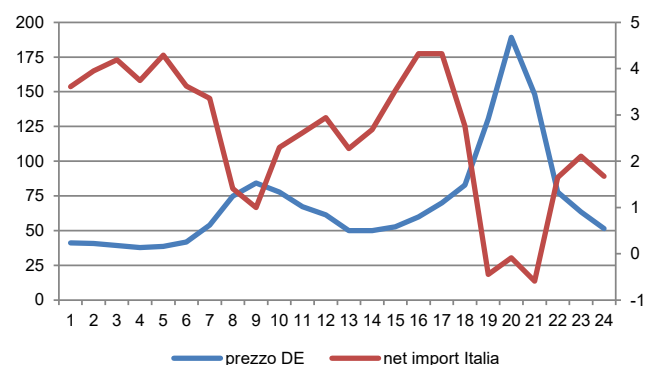


Figura 5-36 – Prezzo in Germania (€/MWh, asse sx) e importazioni nette italiane (GW, asse dx) il 15/09/2020



Nuovi massimi storici per volumi e costo dei servizi di dispacciamento

La combinazione di fattori che ha caratterizzato il mercato elettrico si è ripercossa anche sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), dove nel 2020 si sono registrati nuovi massimi storici sia nei volumi sia nel costo totale dell'approvvigionamento dei servizi da parte di Terna.

La già sottolineata riduzione della quota di fonti convenzionali in esito al MGP ha avuto su questo un ruolo importante, perché in questa situazione l'esito del MGP presenta bassi livelli di disponibilità di riserva in linea, con conseguente necessità di ridispacciamento. All'opposto di quanto registrato sul Mercato del Giorno Prima (vedi oltre), sul MSD si è registrato un aumento un forte aumento dei volumi movimentati (+12%), mentre sono leggermente aumentati i prezzi delle chiamate a salire e sono scesi quelli delle chiamate a scendere. Nell'insieme dell'anno le transazioni su MSD sono state pari a circa 24 TWh (di cui 14,5 TWh con chiamate a salire e 9,3 TWh con chiamate a scendere). In particolare, le movimentazioni del solo II trimestre hanno superato i 7 TWh, massimo storico, +20% rispetto al II trimestre 2019 (Figura 5-37).

Il prezzo medio ponderato con i volumi delle movimentazioni a salire è stimato sui 131 €/MWh, quello delle chiamate a scendere è stimato sui 14 €/MWh. Il complesso di questi fattori ha come detto portato a un nuovo incremento dei costi associati alle transazioni, oltre i livelli massimi del II trimestre 2016 (che portarono a una istruttoria dell'AEEGSI per "comportamenti non diligenti nelle strategie di programmazione"), proseguendo dunque il trend piuttosto consolidato degli ultimi anni. Nell'insieme dell'anno appena trascorso i costi totali hanno superato i 2 miliardi di euro, trainati dal record nei volumi (Figura 5-38).

Inevitabilmente, nuovi massimi storici ha raggiunto anche il corrispettivo unitario uplift², calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema, corrispettivo che ricade direttamente sui clienti finali. La componente di costo relativa all'approvvigionamento delle risorse tramite il mercato MSD (art. 44 lettera b), 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). Anche in questo caso il balzo dell'uplift si innesta su un trend pluriennale di crescita consolidato (Figura 5-39). Nella media del 2020 il valore medio del corrispettivo di cui all'art. 44 lettera b) è stato pari a 0,83 centesimi di €/kWh, in aumento del 10% sul 2019.

Figura 5-37 - Volumi venduti sul MSD (TWh) e quota di produzione da FRNP sulla richiesta (%)

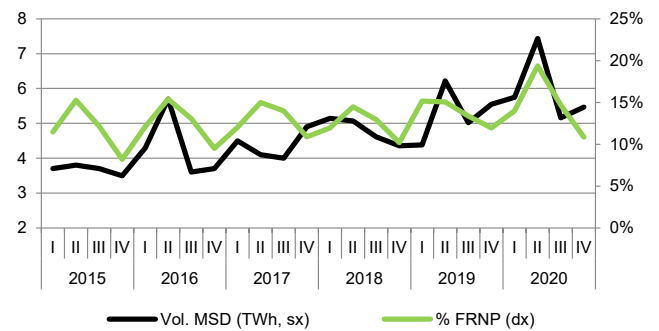


Figura 5-38 – Onere netto dei costi associati alle movimentazioni su MSD (somma ultimi 4 trimestri)

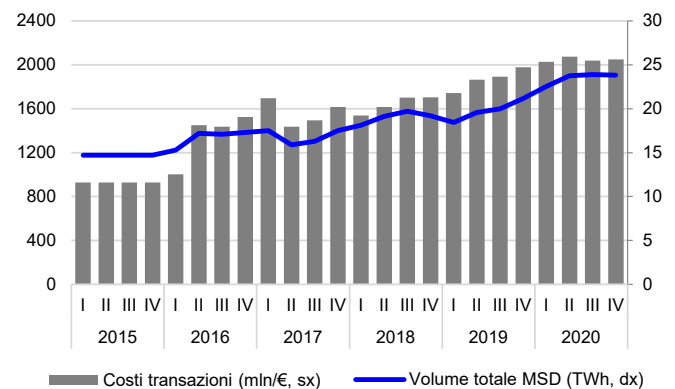
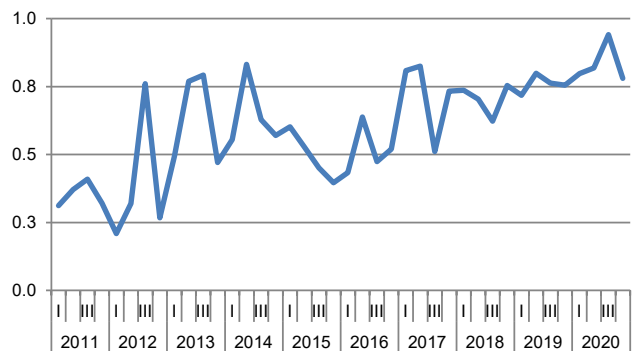


Figura 5-39 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)



² Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Del. AEEGSI n 111/06, art. 44) è l'onere netto associato alle partite di energia acquisti e vendite sul MSD, remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD, sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale e altre partite minori. Art. 44 a): saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo. Art. 44 b): Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Nuovi minimi storici per i prezzi sulla borsa elettrica

La crisi sanitaria e il conseguente lockdown hanno avuto effetti dirompenti sui mercati elettrici europei. Sulla borsa italiana il valore medio annuo del PUN ha toccato un nuovo minimo storico, a 38,9 €/MWh, in calo del 26% dai 52 €/MWh del 2019, e con un minimo su base mensile pari a 21,8 €/MWh (ad aprile), un valore più che dimezzato rispetto allo stesso mese del 2019.

Come nella norma (Figura 5-41) prima causa determinante della dinamica del prezzo dell'elettricità è stato l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale (al PSV), sostanzialmente parallelo a quello del PUN (Figura 5-40), che in ciascuno dei tre mesi del II trimestre ha fissato nuovi minimi storici, fino ai 6 €/MWh di giugno (-59% su un anno prima).

Sulla dinamica dei prezzi dell'elettricità ha poi inciso la combinazione di crollo della domanda e la riduzione della quota di mercato della generazione termoelettrica, dovuta al suo posizionamento più in alto nell'ordine di merito economico rispetto alle rinnovabili. Come già visto, la riduzione della quota di generazione termica è stata comunque limitata sia nel tempo (il II trimestre) sia nella dimensione, per la necessità di mantenere in produzione generazione flessibile e programmabile.

A partire dal III trimestre il prezzo dell'elettricità ha avuto un rapido e forte rimbalzo. Nel III trimestre il PUN medio è stato pari a 42,4 €/MWh, contro i 24,8 €/MWh del trimestre precedente (+70%). Rispetto al II trimestre 2020, nel III trimestre la quota di vendite da generazione termica è salita di undici punti percentuali (dal 36 al 47%); mentre la quota della generazione da rinnovabili ha perso 12 punti, scendendo al 34% delle vendite.

Il PUN ha poi continuato a salire nel IV trimestre, ma in misura più contenuta, fino al massimo annuale a dicembre, a 54,2 €/MWh. Nella media del trimestre l'aumento congiunturale del PUN è stato del 15%.

Continua a cambiare la curva oraria del PUN

La curva dei prezzi medi orari del 2020 mostra un andamento apparentemente parallelo a quella del 2019, al netto di una sostanziale traslazione verso il basso dovuta al generale abbassamento del prezzo medio. L'analisi di dettaglio dei prezzi medi nelle singole ore mostra come il profilo dei prezzi prosegua in realtà il trend di cambiamento che ha caratterizzato gli ultimi anni con il variare del peso relativo assunto su MGP dalle diverse fonti.

A fronte di una riduzione media del 26%, il prezzo medio orario è diminuito in misura maggiore nelle ore notturne e in quelle centrali della giornata (tra le 11 e le 17), fino a sfiorare il -30%, mentre riduzioni inferiori si sono registrate in particolare nelle ore preserali (tra il -21 e il -23% tra le 19 e le 21).

Si è dunque ulteriormente consolidata la tendenza all'inversione del momento del picco giornaliero, con la riduzione del prezzo medio nelle ore del picco di domanda mattutino e il suo aumento nelle ore del picco di domanda serale, quando non è più disponibile la produzione fotovoltaica. Questo fenomeno si è poi ulteriormente accentuato nelle condizioni eccezionali del II trimestre 2020, in modo particolare nei giorni festivi.

Ne hanno risentito i rapporti tra i prezzi medi delle diverse fasce orarie. L'aumento dei prezzi nelle ore preserali ha portato a tenuto vicino alla parità il rapporto F1/F2, mentre l'abbassamento dei prezzi nei giorni festivi, in modo particolarmente macroscopico nel II trimestre, ha determinato una risalita del rapporto F1/F3.

Figura 5-40 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

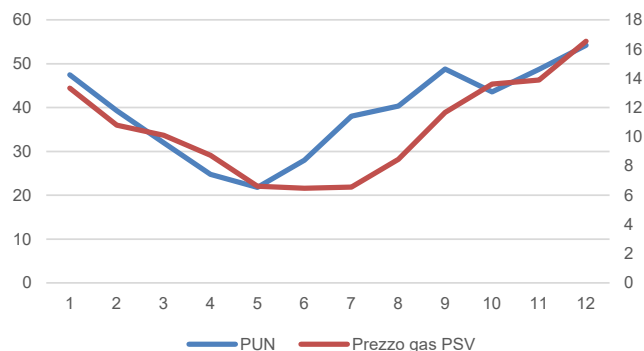


Figura 5-41 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie annuali (€/MWh)

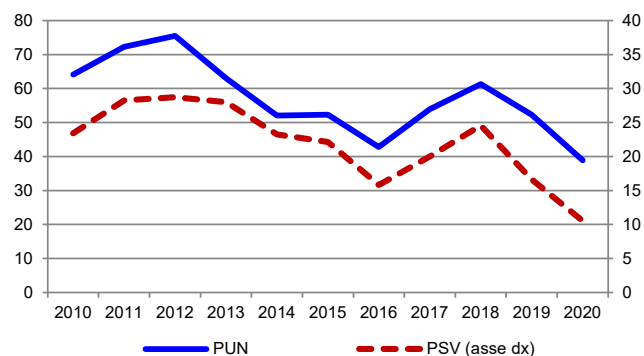
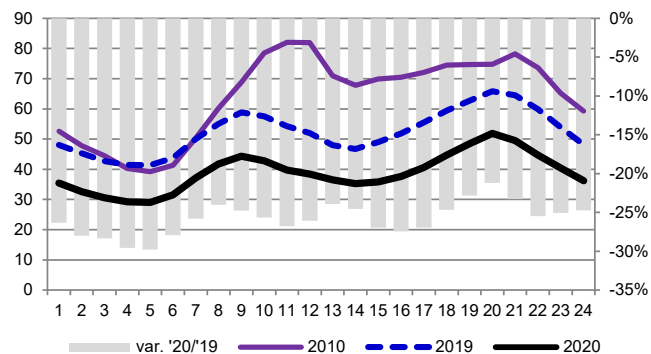


Figura 5-42 - Variazione del prezzo medio orario tra il 2019 e il 2020 nelle diverse ore del giorno (sx) e curva media oraria del PUN (dx)



In calo la redditività degli impianti a gas, poco sotto il livello 2019 grazie alla forte ripresa del II semestre

Dopo aver iniziato il 2020 su valori relativamente elevati, grazie alla discesa del prezzo del gas, la redditività degli impianti a gas è crollata in primavera con il crollo della domanda e dei prezzi di borsa. Ad aprile e maggio le peculiari condizioni del mercato elettrico hanno fatto precipitare il clean spark spread fino a valori di poco superiori allo zero.

Nei mesi successivi il clean spark spread è però rapidamente risalito su valori sempre ben al di sopra dei 10 €/MWh, grazie anche alla nuova crescita del peso del gas nelle vendite in borsa, collocandosi a quasi 15 €/MWh nella media del trimestre.

