



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Il trimestre 2020.



2/2020

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Il trimestre 2020

n. 2/2020

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)
Ettore Bompard, Carmelo Mosca e Francesco Profumo (est@energycenter/PoliTO),*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: F. Gracceva, A. Colosimo, Ettore Bompard, Carmelo Mosca, Francesco Profumo
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti.....	4
1. Indice sintetico della transizione energetica.....	6
2. Variabili guida del sistema energetico.....	8
2.1. Mercati internazionali dell'energia.....	8
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	12
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia.....	14
3.1. Consumi di energia primaria.....	14
BOX – I consumi di energia nei mesi del lockdown	16
3.2. Consumi finali di energia.....	19
4. Decarbonizzazione.....	22
5. Sicurezza del sistema energetico italiano.....	27
5.1. Sistema petrolifero.....	27
5.2. Sistema del gas naturale.....	31
5.3. Sistema elettrico.....	35
FOCUS – Crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili e sicurezza del sistema elettrico nazionale	41
6. Prezzi dell'energia.....	45
6.1. Prezzi dell'energia elettrica.....	45
6.3. Prezzi dei prodotti petroliferi.....	48
6.4. Prezzi del gas naturale.....	49
Focus – La competitività italiana in alcune delle più importanti tecnologie low-carbon	51
Nota metodologica.....	53

Sintesi dei contenuti

Nel II trimestre dell'anno le conseguenze della pandemia da Covid-19 sul sistema economico ed energetico globale hanno raggiunto il loro massimo. La pandemia ha avuto un impatto senza precedenti sui consumi globali di petrolio in particolare, per le misure di contenimento della mobilità adottate in tutto il mondo (ad aprile erano sotto lockdown 187 Paesi e oltre 4 miliardi di persone). Sebbene riviste al rialzo, le stime più recenti indicano una caduta della domanda di petrolio pari nel trimestre a circa 16 Mbbl/g (-16%), con un picco ad aprile di circa 25 Mbbl/g, uno shock di domanda che non ha paragoni storici. Sono di conseguenza crollati i prezzi, che ad aprile sono tornati sui minimi storici non più toccati da oltre venti anni (sotto i 10 \$/bbl), prima di risalire in concomitanza con aspettative via via migliori circa la ripresa della domanda (che resta peraltro estremamente incerta). Anche nel mercato del gas naturale, già in eccesso di offerta, si stima una contrazione della domanda nel 2020 due volte maggiore di quella della crisi del 2009, e i prezzi sui diversi mercati hanno raggiunto nuovi minimi storici. In Italia le misure di chiusura delle attività produttive hanno ridotto la produzione industriale fino al -42% registrato ad aprile, mentre il PIL nel II trimestre è stimato in calo del 15% circa rispetto al 2019 e la mobilità ha raggiunto cali dell'ordine dell'80% ad aprile (del 50% in media circa nel trimestre).

Cali record per i consumi di energia (-22% nel II trimestre, -14% nel I semestre), ma segnali di ripresa a luglio. Il drammatico calo della mobilità spiega la contrazione leggermente più forte rispetto a quella dell'economia