In media d'anno il clean spark spread ha così chiuso a circa 9 €/MWh, con una flessione del 22% rispetto al 2019, ma nella media del II semestre è rimasto invece sugli stessi livelli del 2019, superiore ai 12 €/MWh, nonostante il livello elevato raggiunto nel semestre dai prezzi dei permessi di emissione, stabilmente sopra alle 25€/t.

La dinamica dello spark spread nel corso degli ultimi anni evidenzia come su questo abbia avuto un ruolo rilevante il peso avuto di volta in volta dalla generazione termoelettrica, ruolo che, dopo il crollo degli anni 2010-2014, che ha non a caso determinato la progressiva dismissione di una quota importante del parco di generazione tradizionale, era tornato a consolidarsi negli ultimi anni, ma in un contesto che rimane di debolezza.

Prezzi al minimo storico anche sulle altre principali borse europee. Sembra accentuata la tendenza alla riduzione del premio del PUN

L'anno della pandemia e dei crolli della domanda in corrispondenza con le fasi di chiusura delle attività produttive ha portato a nuovi minimi storici dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità anche nelle altre principali borse europee.

I prezzi delle borse di Germania, Francia e Spagna hanno registrato una convergenza intorno a valori di poco superiori ai 30 €/MWh (Figura 5-44), con il minimo registrato in Germania (30,5 €/MWh).

Sebbene il prezzo medio italiano (38,9 €/MWh) sia risultato anche quest'anno maggiore di quello delle altre borse, il differenziale negativo si è però ridotto in modo abbastanza significativo: dal +39% al +28% nel confronto con i prezzi tedeschi, dal +33% al +21% nel caso dei prezzi francesi, mentre è invece leggermente aumentato il divario con i prezzi spagnoli, limitato peraltro al +15%. In tutti i casi le differenze in valore assoluto sono risultate ampiamente inferiori ai 10 €/MWh.

Si tratta di un trend di lungo periodo che è ben sintetizzato dal confronto tra il prezzo medio italiano e quello del Paese che di anno in anno ha realizzato il prezzo più basso: il premio italiano è sceso dal +60% degli anni 2014-2015 al +28% del 2020.

Questo dato si aggiunge al progressivo allineamento dei prezzi di borsa nazionali, misurato ad esempio dalla dispersione intorno al valore medio (coefficiente di variazione), come risultato dell'effetto combinato di due spinte, peraltro interagenti: da un lato l'allineamento del mix di generazione nei diversi Paesi, guidato dalle istanze di decarbonizzazione, dall'altro la maggiore interconnessione transfrontaliera. Sembra che questo trend, positivo per l'Italia, possa sia destinato a continuare, stante la dichiarata intenzione di Germania e Francia di proseguire nella politica di *phase-out* del carbone e *decommissioning* degli impianti nucleari.

Figura 5-43 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

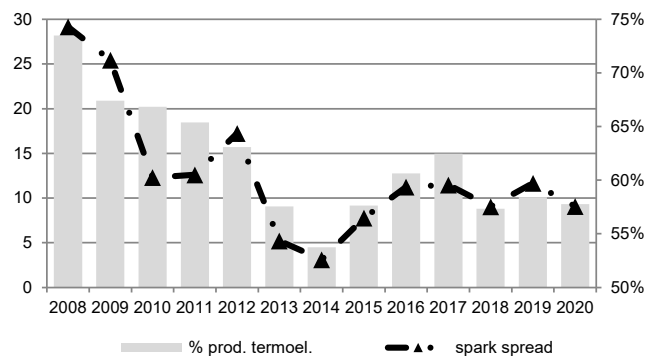
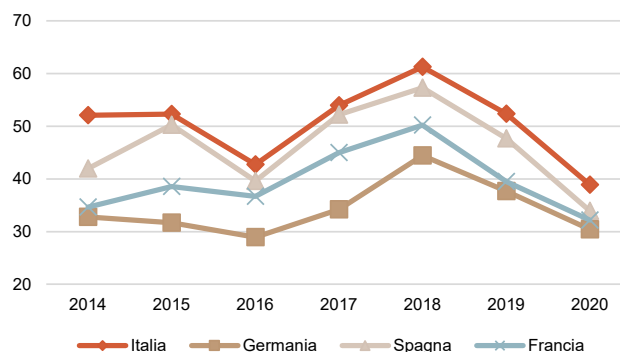


Figura 5-44 - Prezzi all'ingrosso sulle principali borse europee (€/MWh)



6 Prezzi dell'energia e competitività

6.1 Prezzi dell'elettricità

Nel 2020 calo medio del prezzo per le imprese nell'ordine del 14%-15% rispetto all'anno precedente

Al termine dell'anno trascorso è possibile stimare l'andamento dei prezzi per le imprese, caratterizzato da fasi che sembrano seguire non solo le tendenze stagionali ma anche la dinamica ciclica della pandemia e gli effetti di questa sull'economia nazionale. Nel complesso, per tutte le fasce di consumo, i prezzi si sono ridotti del 14%-15%. Di seguito viene riportata l'evoluzione osservata nei trimestri.

Nel I trimestre 2020 prezzi per le imprese in lieve ribasso.

Tra gennaio ed aprile 2020 si può stimare una riduzione del livello dei prezzi (Figura 5.2), tanto congiunturale (intorno al 6%), quanto tendenziale (tra il 12% e il 14%). Gli effetti della pandemia non si manifestano ancora, e le cause di tale riduzione vanno ricercate nel prosieguo della tendenza alla diminuzione internazionale dei prezzi dei prodotti energetici, alla quale ha contribuito la crescita della disponibilità di gas liquefatto, e la situazione di miti temperature registrate nell'ultima parte del 2019. Tale quadro ha reso possibile comprimere i costi imputabili ad oneri di sistema e le tariffe di distribuzione e gestione (Comunicato ARERA, 27 dicembre 2019).

Nel II trimestre prezzi in netto calo del 20% in media. Calo congiunturale della componente "prezzo energia" del 53%.

E' nel secondo trimestre che in Italia si manifestano gli effetti della pandemia sull'andamento dei consumi elettrici e sul livello dei prezzi, con una intensità non rilevabile in altri paesi europei. Tra il primo e il secondo trimestre il calo dei prezzi dell'elettricità per i consumatori non domestici raggiunge il 20% (Figura 5.2), con punte del 25% per le imprese di maggiori dimensioni, che traggono maggiormente vantaggio dalla riduzione dei costi della materia prima. In termini tendenziali, la variazione rispetto al secondo trimestre 2019 è pressoché di grandezza non dissimile, tra il 18% e il 29%. Il dato più saliente è forse quello della variazione trimestrale della componente "prezzo energia", pari a -53% (Figura 5.2). Non meno interessante è il dato della componente "prezzo dispacciamento", in controtendenza (+19% la variazione tra il primo e il secondo trimestre dell'anno, Figura 5.3).

Nel periodo luglio – settembre 2020 prezzi in rialzo (3% circa) per effetto dell'aumento dei costi di dispacciamento

Nel terzo trimestre sembrano convivere due spinte contrapposte sulla dinamica dei prezzi. Da un lato prosegue la tendenza al rallentamento delle attività economiche, dall'altro è in rafforzamento la tendenza all'aumento dei costi di dispacciamento (+38% su base congiunturale, rispetto al già elevato livello del secondo trimestre). Nel complesso si stima un aumento del 3% circa, per tutte le classi di consumo (Figura 5.2).

Nel periodo ottobre-dicembre 2020 prezzi per le imprese in netto rialzo congiunturale (tra il 16% e il 19% circa)

Nel quarto trimestre, rapportato a dodici mesi prima, il livello dei prezzi stimato segna una diminuzione piuttosto contenuta (-8%), mentre sembra aver recuperato buona parte delle riduzioni registrate a seguito della pandemia. La ripresa della domanda interna, prima del nuovo rallentamento dovuto alla 'seconda ondata' pandemica, esercita i suoi effetti. Gli oneri generali e le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura rimangono stabili.

Figura 6-1 – Livello medio dei prezzi (c€/kWh) negli ultimi tre anni per tipologia di impresa e variazione 2020 su 2019.

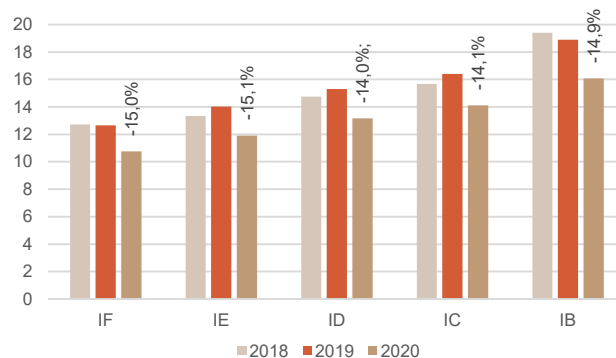


Figura 6-2 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).

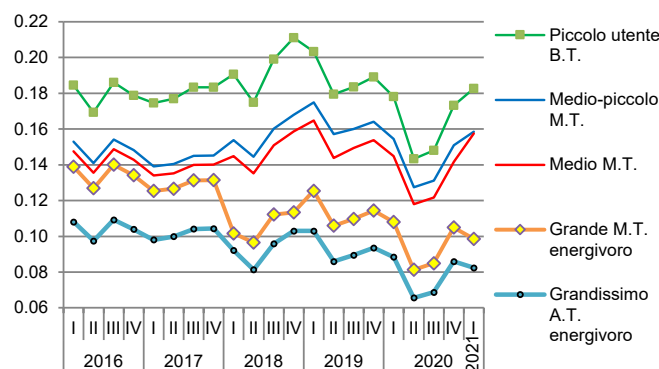


Figura 6-3 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

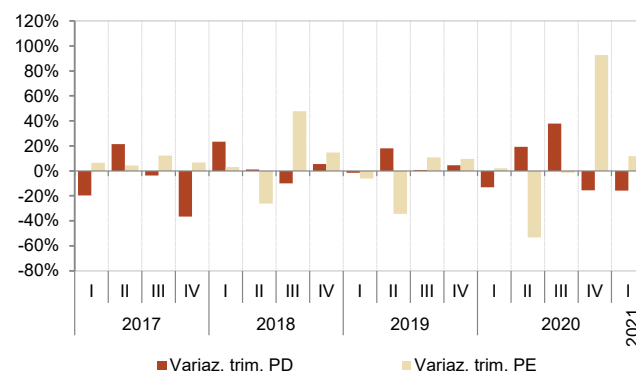
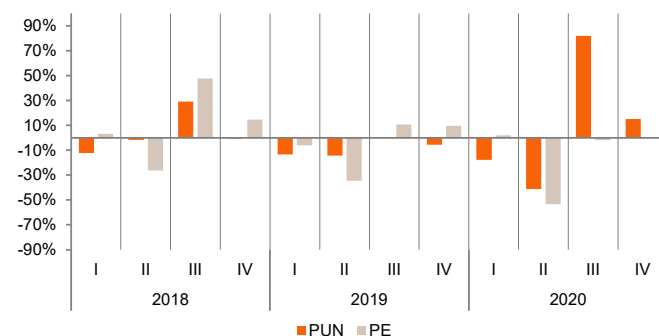


Figura 6-4 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN



Nel 2020 la componente 'prezzo di dispacciamento' in controtendenza.

Osservando la figura 5.5 la peculiarità dell'anno trascorso è stata l'aumento, superiore al 20%, della voce 'prezzo di dispacciamento' (PD), a proseguire una tendenza registrata già nel 2019. Oltre all'effetto del peso crescente delle rinnovabili, per l'anno del rallentamento dell'economia e della conseguente riduzione della domanda di energia elettrica gioca un ruolo proprio il costo per il mantenimento dell'equilibrio del sistema, quando 'è necessaria una maggiore "movimentazione" degli impianti nel mercato per il servizio di dispacciamento' (Comunicato ARERA, 25 giugno 2020). Il PUN è diminuito di un quarto, mentre la componente 'prezzo energia' (PE) ha mostrato una riduzione media anche maggiore (figura 5.5). Gli oneri di sistema (OS, nella figura centrati sulla stima per le utenze 'medio-piccole') si sono ridotti del 10% circa.

La stima dell'incidenza delle componenti sul costo dell'energia elettrica nel 2020.

In termini di incidenza sul prezzo effettivamente praticato alle imprese, gli andamenti ora descritti portano ad un ulteriore aumento delle voci non legate al costo d'acquisizione dell'energia. Prendendo a riferimento l'utente non domestico 'medio-piccolo', se un anno prima la 'materia energia' pesava per il 38%, nel 2020 questa è scesa al 32%. Gli 'oneri di sistema' salgono al 44% (erano al 41% dodici mesi prima), dato tanto più rilevante se si considera come questi siano a loro volta scesi nel 2020 (figura 5.5). Il peso medio delle accise sale dal 7,5% al 9%, quello della voce 'trasporto e gestione del contatore' dal 13,5% al 16%. In altri termini, una delle manifestazioni del generale rallentamento dell'economia è anche l'aumento relativo dei costi fissi, presumibilmente con una particolare incidenza sulle imprese di dimensioni minori. Un aspetto correlato è il fatto che la maggior parte della 'quota energia' è destinata al finanziamento degli 'oneri di sistema' (47%, contro il 43% del 2019).

Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. Differenziali di prezzo sfavorevoli rispetto alla media UE, ma in miglioramento rispetto al 2019.

La figura 5.7 vede l'Italia collocarsi in una zona a svantaggio competitivo medio-alto, con un valore stimato del prezzo al netto delle imposte recuperabili intorno a 14,7 c€ per KWh, contro un valore medio per la UE a 28 paesi di 13,4. Rispetto alla fotografia di un anno prima (Analisi trimestrale n. 1, 2020), ottenuta con la stessa fonte dei dati e metodologia, la riduzione del prezzo è consistente (più del 10%), elemento non ravvisabile in nessuno dei paesi passati in rassegna, probabile indizio del fatto che la riduzione dei livelli di attività economica ha nei primi nove mesi dell'anno colpito più duramente il nostro paese. A questo riguardo, basti rilevare come a giugno 2020 il prezzo di borsa italiano sia stato raggiunto da quello tedesco. Nella graduatoria dei paesi a maggior costo dell'energia per le imprese l'Italia si classifica comunque al terzo posto (da prima che era nel 2019), dietro Germania e Regno Unito. Ancora molto forte lo svantaggio del paese con Francia, Spagna, Portogallo e paesi dell'est Europa (con l'eccezione della Repubblica Slovacca). In termini di costi d'esercizio, un'impresa italiana nella classe IC, a parità di condizioni, paga una bolletta più cara nei confronti dei probabili competitor di questi paesi in una misura compresa tra i 20.000 e gli 80.000 euro. Da sottolineare, infine, come Germania e Regno Unito abbiano conosciuto un rilevante aumento dei prezzi rispetto ad un anno prima, mentre per la maggior parte degli altri paesi il prezzo medio è rimasto sostanzialmente invariato.

Figura 6-5 - Variazioni percentuali annue di alcune grandezze ad incidenza sul prezzo per i consumatori non domestici, con particolare riferimento alle utenze 'medio-piccole'.

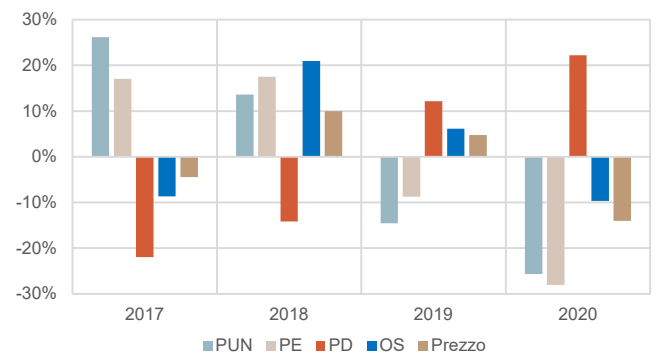
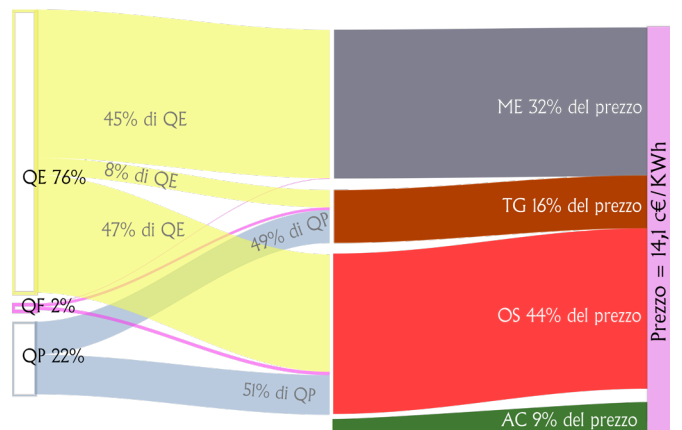
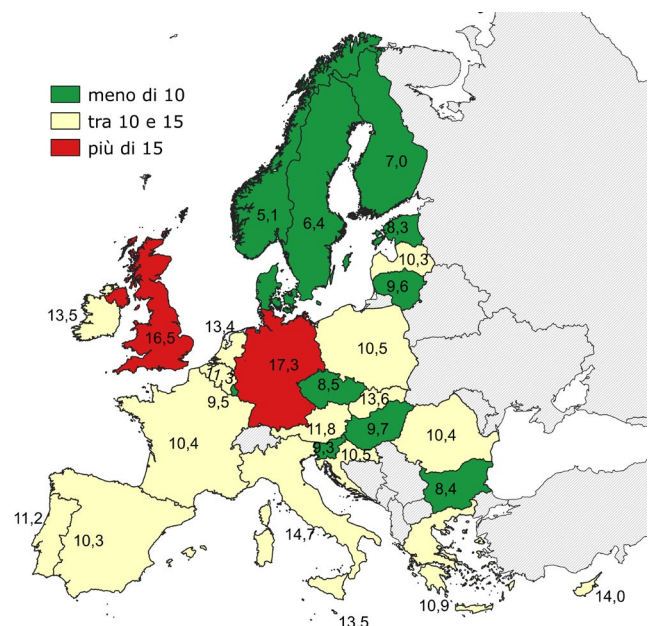


Figura 6-6 – Stima delle componenti di costo dell'energia elettrica per l'utente non domestico "medio-piccolo" nel 2020.



QE: quota energia; QF: quota fissa; QP: quota potenza; ME: materia energia; TG: trasporto e gestione del contatore; OS: oneri di sistema; AC: accisa media

Figura 6-7 - Prezzi dell'energia elettrica (c€/KWh) per le utenze non domestiche, al netto delle imposte recuperabili, per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno (IC) nell'Unione Europea a 28 paesi. I, II e III trimestre 2020.



La peculiarità italiana nelle voci di costo per le imprese.

Sul maggior prezzo pagato dalle imprese italiane incide non solo un costo d'acquisizione dell'energia mediamente più elevato, ma anche una incidenza fiscale nel complesso più marcata. La struttura impositiva sembra peraltro gravare maggiormente sulle classi di consumo minori, da IA a ID (Figura 5.8). Nella classe IC ad esempio, il 37% del prezzo è imputabile ad imposte e tasse non recuperabili, contro un valore del 32% di una omologa impresa della zona euro. Di fatto il sistema fiscale italiano mostra una struttura regressiva se posto al confronto con la media della zona euro.

I prezzi per le utenze domestiche. Dopo la riduzione del primo trimestre e il drastico calo del secondo, si assiste ad un deciso recupero nel quarto 2020 e nel primo 2021. All'inizio del nuovo anno il livello è paragonabile a quello pre-pandemia.

L'ispezione della Figura 5.9 suggerisce come già nel primo trimestre 2020 fosse in atto una riduzione del livello dei prezzi per le utenze domestiche, quando l'evento della pandemia non si era ancora manifestato. Si ricorda in proposito come, nella metodologia adottata, la stima dei prezzi avvenga *ex ante* per i successivi tre mesi, e quindi come gli elementi informativi per la stima relativa al primo trimestre 2020 siano stati raccolti gli ultimi giorni di dicembre 2019. Prima ancora della diffusione della pandemia, quindi, cominciavano a manifestarsi riduzioni nel livello dei prezzi dovute alla diminuzione dei prezzi internazionali delle materie prime, che generavano ripercussioni sulla bolletta del consumatore attraverso una riduzione della componente 'materia energia' (da 9,5 a 9 c€/KWh, tra il quarto 2019 e il primo 2020, Figura 5.9). Anche la componente 'oneri di sistema' inizia nel primo trimestre 2020 un abbassamento del livello che si mantiene costante per tutto l'anno (da 4,7 a 4,2 c€/KWh). Nel secondo trimestre vengono ad essere posti in sconto gli effetti della pandemia, con la netta riduzione della componente 'materia energia' (da 9 a 5,7 c€/KWh). Il terzo trimestre vede ripetersi la stessa configurazione dei costi del secondo, eccezion fatta per una risalita parziale della 'materia energia' (da 5,7 a 6,2 c€/KWh), in buona parte imputabile al già citato aumento dei costi di dispacciamento. Tra ottobre e dicembre 2020 vengono scontate le aspettative di 'rimbalzo' delle attività economiche, quando ancora non sono noti gli effetti di una 'seconda ondata' pandemica, tornando quindi ad aumentare la componente 'materia energia', accompagnata da un recupero della componente 'imposte'. Infine, all'inizio del 2021 sembrerebbe in parte ripristinato il livello di dodici mesi prima, se si esclude un valore della componente 'oneri di sistema' ancora fissato al plateau di 4,2 c€/KWh.

Nel 2020 il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie si è mosso ben al di sotto del tasso d'inflazione, con una dinamica molto più pronunciata rispetto ai paesi della moneta unica. A Roma la bolletta meno cara rispetto a Londra, Parigi, Berlino.

Facendo ricorso alla fonte dati Eurostat (Figura 5.10), è possibile ricavare che nel complesso in Italia il tasso di variazione annua tendenziale è stato nel 2020 di segno negativo, con una punta di quasi -10% nel periodo aprile-giugno. I prezzi dell'energia elettrica al consumo sono fortemente diminuiti rispetto al tasso d'inflazione interna, ma anche rispetto alla situazione dei paesi della zona euro. Si nota peraltro come nell'ultima parte dell'anno nei paesi della moneta unica si verificò l'aggancio della dinamica dei prezzi dell'elettricità con quella dell'inflazione, mentre nel nostro paese permangono ancora un divario tra le due curve. I dati HEPI (Figura 5.11) vanno nella direzione di confermare queste dinamiche. Colpisce il divario tra i prezzi stimati per le città di Roma (20,6 c€/KWh) e Berlino (32,3 c€/KWh).

Figura 6-8 - Incidenza percentuale del tipo di costi sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori non domestici, per fasce di consumo in MWh/a. Confronto Italia - zona euro, I semestre 2020.

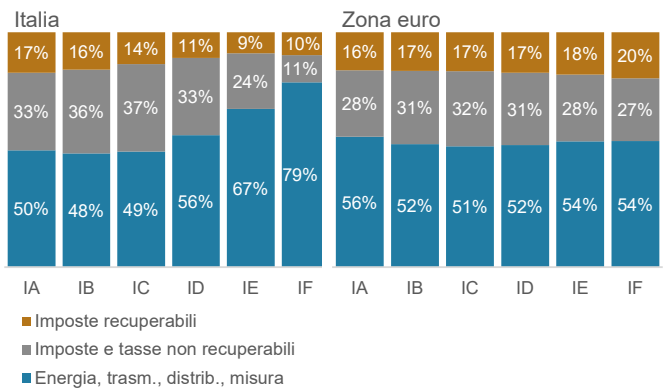


Figura 6-9 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

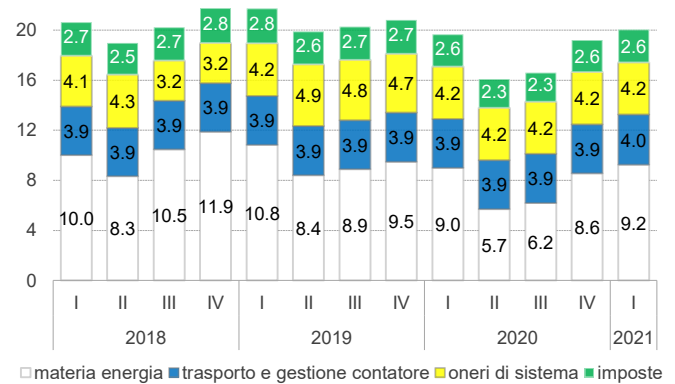


Figura 6-10 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo.

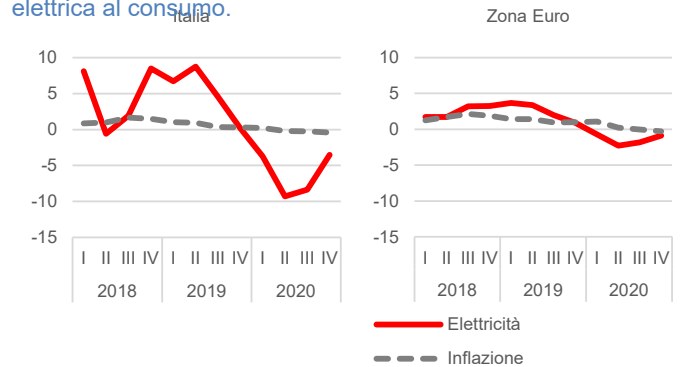
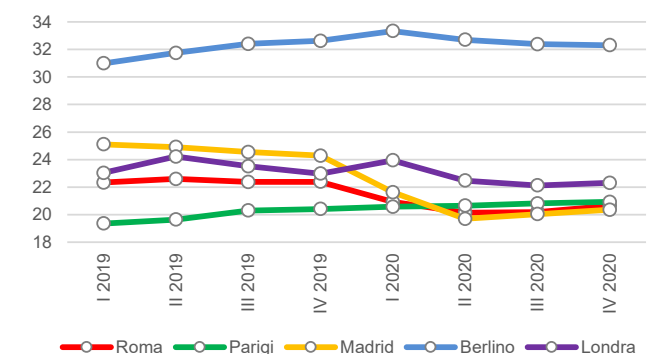


Figura 6-11 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



6.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzo del gasolio in Italia in riduzione nel 2020 di circa l'11% (rispetto al 2019); a livello UE la riduzione è anche più sostenuta

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del 2020 è stato pari a circa 1,32 €/litro, inferiore dell'11% rispetto all'1,48 €/litro medio del 2019. Dopo la marginale riduzione tendenziale del I trimestre dell'anno (-2%) ed i decisi cali dei successivi due (-14% in media), nel IV trimestre 2020 il prezzo del gasolio è rimasto sostanzialmente sugli stessi livelli del precedente trimestre (-0,6%), ma in decisa riduzione tendenziale (-13%).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-12), dopo il trend di crescita quasi costante dai livelli minimi del 2016 (1,28 €/litro) fino ai massimi del 2018 (1,49 €/litro), ed un 2019 complessivamente invariato (1,48 €/litro), si è poi mosso su un trend di rapida riduzione nel corso del 2020, arrivando a metà maggio ad 1,25 €/litro. Nonostante la leggera ripresa congiunturale della seconda metà dell'anno, il prezzo medio del gasolio nel 2020 risulta complessivamente in netto calo rispetto all'anno precedente (-16 c€/litro), e superiore di appena il 3% rispetto ai livelli minimi del 2016.