- Secondo la stima ENEA nel II trimestre 2020 i consumi di energia primaria si sono ridotti del 22% rispetto allo stesso periodo del 2019. Il calo è maturato in particolare ad aprile e maggio (rispettivamente -30% e -22% sul 2019), quando è stata più forte l'emergenza sanitaria e le conseguenti limitazioni agli spostamenti e alle attività produttive. La riduzione del fabbisogno è stata più contenuta a giugno (-15%). Il calo del II trimestre ha fatto seguito alla riduzione più modesta del I trimestre (-7% tendenziale), dovuto per la gran parte al -14% registrato a marzo. Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno il fabbisogno di energia primaria è stimato in calo di circa il 14% rispetto alla prima metà del 2019 (quasi 12 Mtep in meno). Si tratta di cali dei consumi che non hanno precedenti: anche nell'ipotesi ottimistica di un ritorno alla normalità nella seconda metà dell'anno, a fine anno la riduzione del fabbisogno sarà probabilmente superiore al record negativo del 2009 (-6%).
- Il calo della domanda di energia è in gran parte coerente con la variazione dei principali driver dei consumi energetici, sintetizzati dal Superindice ENEA, che nel II trimestre è in calo del 18% sullo stesso trimestre del 2019, per i forti cali del PIL e della produzione industriale, mentre è in calo del 12% nell'insieme del I semestre. Il calo dei consumi di energia è dunque leggermente maggiore rispetto a quello dei driver, per il calo particolarmente drammatico dei volumi di traffico, maggiore di quello dell'attività economica, che ha determinato un forte calo dei consumi di petrolio. In effetti, anche un indicatore grezzo come l'intensità energetica mostra che nella prima metà dell'anno i consumi di energia si ridurranno probabilmente più del PIL (previsto in calo del 10% circa).
- I dati parziali di luglio indicano un'ulteriore ripresa della domanda di energia: si stima un calo rispetto a luglio 2019 inferiore al 10%, in ripresa rispetto al -15% stimato per giugno. A luglio l'indice della mobilità rilevata da ANAS segnala un +14% rispetto a giugno 2020 e un calo rispetto a luglio 2019 che si riduce al -10% (e al -3% nel caso dei veicoli pesanti), mentre una prima ripresa riguarda anche i voli sui cieli nazionali, più che raddoppiati rispetto a giugno. Anche il calo dei consumi di gas naturale dovrebbe essere limitato al 3% circa, mentre quello dei consumi elettrici scendere sotto la soglia del -10%, pur in presenza di una temperatura media più mite che ha moderato la domanda.
- In termini di fonti primarie il calo dei consumi del II trimestre 2020 (oltre 8 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2019) è dovuto per oltre la metà al petrolio (-4,5 Mtep, pari a -30%), per circa 1/4 al gas naturale (-2 Mtep, pari a -18%), per poco meno di 1/5 alle importazioni di elettricità (in calo di un notevole 70%), per il restante 10% circa ai solidi (in calo di oltre il 30%). Sono invece lieve aumento le fonti rinnovabili, quasi 0,5 Mtep in più (+7%).
- Nel II trimestre la richiesta di energia elettrica è diminuita di oltre il 13% rispetto allo stesso periodo del 2019 (-10,4 TWh), per i decisi cali di aprile (-17%), maggio (-10%) e giugno (-13%). La produzione nazionale (-4 TWh) si è ridotta meno della domanda sulla rete, perché la gestione dello shock di domanda ha portato a un taglio drastico delle importazioni nette (-6 TWh). La generazione termica si è ridotta di circa 4 TWh, quella da fonti rinnovabili è aumentata di oltre 2 TWh, più della metà dei quali riconducibili al solare.
- I consumi finali di energia sono stimati nel II trimestre in calo di quasi il 25% dopo il -8% registrato nel I trimestre. Complessivamente, nei primi sei mesi dell'anno i consumi di energia nei settori di impiego finale sono stimati in calo di quasi 10 Mtep (-16%), in larga parte per la minore domanda nei trasporti (-6 Mtep rispetto al I semestre 2019, -30%), mentre riduzioni inferiori, ma comunque notevoli, hanno interessato l'industria (-1,7 Mtep, -12%) e il settore civile (-1,9 Mtep, -8%).

Dal crollo della domanda una spinta all'indice della transizione energetica (+15%). Balzi per decarbonizzazione (+30%) e prezzi (+20%) ma anche segnali di criticità per la sicurezza energetica (-10%), in particolare nel sistema elettrico e nella raffinazione

- Le condizioni eccezionali che hanno caratterizzato la prima parte dell'anno hanno impresso una forte accelerazione alla fase di miglioramento dell'indice ISPRED iniziata nella seconda metà del 2019. L'indice ISPRED risulta in aumento del 15%, grazie ai balzi nelle dimensioni decarbonizzazione (+30%) e prezzi (+20%), solo moderatamente compensate dal peggioramento dell'indice relativo alla sicurezza del sistema energetico (-10%). Dopo il +16% già registrato nel I trimestre, quando tutte e tre le dimensioni dell'indice si erano mosse al rialzo, l'ISPRED è tornato sopra la soglia di 0,5, che indica una situazione migliore del valore medio registrato dal 2008 ad oggi, e a metà anno risulta superiore del 60% rispetto a un anno prima.

Emissioni di CO₂ in calo del 26% nel trimestre, del 17% nella prima metà del 2020, grazie alla combinazione di crollo della domanda e accelerazione nella decarbonizzazione del sistema elettrico

- Nel II trimestre le emissioni di CO₂ del sistema energetico 2020 sono stimate in calo del 26%, nell'intero I semestre di circa il 17% (oltre 28 MtCO₂ in meno), in entrambi i casi cali superiori a quello dei consumi di energia, perché quest'ultimo si è

concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica (carbone e petrolio). Circa 2/3 della riduzione delle emissioni è spiegata dal crollo della domanda di energia, sebbene un ruolo significativo lo abbiano avuto anche l'accelerazione della decarbonizzazione nel settore elettrico e in misura minore la riduzione dell'intensità energetica dell'economia (favorita peraltro anche dal clima mite). Ne consegue che in uno scenario di ritorno dell'attività economica sui livelli pre-crisi è plausibile che la traiettoria delle emissioni torni a non essere in linea con gli obiettivi al 2030. Inoltre, pur in miglioramento, anche in questa fase la crescita del peso delle rinnovabili resta su una traiettoria non in linea con gli obiettivi.