Nel corso del 2020 anche a livello UE il prezzo medio del gasolio, pari ad 1,16 €/litro, risulta decisamente inferiore rispetto ai livelli dell'anno precedente, -13%, una riduzione anche più sostenuta rispetto al dato italiano (-11%).

Nonostante anche a livello UE i prezzi stanno alternando fasi di crescita e di riduzioni, si rileva comunque un progressivo incremento del divario tra prezzi italiani e medi UE: dopo la rapida riduzione del gap (Italia/media UE) dal 14,4% del 2017 fino al 10,6% del 2019, nel 2020 è tornato a crescere, +13%.

La figura mostra inoltre come nel 2020 si siano registrate riduzioni importanti (superiori al 10%) in tutti i principali Paesi UE, più sostenuta in Francia (-12,5%), meno in UK (-10,5%).

Prezzo industriale in calo rispetto al 2019 (-22,4%) ed in progressiva riduzione rispetto a quello medio UE; il peso della tassazione nel nostro Paese arriva a quota 65% nel 2020, sei punti percentuali in più rispetto alla media UE

Nel corso del IV trimestre 2020 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è stato mediamente pari a 0,43 €/litro, in lieve calo rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (-1,5%), ma ancora decisamente inferiore rispetto allo stesso periodo del 2019 (-28%, in linea con il risultato del II e III trimestre).

In riferimento all'intero 2020 il prezzo industriale in Italia, mediamente pari a 0,46 €/litro, risulta dunque decisamente inferiore rispetto a quello medio dello scorso anno (-22,4%).

Anche a livello europeo si è registrato un deciso calo dei prezzi industriali, -21,3%, meno sostenuto quindi rispetto a quello registrato in Italia.

La Figura 6-13 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 del 2018 (-0,3%) e 2019 (-1%), per accelerare nel 2020 (-2,5%).

Nel corso 2020 in Italia (come del resto in UE), si è dunque assistito ad una riduzione del prezzo industriale più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo; l'incidenza della tassazione risulta pertanto in aumento rispetto ai livelli del 2019 di oltre cinque punti percentuali. Come emerge dalla Figura 6-14, dopo il lungo periodo di incrementi fino ai livelli massimi del 2016 (66,3%), e di riduzione nel successivo biennio (59,5% nel 2018), l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia è tornata su un trend di crescita moderato nel 2019 (59,8%), decisamente più marcato nel 2020, assestandosi mediamente oltre il 65%.

Nel confronto internazionale (

Figura 6-14), la tassazione nel nostro Paese risulta ben al di sopra dell'incidenza media in UE di quasi sette punti percentuali (58,6%), in aumento rispetto al precedente triennio 2017-19 (+5,4 punti percentuali).

Figura 6-12 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

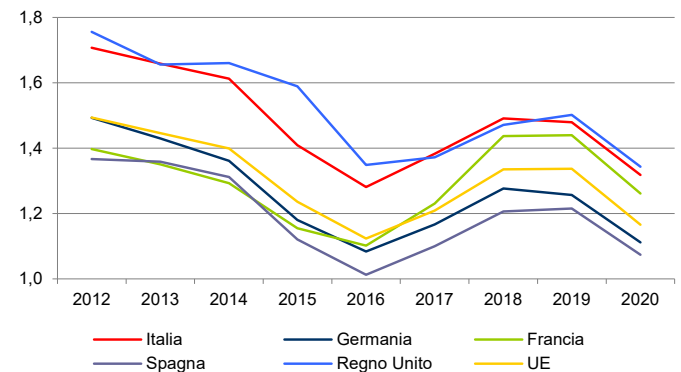


Figura 6-13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

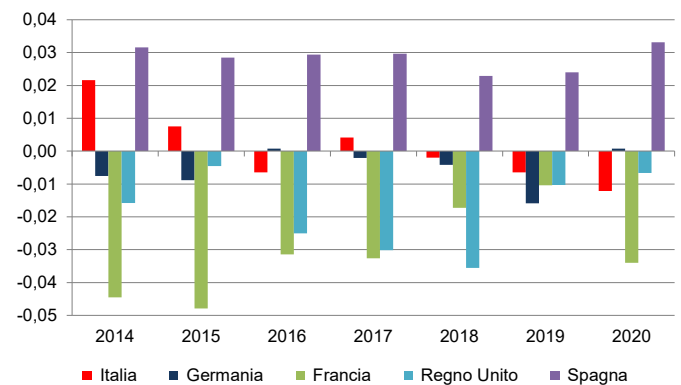
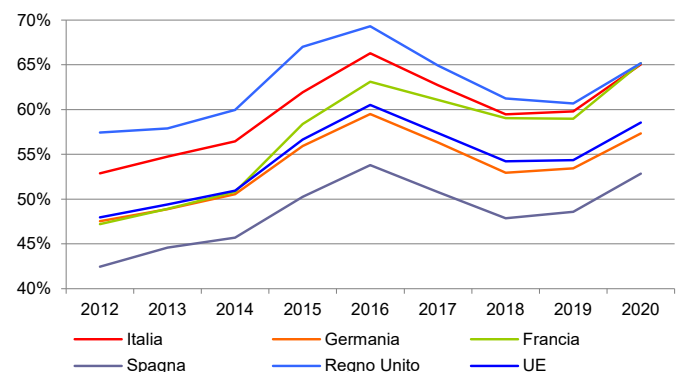


Figura 6-14 - - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.3 Prezzi del gas naturale

Il 2020 si apre nel segno di un modesto rialzo congiunturale dei prezzi, ma rispetto ad un anno prima si registra un netto calo.

All'inizio del 2020, ancor prima che si avesse cognizione dell'evento pandemico, la domanda internazionale stava mostrando segni di rallentamento, come suggerisce l'andamento del prezzo al TTF (figura 5.2). Nel primo trimestre dell'anno ancora non si trova piena espressione di questo andamento sulle tariffe ARERA. La stima del prezzo praticato alle imprese si aggira intorno a 9,6 €/GJ per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a, con una variazione congiunturale leggermente al rialzo, ma assolutamente compatibile con la tipicità stagionale, e con una variazione tendenziale al ribasso, tra il -18% e il -19% (figura 5.1). In termini di variazione tendenziale, tuttavia, il livello dei prezzi è decisamente più basso rispetto ad un anno prima, quando l'aumento dei prezzi sui mercati internazionali dei primi 10 mesi del 2018 esercitava ancora una spinta inerziale al rialzo sulla prima parte dell'anno 2019.

Inizio del dispiegamento degli effetti della pandemia. Netta diminuzione dei prezzi nel secondo trimestre (26% su base annua) e nel terzo trimestre (27% su base annua).

A partire dal secondo trimestre 2020 si manifestano gli effetti dell'insorgenza della pandemia sulla domanda globale. La stima del prezzo del gas nel secondo e nel terzo trimestre 2020 si attesta al livello più basso degli ultimi sette anni (rispettivamente, 7,4 c€ e 6,5 c€ per kWh). Il dato di maggior riguardo la giacenza di gas naturale negli stoccaggi registra il massimo valore degli ultimi quindici anni per questo mese. Nel periodo luglio-settembre la componente Cmem subisce una variazione tendenziale pari a -51%, mentre il suo peso sul prezzo è ridotto ad un valore record del 38% (figura 5.3). Di conseguenza, giunti al terzo trimestre, oramai meno della metà del costo del gas è riconducibile ai servizi di vendita (figura 5.4). In termini relativi, aumentano sensibilmente le voci caratterizzate da una maggiore presenza di costi fissi, come quella rappresentata da spese per il trasporto, distribuzione e misura del contatore (circa il 39%), nonostante la loro diminuzione in termini assoluti in questo periodo. Riguardo la componente degli oneri di sistema, sembra interrotta la modesta tendenza all'aumento che aveva caratterizzato il periodo compreso tra il terzo trimestre 2018 e il quarto 2019, con una sostanziale stabilizzazione nell'anno in corso.

Quarto trimestre 2020 all'insegna di una decisa ripresa dei prezzi. Nel primo trimestre 2021 conferma all'andamento al rialzo.

Il quarto trimestre porta in sconto le aspettative di rialzo della domanda globale, peraltro non pienamente soddisfatte a causa dell'insorgenza della seconda ondata pandemica. Il prezzo alle imprese viene stimato intorno ad 8 c€/KWh, corrispondente ad un +24% su base congiunturale. Il dato relativo al primo trimestre 2021 conferma questa tendenza, portando la stima del prezzo a 8,7 c€/KWh per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a. La figura 5.2 pone in luce la serie storica mensile che interessa la componente puramente energetica del prezzo del gas e spiega la maggior parte della dinamica fin qui descritta. L'andamento del prezzo del gas al TTF, dopo aver mostrato un valore eccezionalmente basso nel mese di giugno, a partire da settembre comincia una sostenuta ripresa. A gennaio del 2021, ultimo dato disponibile, è addirittura superiore al picco registrato nel dicembre 2019.

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, var. % tendenziale asse dx)

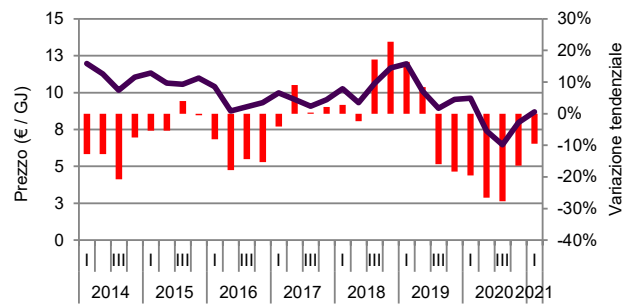


Figura 6-16 Andamento del prezzo del gas TTF (€/smc).

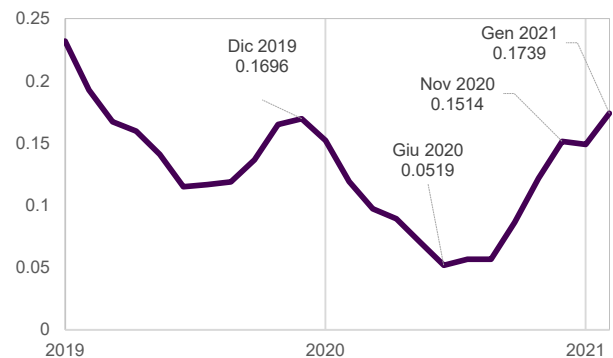


Figura 6-17 - Componente Cmem per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

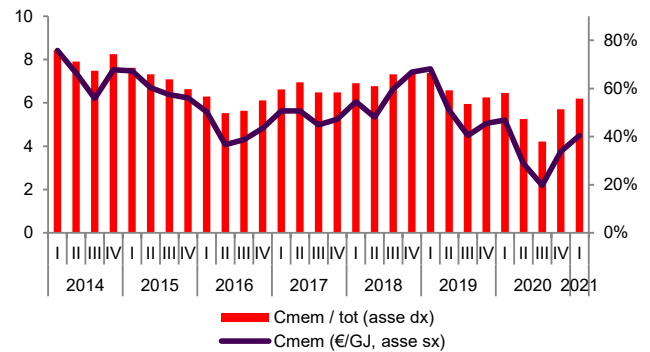
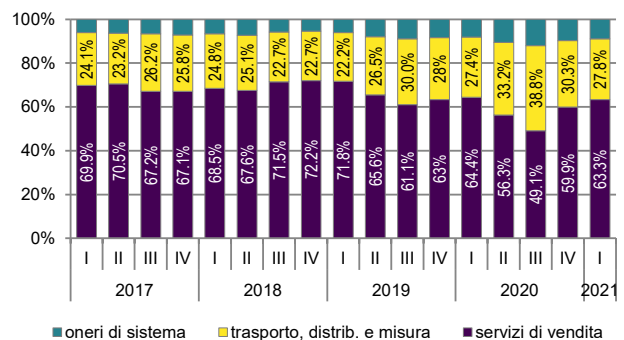


Figura 6-18 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)



Le componenti del prezzo del gas.

La componente che nell'anno appena trascorso subisce la maggior variazione è, coerentemente con il quadro appena tratteggiato, quella dei "servizi di vendita" (figura 5.5), con una punta massima di diminuzione rispetto al dato di dodici mesi prima rilevata nel terzo trimestre (-42%). Le componenti "oneri di sistema" e "trasporto e gestione del contatore" a partire dal terzo trimestre mostrano sempre riduzioni più contenute (rispettivamente, nell'ordine del 2% e del 6,5%-10,5%, figura 5.5).

Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. Continua il divario tra le regioni del settentrionali e quelle meridionali. In miglioramento la zona Centro-Sud-Est.

Il dato relativo agli ultimi quattro anni relativo al costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, indica chiaramente il divario tra le regioni del nord e quelle del mezzogiorno. In particolare, fatto uguale a cento il costo nazionale medio, la zona Centro-Nord e la zona Nord-Ovest mostrano addirittura una diminuzione ulteriore negli ultimi due anni, alla quale fa riscontro il peggioramento della zona Sud, per la quale il costo è pari a quasi una volta e mezza la media nazionale. La zona Centro-Sud-Est (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata).

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie nel 2020. Nonostante la riduzione dei prezzi, l'Italia occupa il sesto posto nella graduatoria dei paesi con la bolletta più cara nella UE. Nel 2020 riduzione del prezzo del gas per le famiglie nettamente più marcata rispetto all'inflazione.

Il dato HEPI, relativo all'indagine campionaria presso le capitali europee, rileva come, a differenza di quanto accade per la bolletta elettrica, il prezzo del gas per i consumatori domestici sia ancora decisamente più elevato rispetto alla generalità dei paesi dell'Unione (figura 5.7). La riduzione del prezzo internazionale del gas e il rallentamento delle attività economiche hanno sortito effetti analoghi sulle bollette di buona parte dei paesi. Tra i principali paesi, soltanto il dato relativo alla città di Berlino, che comunque muove da un livello basso, viaggia nella direzione di un parziale rialzo. Il dato Eurostat che riporta l'indice armonizzato dei prezzi al consumo per il gas domestico (figura 5.8) indica una variazione al ribasso nel 2020 nettamente più marcata rispetto al livello generale d'inflazione. Al di là di un possibile effetto di costruito, (essendo la "Zona Euro" e la stessa inflazione una media, con minori oscillazioni) è possibile rilevare come nel secondo trimestre dell'anno la contrazione sia stata più repentina nel nostro paese che negli altri.

Figura 6-19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)

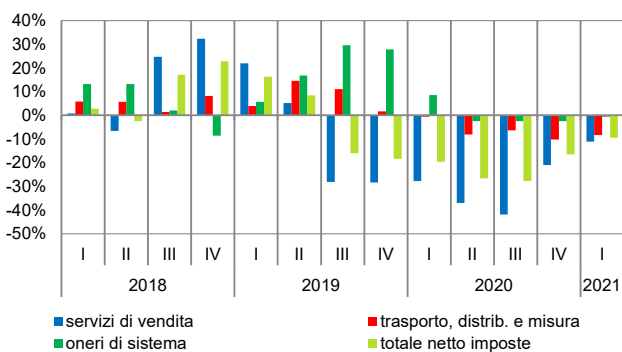


Figura 6-20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).

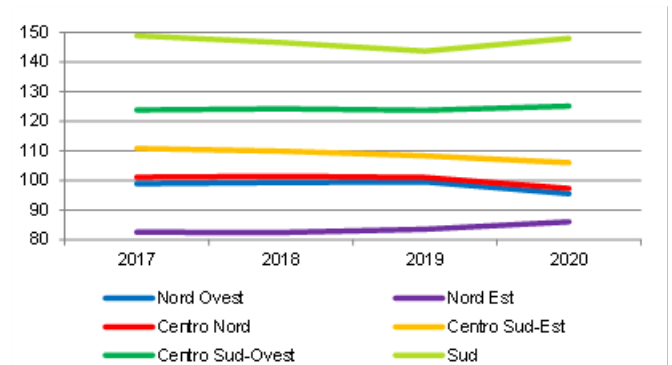


Figura 6-21 - Prezzi medi 2020 del gas naturale per i consumatori domestici. Valori in €/kWh in parità di potere d'acquisto (dato HEPI).

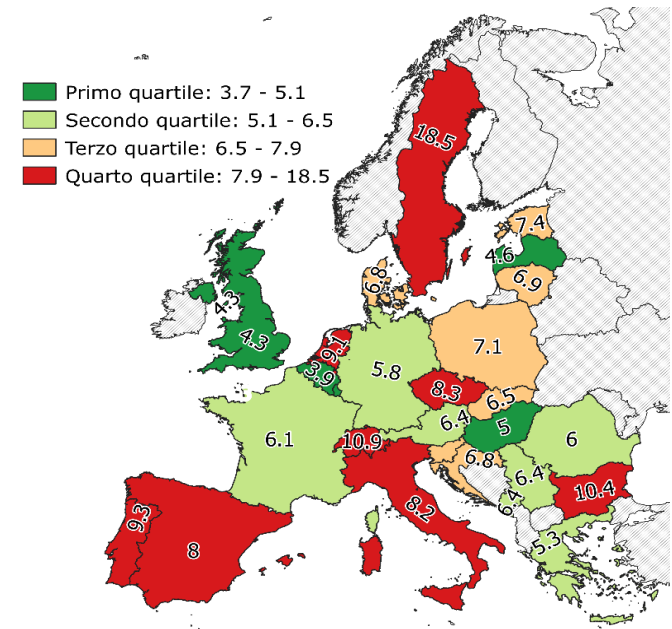
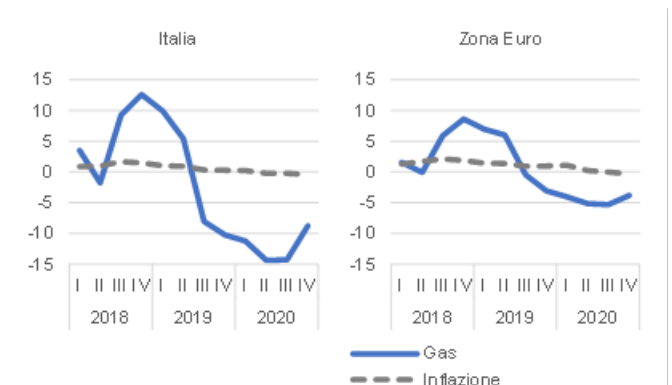


Figura 6-22 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).



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

Accentuazione della dipendenza dall'estero nello scambio commerciale di prodotti low-carbon. Forte incidenza della domanda di mobilità a basse emissioni.

In un numero precedente della presente pubblicazione, a valle dell'analisi dei dati di commercio estero aggiornati al mese di giugno 2020, si accennava alla centralità economica dei prodotti afferenti alle tecnologie a basse emissioni. Il dato aggiornato al mese di ottobre consente di avvalorare questa considerazione. A fronte di una diminuzione tendenziale del valore monetario delle importazioni per la generalità delle merci (-14%), per i prodotti *low-carbon* la variazione delle importazioni assume segno positivo (+27%). La dipendenza del paese dall'estero trova conferma nella lettura dei saldi normalizzati (tabella 2), peraltro in peggioramento ulteriore nella seconda parte dell'anno. Aumenta in tutta evidenza il peso relativo sul valore delle importazioni da parte dell'intero comparto della mobilità a basse emissioni (tabella 1). Veicoli elettrici, plug-in e accumulatori agli ioni di litio nei primi dieci mesi del 2020 raggiungono quota 57%, rispetto al 35% del 2019 (tabella 1). In calo le importazioni nel fotovoltaico, sia in termini di incidenza sul totale del comparto, sia in termini monetari. Solare termico ed eolico assumono un peso di gran lunga minore (1,7% e 1,5%). Combinando la performance relativa, approssimata dal valore del saldo commerciale normalizzato (tabella 2) e il peso economico del settore (tabella 1) si evidenzia come gran parte della dipendenza commerciale e del ritardo tecnologico-commerciale sia riconducibile ai veicoli a basse emissioni. In termini monetari, il disavanzo nell'intero comparto *low-carbon* nel 2020 supera il valore di 1,1 miliardi di euro, per un aumento del 60% rispetto al 2019. Se poi si prende a riferimento il *core* del comparto, i numeri segnalano una situazione anche peggiore, con un deficit in aumento del 72% sull'anno precedente.

I settori ad andamento non negativo: eolico, solare termico e fotovoltaico.

Settori che denotano una prospettiva più rosea sono il solare termico, per il quale l'Italia da tempo registra elevata competitività, e l'eolico, ad esclusione proprio della parte più tecnologicamente dirimente quale quella dei generatori. Significativo è l'andamento del fotovoltaico, in ordine al quale sembra essersi raggiunto il pareggio del saldo, ancor più rilevante in quanto ottenuto soprattutto sul *core* delle celle fotovoltaiche. Quest'ultimo risultato è ottenuto nel 2020 attraverso una riduzione delle importazioni del 25% e ad un aumento delle esportazioni di pari entità rispetto all'anno precedente.

Segni di vitalità commerciale internazionale dei veicoli ibridi

Tra i dati non negativi deve registrarsi l'aumento delle esportazioni di veicoli PHEV nei primi dieci mesi del 2020, in particolare con una impennata dal mese di maggio. Si tratta ancora di valori monetari modesti per il paese (meno di 16 milioni di euro, figura 1), soprattutto se li si pone a raffronto con quelli delle importazioni, ma valgono a conquistare per la prima volta un miglioramento relativo del saldo commerciale (pari a -0,88 nel periodo gennaio-ottobre, tabella 2). La concomitanza con l'entrata in produzione dello stabilimento FCA di Melfi di modelli che rientrano in questa categoria (in particolare Jeep Compass) probabilmente non è casuale. Colpisce, pur nella provvisorietà del dato, fermo al mese di ottobre, la destinazione prevalente verso mercati al di fuori dell'Unione Europea a 27 paesi. Di fatto, mentre il mercato all'interno dell'Unione rimane sostanzialmente fermo, i partner commerciali sono soprattutto paesi "nuovi" come Giappone, Norvegia, Islanda, Svizzera e Turchia, oltre agli USA.

Tabella 6-1 - Composizione del valore delle importazioni italiane nel comparto low-carbon

	2017	2018	2019	2020**
PV	36.8%	34.0%	31.7%	18.8%
BEV	5.2%	8.4%	14.4%	21.7%
Li-Ion	10.1%	11.7%	13.6%	20.2%
PHEV	2.0%	4.2%	6.9%	14.5%
SOLAR	3.5%	3.1%	2.7%	1.7%
WIND	3.1%	3.7%	1.4%	1.5%
ACC	39.4%	35.0%	29.3%	21.7%
Totale	100%	100%	100%	100%

** periodo gennaio - ottobre

Li-Ion: accumulatori agli ioni di litio;
BEV: veicoli elettrici a batteria;
PHEV: veicoli ibridi *plug-in*;
WIND: generatori eolici;
SOLAR: solare termico;
PV: celle fotovoltaiche
ACC: altri accumulatori

Tabella 6-2. Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon

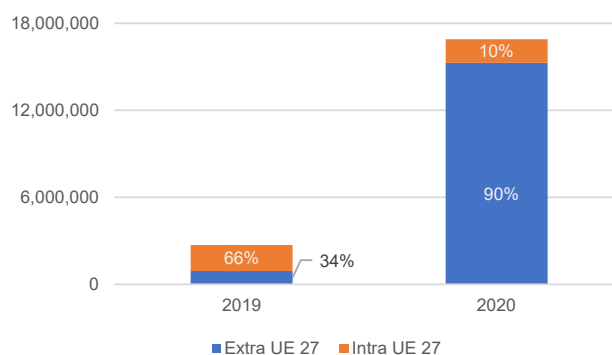
	2017	2018	2019	2020**
Veicoli a basse emissioni	-0.80	-0.85	-0.91	-0.92
<i>Veicoli elettrici (BEV)</i>	-0.77	-0.82	-0.88	-0.95
<i>Veicoli ibridi (PHEV)</i>	-0.89	-0.91	-0.95	-0.88
Accumulatori	-0.09	-0.15	-0.2	-0.34
<i>Accumulatori Li-Ion</i>	-0.67	-0.7	-0.61	-0.62
Fotovoltaico	-0.18	-0.27	-0.27	-0.04
<i>Celle fotovoltaiche</i>	0.01	-0.13	-0.18	0.07
Solare termico	0.40	0.39	0.37	0.47
Eolico	0.25	0.08	0.49	0.37
<i>Generatori eolici</i>	-0.74	-0.96	-0.14	-0.90
Totale settori low-carbon	-0.11	-0.2	-0.27	-0.36
<i>Totale core settori low-carbon *</i>	-0.14	-0.31	-0.39	-0.48
Totale merci	0.06	0.04	0.06	0.08

* non comprende:

- accumulatori diversi da Li-Ion;
- diodi luminosi utilizzati nei sistemi fotovoltaici;
- torri utiizzate nei sistemi eolici.

** periodo gennaio - ottobre

Figura 6-23 - Composizione geografica dell'export italiano di veicoli PHEV nel 2019 e nei primi dieci mesi del 2020.



Nota metodologica

1. INDICE SINTETICO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

QUADRO TEORICO: Definizione del fenomeno in esame: transizione energetica e trilemma energetico:

Il Trilemma Energetico è stato definito come "La triplice sfida di fornire energia sicura, economica ed ecologicamente sostenibile" (World Energy Council). La gestione dell'equilibrio tra queste priorità critiche è una sfida complessa, ma è anche la base per la prosperità e la competitività dei Paesi. Le tre dimensioni di una transizione "bilanciata" (Decarbonizzazione, Sicurezza dell'approvvigionamento, e Prezzi dell'energia) costituiscono un "Trilemma", per cui raggiungere alte performance su tutte e tre le dimensioni comporta complessi collegamenti intrecciati tra attori pubblici e privati, governi e regolatori, fattori economici e sociali, risorse nazionali, preoccupazioni ambientali e comportamenti individuali dei consumatori.

Il concetto di Trilemma implica che la crescita positiva in ogni dimensione deve tener conto e compensare qualsiasi effetto consequenziale; la crescita del consumo non gestito può portare a sistemi non bilanciati, un rapido aumento della decarbonizzazione può influire sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sui prezzi dell'energia. La forma che la transizione energetica assume è quindi importante: una transizione solida implica il bilanciamento di tutti e tre gli aspetti fondamentali in linea con la crescita della prosperità e della domanda. Mantenere un trilemma equilibrato, a forma di triangolo, crescente in dimensioni ma equilibrato nella forma, implica soluzioni politiche integrate e approcci coerenti all'innovazione.

In Italia negli ultimi anni l'evidente interazione tra le diverse dimensioni del trilemma energetico, emerse ad esempio con l'impatto sui prezzi dell'energia, ha portato il tema ai primi posti nell'agenda dei policymaker. La consapevolezza della sfida è stata ad esempio manifestata nella Strategia energetica nazionale 2017 (SEN), costruita intorno a tre obiettivi principali:

- a) "migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE.
- b) Trauardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.
- c) Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture."

Significativamente la SEN affermava che, "nella consapevolezza delle interrelazioni reciproche tra i tre obiettivi e della disponibilità finita di risorse pubbliche, si propone di perseguire gli obiettivi in maniera coerente ed equilibrata".

Il trilemma energetico è quindi un modo utile per inquadrare le sfide della politica energetica, nonché per valutare la progressione di un paese o di un attore verso una certa transizione energetica desiderata. I mezzi con cui l'Unione europea ed i suoi Stati membri hanno cercato di risolvere il trilemma energetico sono stati vari nel tempo, e sono stati anche complicati dai significati contestabili inerenti a ciascuna delle sue tre dimensioni. Nessuna di esse infatti è un concetto chiaramente delineato che gode di definizioni o metriche comunemente accettate.

Nell'analisi trimestrale ENEA le tre dimensioni sono definite come segue:

La dimensione della **Sicurezza** indica un sistema energetico che si evolve nel tempo con l'adeguata capacità di soddisfare le esigenze dei servizi energetici dei suoi utenti in qualsiasi circostanza, vale a dire anche se influenzato da eventi che minacciano l'integrità fisica dei flussi energetici o che portano a prezzi discontinui dei servizi energetici (Gracceva e Zeniewski 2014, Keppler 2007). Questa definizione include implicitamente la visione tradizionale della sicurezza energetica come "la disponibilità ininterrotta di fonti energetiche a un prezzo accessibile".

La dimensione della **Decarbonizzazione** indica il processo di progressiva riduzione del contenuto di carbonio nell'energia consumata dal sistema. Più in generale, per decarbonizzazione si intende la progressiva transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Nell'analisi trimestrale ENEA il processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano è valutato confrontandone la coerenza sia con gli obiettivi di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili sia con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂, ai due orizzonti temporali del 2020 e del 2030. La tabella di marcia stabilita dall'Unione Europea prevede che entro il 2050 l'UE tagli le sue emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990.

La dimensione dei **Prezzi** indica il livello dei prezzi in Italia rispetto a quello di altri Paesi europei cercando di cogliere il ruolo che i prezzi dell'energia hanno sulla competitività delle imprese e in misura minore, il peso che hanno sulle famiglie.

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (c.d. trilemma energetico: decarbonizzazione, sicurezza e prezzi dell'energia per il sistema industriale), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzi Energia e Decarbonizzazione).

COSTRUZIONE DELL'INDICE COMPOSITO:

Indicatori elementari: definizione degli indicatori elementari utilizzati:

Le Tabelle che seguono spiegano il significato di ciascun indicatore elementare scelto.

Tabella A - Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

Dimensione	Indicatore - Descrizione	
Decarbonizzazione	Riduzione emissioni totali di CO ₂ al 2020	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Riduzione emissioni di CO ₂ non ETS al 2020	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Distanza dalla traiettoria target
	Riduzione emissioni totali di CO ₂ al 2030	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Riduzione emissioni di CO ₂ non ETS al 2030	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Distanza dalla traiettoria target

Tabella B - Indicatori considerati per la dimensione Sicurezza energetica

Dimensione	Settore	Indicatore - Descrizione	
Sicurezza del sistema energetico	Petrolio greggio	Resilienza del sistema petrolio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)
	Prodotti petroliferi	Approvvigionamento dei prodotti petroliferi	% di copertura domanda benzina-gasolio da produzione interna
	Raffinazione	Competitività della raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bl)
			Utilizzo impianti (%)
	Gas naturale	Resilienza del sistema gas	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema
			Stabilità dei fornitori - indice OECD / IEA
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)
		Adeguatezza del sistema gas	Minimo indice di flessibilità residua (% di capacità di import in eccesso rispetto alla domanda)
	Energia elettrica	Adeguatezza del mercato gas	Integrazione con i mercati del Nord Europa: spread PSV-TTF (€/MWh)
			Liquidità PSV: distanza della media dei mercati UE (TWh)
		Adeguatezza del sistema elettrico	Margine di riserva minimo (%)
Flessibilità del sistema elettrico		Variazione oraria della produzione intermittente (% sul carico)	
Adeguatezza del mercato elettrico		Spark spread (€/MWh)	

Tabella C - Indicatori considerati per la dimensione Prezzi dell'energia

Dimensione	Indicatore - Descrizione		
Prezzi dell'energia	Energia elettrica	Consumatori domestici	fascia Eurostat DB: 1.000 - 2.500 kWh
		Imprese	fascia Eurostat IB: 20 - 500 MWh
			fascia Eurostat IC: 500 - 2000 MWh
			fascia Eurostat ID: 2000 - 20.000 MWh
			fascia Eurostat IE: 20.000 - 70.000 MWh
	Gasolio	Prezzi gasolio	€/1000L
	Gas naturale	Consumatori domestici	fascia Eurostat D2: 20 - 200 GJ
		Imprese	fascia Eurostat I2: 1.000 - 10.000 GJ
			fascia Eurostat I3: 10.000 - 100.000 GJ
			fascia Eurostat I4: 100.000 - 1.000.000 GJ
fascia Eurostat I5: 1.000.000 - 4.000.000 GJ			

Normalizzazione, aggregazione e ponderazione degli indicatori:

Prima di passare alla fase di ponderazione e aggregazione degli indicatori elementari è stato necessario **normalizzarli** al fine di rendere omogenei e confrontabili indici espressi in ordini di grandezza diversi tra loro.

Data l'assenza di forti asimmetrie negli indicatori grezzi che avrebbero potuto portare a risultati distorti e al fine di ampliare il campo di variazione incrementando quindi l'effetto degli indicatori sui vari livelli di aggregazione, il metodo di normalizzazione scelto è stato quello dei *valori relativizzati al campo di variazione*, comunemente detto min-max:

Si riproporziona il valore assunto da ciascuna unità in modo che oscilli tra il valore più basso assunto dall'indicatore nell'arco temporale considerato, posto uguale a 0, e quello più elevato, posto uguale a 1

In formule, si passa da x_{ij} a r_{ij} :

$$r_{ij} = \frac{x_{ij} - \min_i\{x_{ij}\}}{\max_i\{x_{ij}\} - \min_i\{x_{ij}\}}$$

dove $\min\{x_{ij}\}$ e $\max\{x_{ij}\}$ sono, rispettivamente, il minimo e il massimo dell'indicatore j.

Per mezzo di tale trasformazione gli indicatori vengono svincolati dall'unità di misura e riportati in una scala da 0 a 1.

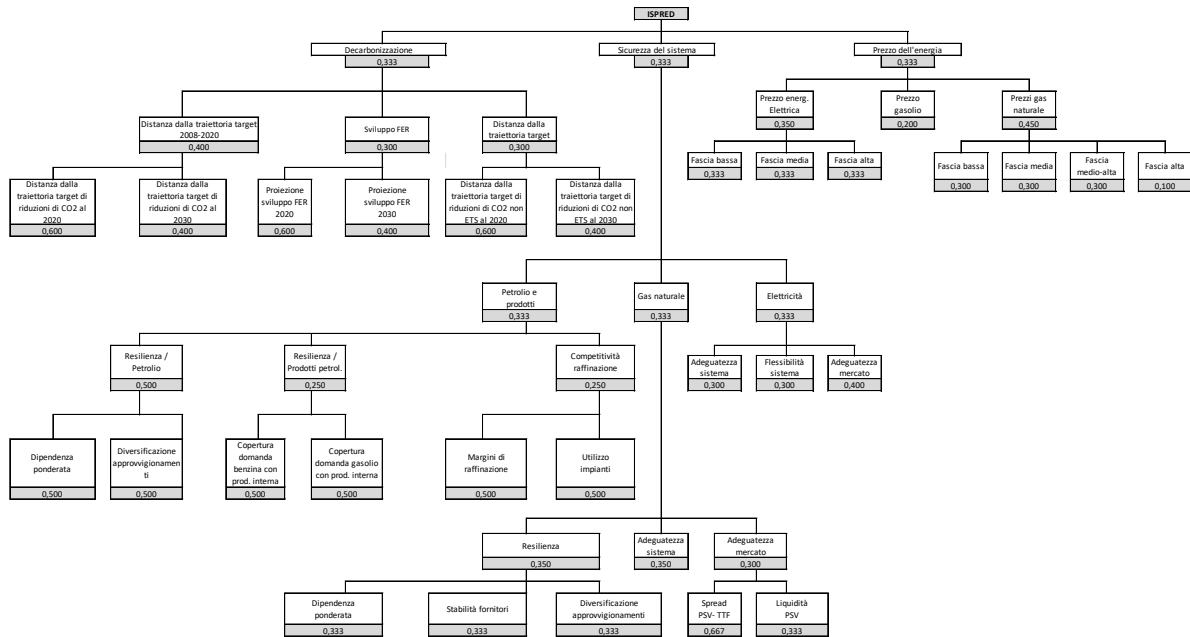
Successivamente alla fase di normalizzazione si è proceduto combinando matematicamente gli indici elementari utilizzando delle medie ponderate, al fine di **aggregarli**.

Il sistema di ponderazione è stato definito seguendo un approccio soggettivo, quindi non dipendente dai valori osservati.

Il dendrogramma nel Grafico 1 mostra i valori dei pesi assegnati alle categorie di indicatori utilizzati per il calcolo di ISPRED.

Per le sottocategorie "adeguatezza mercato" e "resilienza" del gas naturale e "competitività della raffinazione", costituite da due indicatori ciascuna, ad ogni singolo indicatore è stato assegnato peso pari a 0,5.

Grafico 1 - Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono



Le tre dimensioni del Trilemma hanno pari peso nel calcolo del valore dell'indice.

Analisi di robustezza dell'indicatore:

Nelle fasi della costruzione dell'indicatore composito sono state prese delle decisioni soggettive che comportano una componente di incertezza. L'analisi di robustezza permette di studiare questa incertezza e di valutare come cambiano i risultati utilizzando tecniche metodologiche diverse.

La seguente analisi confronta i risultati delle dimensioni aggregate ottenute nel presente lavoro, con quelle ottenibili seguendo altre tecniche di costruzione, in particolare tramite l'Adjusted Mazziotta-Pareto Index (AMPI) ed il Benefit Of The Doubt (BOD).

AMPI: breve spiegazione e confronto sui trend:

È un metodo di aggregazione parzialmente compensativo, basato su una trasformazione tra un minimo e un massimo basati su due *goalposts* che rappresentano il possibile campo di variazione di ciascun indicatore per tutto il periodo considerato e tutte le unità. Il valore 100 rappresenta la media dei due *goalposts*.

L'indice sintetico dell'unità si ottiene mediante la formula:

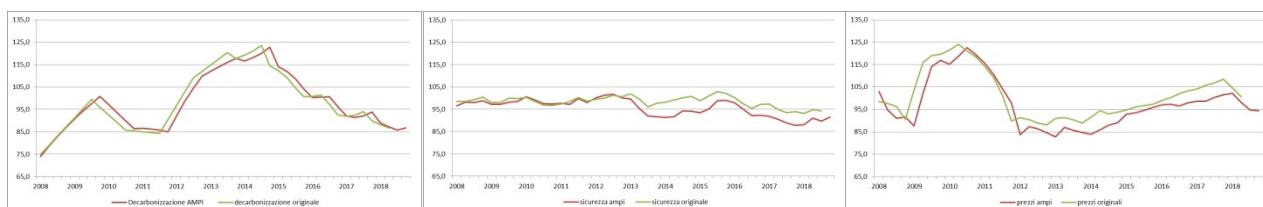
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + /- S_{r_i} CV_i$$

dove:

$$CV_i = \frac{S_{r_i}}{M_{r_i}} \quad M_{r_i} = \frac{\sum_{j=1}^m r_{ij}}{m} \quad S_{r_i} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (r_{ij} - M_{r_i})^2}{m}}$$

Quindi l'AMPI, si compone di due parti, l'effetto 'medio' (M_{r_i}) e l'effetto 'penalità' ($S_{r_i} CV_i$) che sfavorisce gli indicatori con meno variabilità. Il confronto dei risultati ottenuti con questa metodologia con quella corrente (traslata per permettere il confronto) nel Grafico 2, mostra risultati molto simili:

Grafico 2 - Confronto delle dimensioni del Trilemma aggregate con AMPI e media ponderata



Le serie delle tre dimensioni del Trilemma ottenute utilizzando la media ponderata e l'AMPI appaiono molto simili sia nei trend che nei livelli, avvalorando quindi la scelta dei pesi utilizzati.

Gli indicatori costruiti con l'AMPI presentano maggiori variazioni, causate dall'effetto 'penalità'.

BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

La metodologia Benefit of the Doubt (BOD), è un'applicazione della Data Envelopment Analysis (DEA).

L'indicatore composito è, secondo questa logica, espresso come rapporto tra la performance della singola unità (trimestre nel nostro specifico caso) e quella del benchmark, facendo sì che il set ottimo di pesi (se esiste) garantisca a ogni unità associata la migliore posizione possibile rispetto a tutte le altre.

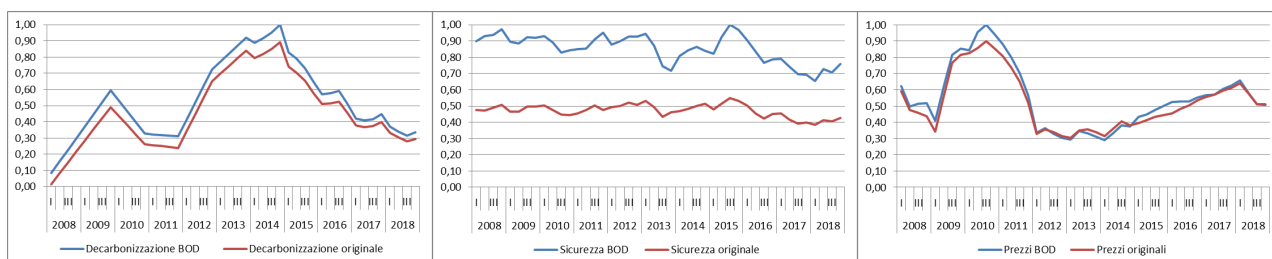
I pesi ottimi sono ottenuti risolvendo il seguente problema:

$$CI_c^* = \max_{w_{cq}} \frac{\sum_{q=1}^Q I_{cq} w_{cq}}{\max_{k \in [1...C]} \sum_{q=1}^Q I_{kq} w_{kq}}, \forall c = 1...C$$

dove i pesi sono posti non negativi e I_{cq} rappresenta il punteggio normalizzato del q-esimo indicatore semplice ($q=1, \dots, Q$) per il trimestre c ($c=1, \dots, C$) e w_{cq} il peso corrispondente. L'indicatore composito risultante varierà quindi tra zero (la performance più bassa) e 1 (il benchmark).

Osservando i risultati ottenuti con questa metodologia e con quella corrente, nel Grafico 3, si può osservare che solamente la dimensione della sicurezza differisce in termini di livello in maniera sostanziale tra le due metodologie.

Grafico 3 - Confronto delle dimensioni del Trilemma aggregate con BOD e media ponderata



La Sicurezza quindi, a differenza delle altre due dimensioni del Trilemma, appare molto lontana dalla migliore posizione raggiungibile, calcolata tramite il BOD.

CAPITOLO 2 – VARIABILI GUIDA DEL SISTEMA ENERGETICO

Figura 2-10 Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2005=100, asse dx, var. annua, asse sx)

Il superindice ENEA del sistema energetico italiano mette insieme indicatori relativi ad alcune variabili di rilievo per l'andamento dei consumi di energia dei diversi settori di uso finale. L'indice presenta infatti un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria ($\rho > 97\%$), dunque è un utile strumento sia per interpretare l'andamento dei consumi di energia sia per ottenere una indicazione di massima delle prospettive di breve periodo.

Per ogni anno, il valore del superindice è il risultato della media pesata dei valori degli indici (2010=100) relativi alle seguenti variabili:

- PIL (peso 40%)
- Indice Produzione Industriale (peso 20%)
- Prezzi del gas, elettricità e petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)
- Per i valori del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (<http://dati.istat.it/>).

La fonte dei dati sui prezzi di gas naturale ed elettricità è ARERA <https://www.arera.it/it/dati/g3.htm>

La fonte dei dati sui prezzi del petrolio è il Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea (<https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>).

La variabile “proxy Gradi Giorno” rappresenta l’andamento dei Gradi Giorno calcolati per la stazione meteorologica Firenze Peretola. Per Gradi Giorno si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura dell’ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera.

La stazione di Firenze è stata scelta in quanto la media dei Gradi Giorno dei Comuni Italiani, pesata sulla popolazione presente (censimento 2011 sulla popolazione, ISTAT), è simile al valore del Comune di Firenze (fonte AEEG - Tab. A allegata al D.P.R. 412/93 aggiornata al 31 ottobre 2009). Così come per la variabile “proxy Gradi Giorno”, anche la proxy Cold Degree Days (CDD) viene calcolata sui dati relativi alla stazione meteorologica Firenze Peretola. Per CDD si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura media esterna giornaliera e la temperatura dell’ambiente, convenzionalmente fissata a 23 °C.

Per i valori di HDD e CDD sono utilizzati fino al dicembre 2018 i dati EUROSTAT (<https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>); per l’anno 2019 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (<http://en.tutiempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati EUROSTAT.

Fonti dati:

- ISTAT <http://dati.istat.it/>
- ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
- TUTIEMPO <http://en.tutiempo.net/climate/italy.html>
- ISTAT <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>
- ARERA <https://www.arera.it/it/dati/g3.htm>
- Commissione UE <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>
- Eurostat DB <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Figura 2-11 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2005=100)
Si veda Nota Figura precedente.

Figura 2-12 - Evoluzione del PIL e della produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: <http://dati.istat.it/>
- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: <http://dati.istat.it/>

Figura 2-13 - Indice di produzione industriale totale e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100)

- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: <http://dati.istat.it/>

Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.

Elaborazioni su dati Eurostat

- <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Figura 2-15 - Prezzi di oil, gas ed elettricità ai consumatori finali (2008=100) in Italia

- AEEG www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls
- Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l’Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>

CAPITOLO 3 – QUADRO DI SINTESI DEI CONSUMI DI ENERGIA NEL 2020

Figura 3-1 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin), e var. su anno precedente (asse dx, %)

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

- gas naturale (fonte MiSE, bilancio mensile del gas naturale)
- petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MiSE di consumi petroliferi);
- energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MiSE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- import netto elettricità, valorizzato a 2200 kcal/kWh (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- solidi: comprendono carbone, biomasse e rifiuti destinati alla generazione elettrica; elaborazioni su dati mensili MiSE (bollettino petrolifero), Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MiSE (consumi petroliferi).

I dati utilizzati per la stima dei consumi di energia primaria non sempre risultano definitivi al momento della stesura dell’Analisi trimestrale ENEA, in modo particolare per quanto riguarda i dati relativi ai trimestri più recenti. Ogni eventuale modifica, anche parziale, della stima dei consumi di energia, sarà in ogni caso riportata ed evidenziata nei Rapporti ENEA successivi.

Fonti dati:

- Bilancio mensile gas, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_bilancio.php
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php Bollettino petrolifero, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_petroliifero.php
- Carbone MiSE https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_carbone.php

- Supply and transformation of oil - monthly data [nrg_102m], Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it>

Figura 3-2 – Consumi finali di energia e Superindice ENEA (variazione su anno precedente, %)

Vedi note Figura precedente e Figura 2.1

Figura 3-3 - Consumi finali di energia, confronto fra dati storici e proiezione mediante superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi "strutturali" cumulati (Mtep, asse dx)

Elaborazioni ENEA su dati di consumo (fino al 2018 dati MiSE BEN, per 2019 e 2020 si veda nota Figura 3.1) e Superindice (si veda nota Figura 2.1).

Figura 3-4 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)

Per i consumi di energia primaria vedi nota Figura 3.1 (fino al 2018 dati MiSE BEN), per il PIL fonte ISTAT (<http://dati.istat.it/>).

Figura 3-5 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)

Variazione tendenziale dei consumi di energia primaria per le fonti: solidi (comprese biomasse usi elettrici), gas naturale, petrolio, rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico), import netto di elettricità.

Le variazioni sono espresse in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).

Fino al 2018 dati MiSE BEN, per il 2019 e 2020 si veda nota Figura 3.1

Figura 3-6 - Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)

Fino al 2018 dati MiSE BEN, per il 2019 e 2020 si veda nota Figura 3.1

Figura 3-7 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)

Dato annuale dell'energia primaria destinata alla generazione di energia elettrica per fonte. I dati sono espressi in Mtep di energia primaria. Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/>

Figura 3-8 - Quota di produzione elettrica da FER sulla produzione nazionale (% , asse sx) ed oneri di sistema (miliardi di euro/anno, asse dx)

Elaborazioni ENEA su dati Mise, ENEA e GSE

Figura 3-9 - Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE BEN fino al 2018, per il 2019 e 2020 si veda nota Figura 3.1.

Figura 3-10 - Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE BEN fino al 2018, per il 2019 e 2020 si veda nota Figura 3.1.

Figura 3-11 - Domanda di elettricità (variazione annua, asse sx, %), indice 2005=100 e quota sui consumi finali (media 3 anni, asse dx)

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/>
- MiSE, Bilanci energetici nazionali <https://dgsaie.mise.gov.it/ben.php>
- per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 4.1

Figura 3-12 – Consumi elettrici per settore di impiego finale (2005=100)

Elaborazioni su dati MiSE BEN (formato Eurostat) fino al 2018, poi si veda nota Figura 3.1

Figura 3-13 - Quota di FER sui consumi finali di energia (asse sin, %), dato totale e per tipologia di FER (asse dx, %)

Elaborazioni ENEA su dati Mise BEN fino al 2018 (formato Eurostat), per il 2019 e 2020 si veda nota Figura 3.1

Figura 3-14 - Consumi di energia per trasporto su strada (asse sin, ktep), e aereo (asse dx, ktep)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat e Mise

Figura 3-15 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua, Mtep)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE: https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php

Figura 3-16 – Traffico veicolare sulla rete ANAS (IMR) e consumi di energia per trasporto stradale (var. % tendenziali)
Elaborazioni ENEA su dati MiSE, Asicat, ANFIA ed ISPRA

Figura 3-17 – Passeggeri/km auto, tonnellate/km merci su strada e numero voli in Italia (2010=100, asse sx; var. annua asse dx)
Evoluzione della domanda passeggeri su strada in Italia (passeggeri*km auto), merci su strada (tonnellate*km) e voli, in numero indice (2010=100) e variazione % anno su anno. Fino al 2018 dati MATTM (Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra) ed Assoaeroporti (<https://assaeroporti.com/statistiche/>), per il 2019 e 2020 elaborazioni ENEA su dati ANAS.

Figura 3-18 – Variazioni annuali % delle emissioni medie di CO₂/km del parco auto (asse dx), dei consumi di energia per trasporto stradale e del traffico veicolare (asse sin)

Figura 3-19 - Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia vedi nota di Figura 4.1
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale, http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDPRODIND_1

Figura 3-20 - Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, 2010=100)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 4.1
- l'indice delle variabili guida del settore è una componente del Superindice ENEA (si veda nota Figura 2.1) costituita da variabile climatica, valore aggiunto dei servizi e prezzi delle commodity

CAPITOLO 4 – DECARBONIZZAZIONE

Figura 4-1 - Emissioni di GHG del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e var. % rispetto al 2005 (asse dx)

Evoluzione delle emissioni di GHG totali (escluse LULUCF) del sistema energetico nazionale e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.

Fonti dati:

- Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA
- Per i dati dal 2015 al 2020, stime ENEA elaborate a partire dai dati relativi ai consumi di energia e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali.

La suddivisione delle emissioni di CO₂ tra settori ETS e settori non-ETS è una stima ENEA a partire da dati ISPRA e EEA:

- <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- <https://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-proxy-2018>

Figura 4-2 - Emissioni di GHG dei settori ETS e non ETS (variazioni su anno precedente, %)

Vedi nota di Figura 4.1

Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.

Vedi note di Figura 4.1 e Figura 4.4

Figura 4-4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 2019 e 2020 sono stati usati i coefficienti 2018) come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA.

Fonti dati:

- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 - Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format)
<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/>

Figura 4-5 - Produzione elettrica su base annua da solare, eolico e idro (var. su anno precedente, GWh)

Elaborazioni ENEA su dati Terna:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/>

Figura 4-6 - Emissioni di CO₂ per settori (var. tendenziale, MtCO₂)

Elaborazioni ENEA, vedi nota di Figura 4-1

Figura 4-7 - Emissioni di CO₂ per settori (riduzione rispetto ai livelli del 2005, MtCO₂)

Elaborazioni ENEA su dati ISPRA (CRF 2018), EEA (Technical Report 16/2019) ed ENEA (per 2019 e 2020).

Figura 4-8 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100)

Per i consumi di energia nei trasporti le elaborazioni ENEA sono basate sui dati MiSE consumi petroliferi, i coefficienti di emissioni settoriale per fonte sono Fonte ISPRA, Inventario Emissioni. Per il PIL la Fonte è ISTAT

Figura 4-9 - Nuove immatricolazioni di autovetture (asse sin.) ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO₂/km) Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione ed emissioni di anidride carbonica.

Fonti dati:

- ACI, <http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico/annuario-statistico-2009.html>
- UNRAE, <http://www.unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/2016-01/2016-12>
- <http://www.unrae.it/dati-statistici/circolante/3813/parco-circolante-al-31122016>

Figura 4-11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue su diversi periodi (var. % tendenziali)

Vedi nota di Figura 4.12.

Figura 4-12 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

La variazione delle emissioni di CO₂ è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

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

La formula lega le emissioni annue di CO₂ all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO₂/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO₂ derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

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

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

Nel documento viene proposta una variante della Identità di Kaya tradizionale, alla quale viene aggiunta la quota di energia da fonti fossili sul totale del fabbisogno energetico (Fossili/Energia):

$$CO_2 = POP \times PIL/POP \times Energia/PIL \times Fossili/Energia \times CO_2/Fossili$$

Figura 4-13 - Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2005=100)

La figura riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2010. Vedi Nota Figura 4.12.

Figura 4-14 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2015-2019)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat - <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> e BP Statistical Review of World Energy 2020 <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Figura 4-15 – Nuova capacità elettrica da FER in Italia (MW)

Elaborazioni ENEA su dati Terna

CAPITOLO 5 – SICUREZZA DEL SISTEMA ENERGETICO

Figura 5-1- Produzione globale di petrolio per aree (Mb/g; N.B: per il 2020 elaborazione ENEA su dati IEA) – dati storici e previsione IEA del 2016 per il 2020

Elaborazioni ENEA su dati IEA, Oil Market report, ed EIA-DOE, Short-Term Energy outlook, varie edizioni

Figura 5-2 - Quote percentuali di produzione globale di petrolio per aree (N.B.: per 2020 e 2021 elaborazioni ENEA su proiezioni IEA e EIA-DOE)

Vedi nota Figura 5-1.

Figura 5-3 - Importazioni di greggio per paese di provenienza (N.B.: per il IV trimestre i dati risultano parziali)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Unione Petrolifera.

Figura 5-4 – Variazione trimestrale (% , asse sx) e media annuale in valore assoluto (kt) dell'import netto di greggio
Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro);
quantità di greggio importato per anno (kt, asse destro). Base dati trimestrale.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 5-5 - Produzione interna di greggio in Italia ed in Europa (kt)
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 5-6 – Import (valori positivi) ed export (valori negativi) dei principali prodotti di raffinazione
L'import/export netto è calcolato come differenza tra la quantità di prodotto esportato e quella importata. Per ogni prodotto petrolifero le importazioni nette sono rappresentate dai valori positivi, le esportazioni nette dai valori negativi.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 5-7 - Crack spread sulla benzina e sul diesel (\$/bbl)
Fonte dati: https://investor.lotos.pl/en/1930/investors/macro_data

Figura 5-9 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl; N.B. per il IV trimestre dati parziali)
Fonti dati:

- MED: margini calcolati da "EMC Benchmark", relativi a una raffineria costiera di media complessità ubicata nel Mediterraneo, con una carica composta da 50% di petrolio Brent e 50% di petrolio Ural, (<http://www.saras.it/saras/pages/investors/themarket2/emcbenchmark2/weeklyemc2?body=40>);
- ASIA: margini di una raffineria dell'area Asiatica, Singapore, che utilizza petrolio proveniente da Medio Oriente, Dubai (<https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls>);
- USGC: margini di una raffineria degli Stati Uniti, US Gulf Coast, che utilizza una carica composta miscela di petrolio
- Heavy Louisiana Sweet (HLS) e Light Louisiana Sweet (LLS) (<https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls>);
- NWE: margini di una raffineria del Nord Ovest Europa che utilizza miscela di petrolio tipica dell'area (<http://www.total.com/en/investors/institutional-investors/main-indicators#sthash.pwPL8irw.dpuf>)

Figura 5-11 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (N.B.: per il IV trimestre dati parziali)
Fonte dati: <https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/>

Figura 5-12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m3) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database.

Figura 5-13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m3)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database

Figura 5-14 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m3, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database (<https://www.jodidata.org/gas/>)

Figura 5-15 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m3)
Elaborazioni ENEA su dati

- IEA: <https://www.iea.org/gtf/>
- SNAM rete gas, bilanci http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-16 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2019 e valori medi del 2019 e 2020 (MSm3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato:
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)
Fonti dati:

- SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Punto di Scambio Virtuale: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>
- Prezzo medio mensile dell'LNG spot importato in Giappone: <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html>

Figura 5-21 - Indice di dipendenza dal gas naturale importato, ponderato con il peso del gas nel mix di energia primaria

Elaborazioni ENEA su dati:

L'indice è costruito moltiplicando la dipendenza dalle importazioni del gas naturale importato in Italia per la quota percentuale del gas naturale nel mix di energia primaria.

Fonti dati:

- Per la quota di gas importato: SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretgas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Per il peso del gas naturale nel mix di energia primaria vedi nota di Figura 3-1.

Figura 5-24 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile al PSV: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>

Figura 5-25 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-26 - Richiesta di energia elettrica osservata nel 2020 e previsione ex-ante con modello a 12 passi in avanti (GWh)

Previsione per i mesi successivi all'introduzione delle misure di contrasto alla pandemia, formulata sulla base dei valori osservati aggiornati al mese di febbraio 2020. Gli intervalli di previsione costituiscono valori attesi coerenti con l'andamento storico, tenuto conto della dinamica del trend e della componente ciclica, ricavati da un modello TRAMO-SEATS senza variabili esogene. La distanza tra il valore osservato (espresso graficamente nel punto in rosso) e il valore centrale dell'intervallo rappresenta una stima del gap nella richiesta di energia elettrica, mentre una sua collocazione al di fuori dell'intervallo indica un valore statisticamente anomalo.

Figura 5-27 - Punta di domanda in potenza (GW)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-28 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-29 - Produzione elettrica da rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-30 - Variazione della quota % di vendite sul MGP per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte - Il trimestre 2020 rispetto al II trim. 2019 (asse dx)

Fonte dati: GME, Newsletter mensile, diverse edizioni.

Figura 5-31 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,5% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

Elaborazioni ENEA su dati Terna: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>

Figura 5-32 - Variazione oraria della produzione intermittente (% sul carico) - valori minimi, massimi e deviazione standard

Elaborazioni ENEA su dati Terna: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>

Figura 5-33 - Curva della domanda residua media oraria (MW, vari anni)

La domanda residua è la domanda al netto della produzione intermittente.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Terna: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>

Figura 5-34 - Evoluzione della capacità installata in Italia negli ultimi anni (GW; fonte ENTSO-E)

Fonte dati: ENTSO-E, Winter Outlook 2020-2021

Figura 5-35 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (in % del fabbisogno; NB: soglia dell'1% delle ore con il margine più ridotto)

L'eccesso di capacità è calcolato in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report. Una descrizione della definizione di adeguatezza è contenuta anche in Terna, Contesto ed evoluzione del sistema elettrico, 2019, pag. 78 e seguenti).

Nel dettaglio, l'eccesso di capacità è calcolato come rapporto tra il margine di capacità effettivamente registrato in ogni ora dell'anno e la domanda registrata in quell'ora. Per ogni ora dell'anno il margine di capacità effettivo è calcolato come differenza fra la capacità di generazione disponibile e la somma della domanda relativa a quell'ora e del margine di riserva. La capacità di generazione disponibile in ogni ora è calcolata come somma della capacità termoelettrica effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità) e dell'elettricità effettivamente importata dall'estero. I valori pubblicati in figura fanno riferimento all'eccesso di capacità massimo nell'1% delle ore più "critiche" di ogni periodo rappresentato.

Fonti dati:

- Capacità termoelettrica installata: elaborazioni ENEA su dati Terna e ENTSO-E.
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report>
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report>
- Margine di riserva per zona di mercato: Terna, Year-ahead forecast margin including peak load forecast - adequacy margin [MW] at time of annual peak load, diversi anni.
- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Figura 5-38 – Onere netto dei costi associati alle movimentazioni su MSD (somma ultimi 4 trimestri)
 Elaborazioni ENEA su dati GME:
http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=MSD_ServiziDispacciamento

Figura 5-39 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€/cent/kWh)
 Fonte dati: serie storica dei comunicati mensili relativi al corrispettivo unitario di cui all'articolo 44, comma 44.6 della deliberazione AEEG n. 111/06.

Figura 5-43 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall'AEEGSI (Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014//eelcome), per il costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato si è utilizzato il prezzo del gas naturale registrato al PSV.

CAPITOLO 6 – PREZZI DELL'ENERGIA E COMPETITIVITA' ITALIANA

Figura 6-2 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).
 Elaborazioni ENEA su dati ARERA. Per la definizione delle classi dimensionali valgono le seguenti ipotesi:

Tipologia consumatore	MWh/a, lim. inf.	MWh/a, lim. sup.	MWh/a, mediana	Tensione	Potenza imp. (kW)
Piccolo	100	300	169	BT	95
Medio-piccolo	300	1,200	557	MT / BT	257
Medio	1,200	10,000	2,505	MT	984
Grande	10,000	70,000	40,000	AT / MT	10,000
Grandissimo	70,000	150,000	100,000	AAT	25,000

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

Per i valori relativi alle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. I valori presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh. La componente PD viene considerata come media semplice dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento. Il grafico mostra la variazione percentuale della componente PD da un trimestre a quello successivo. La componente PE viene considerata come media ponderata dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento e per ciascuna fascia di consumo. I pesi assegnati sono 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. Il grafico mostra la variazione percentuale delle componenti PD e PE da un trimestre a quello successivo.

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

Figura 6-4 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN
 Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 6-6 – Stima delle componenti di costo dell'energia elettrica per l'utente non domestico "medio-piccolo" nel 2020.
 Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 6-7 - Prezzi dell'energia elettrica (c€/KWh) per le utenze non domestiche, al netto delle imposte recuperabili, per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno (IC) nell'Unione Europea a 28 paesi. I, II e III trimestre 2020.
 Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-8 - Incidenza percentuale del tipo di costi sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori non domestici, per fasce di consumo in MWh/a. Confronto Italia - zona euro, I semestre 2020.
 Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-9 Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)
 Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 6-10 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo.
 Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-11 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.
Elaborazioni ENEA su dati HEPI (<https://www.energypriceindex.com/latest-update>).

Figura 6-12 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)
Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 6-13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)
Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo industriale gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 6-14 - - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)
Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

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, var. % tendenziale asse dx)
La fascia di consumi annui compresa tra 1.000 -10.000 GJ è la fascia Eurostat IB. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non del numero di dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, per lo più allacciata alla rete di distribuzione, è definita piccola utenza industriale. La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per la piccola utenza è basata sui corrispettivi per i "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" al netto delle imposte definiti trimestralmente da ARERA per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. Si è ipotizzata una perfetta corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. I valori si riferiscono a un consumo annuo tra 5.000 e 200.000 Smc/anno e sono calcolati come media pesata delle tariffe previste per le due fasce di consumo 5001-80.000 Smc/anno e 80.001-200.000 Smc/anno, per ciascuno degli ambiti tariffari. Il prezzo medio nazionale è quindi calcolato come media dei prezzi dei diversi ambiti territoriali, pesata sui consumi annui.
Fonte dati, ARERA <https://www.arera.it/it/dati/condec.htm>

Figura 6-17 - Componente Cmcm per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)
Vedi nota Figura 6-15.

Figura 6-18 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)
Vedi nota Figura 6-15.

Figura 6-19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)
Vedi nota Figura 6-15.

Figura 6-20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).
Vedi nota Figura 6-15.

Figura 6-21 - Prezzi medi 2020 del gas naturale per i consumatori domestici. Valori in c€/kWh in parità di potere d'acquisto (dato HEPI).
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-22 – Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Tabella 6-1 - Composizione del valore delle importazioni italiane nel comparto low-carbon
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Tabella 6-2 - Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-23 - Composizione geografica dell'export italiano di veicoli PHEV nel 2019 e nei primi dieci mesi del 2020.
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

www.enea.it

Marzo 2021