Dal crollo dei prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità forti riduzioni dei prezzi per i consumatori industriali e domestici

- Il forte miglioramento registrato dalla dimensione dell'ISPRED è legato al fatto che il crollo dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità ai minimi storici ha comportato anche un maggiore allineamento dei prezzi italiani a quelli degli altri principali mercati europei, sulla borsa elettrica in particolare, con ripercussioni anche sui prezzi per i consumatori finali.
- Il nuovo forte calo del prezzo del gas sui mercati internazionali ha prolungato la traiettoria di riduzione dei prezzi per i consumatori industriali italiani iniziata nella seconda metà del 2019. Per i piccoli consumatori industriali si stima una riduzione di quasi il 30% rispetto al II trimestre 2019, mentre la stima relativa al III trimestre colloca il prezzo sui livelli più bassi degli ultimi sette anni. In questo contesto di mercato meno della metà del costo del gas è oggi riconducibile ai servizi di vendita. Nel II trimestre 2020 è infine arrivato un calo significativo del prezzo anche per i consumatori domestici (-25% sul trimestre precedente), che nei mesi passati non avevano beneficiato del trend dei mercati all'ingrosso.
- Anche i prezzi dell'elettricità hanno beneficiato del calo dei prezzi all'ingrosso (il PUN ha raggiunto nuovi minimi storici). Per le utenze non domestiche il calo congiunturale, differente per le diverse classi di consumo, è stimato al 20% circa, grazie alla diminuzione della componente "prezzo energia" (-53%). Ma nel III trimestre si segnala un'inversione di tendenza per l'aumento del costo del dispacciamento, riflesso delle aumentate difficoltà di gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Con il crollo della domanda sono emerse possibili criticità per alcuni aspetti di sicurezza del sistema energetico, in particolare nel sistema elettrico e nella raffinazione

- Il contesto di profonda crisi della domanda di energia ha comportato un complessivo peggioramento dell'indice relativo alla sicurezza del sistema energetico (-10%), sebbene questo dato sia la risultante di impatti molto differenti sui diversi aspetti che caratterizzano la sicurezza del sistema. In particolare, peggioramenti degli indicatori hanno riguardato la raffinazione, che ha sofferto un forte calo dell'utilizzo degli impianti e margini in territorio negativo, e il settore elettrico, che è venuto a trovarsi improvvisamente in una condizione prossima a quella che dovrebbe realizzarsi entro il 2030 con il percorso di decarbonizzazione, con un peso notevolmente aumentato della generazione rinnovabile e non programmabile.
- Su base mensile nuovi massimi storici hanno raggiunto sia la quota di domanda coperta da fonti rinnovabili (che a maggio ha superato il 50%) sia la quota coperta dalle sole fonti intermittenti (al 20%), mentre su base oraria la massima copertura della domanda da fonti rinnovabili ha raggiunto valori dell'ordine del 90% e la massima quota oraria delle fonti intermittenti ha superato il 70%. Sebbene non vi siano stati eventi critici evidenti, la gestione in sicurezza del sistema ha richiesto di ridurre drasticamente le importazioni nette, per sostenere la generazione interna convenzionale (la cui profittabilità è peraltro tornata su livelli minimi), e si è ricorso alla limitazione della produzione eolica, in particolare nelle ore centrali dei giorni festivi. Inoltre è cresciuto ancora l'approvvigionamento di Terna sul mercato dei servizi di dispacciamento, dove i costi associati alle transazioni hanno raggiunto nuovi massimi storici.
- Sul tema della sicurezza del sistema elettrico in questo numero dell'Analisi trimestrale un Focus discute in particolare gli effetti sull'inerzia del sistema di una crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili.

1. Indice sintetico della transizione energetica

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

Dal crollo della domanda una spinta all'indice della transizione energetica (+15%). Balzi per decarbonizzazione (+30%)

Le condizioni eccezionali che hanno caratterizzato la prima parte dell'anno hanno impresso una forte accelerazione alla fase di miglioramento dell'indice ISPRED iniziata nella seconda metà del 2019. L'indice ISPRED risulta in aumento del 15%, grazie ai balzi nelle dimensioni decarbonizzazione (+30%) e prezzi (+20%), solo moderatamente compensate dal peggioramento dell'indice relativo alla sicurezza del sistema energetico (-10%). Dopo il +16% già registrato nel I trimestre, quando tutte e tre le dimensioni dell'indice si erano mosse al rialzo, l'ISPRED è tornato sopra la soglia di 0,5, che indica una situazione migliore del valore medio registrato dal 2008 ad oggi, e a metà anno risulta superiore del 60% rispetto a un anno prima.

Figura 1.1 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

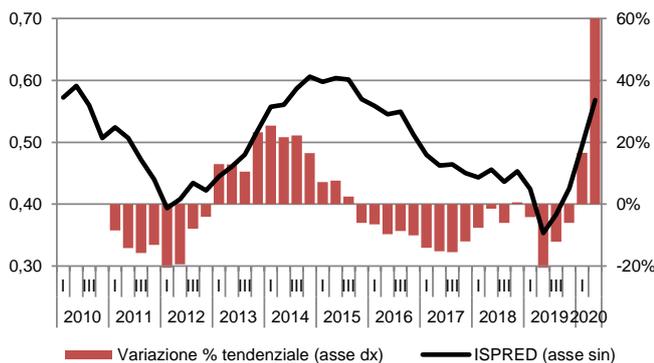
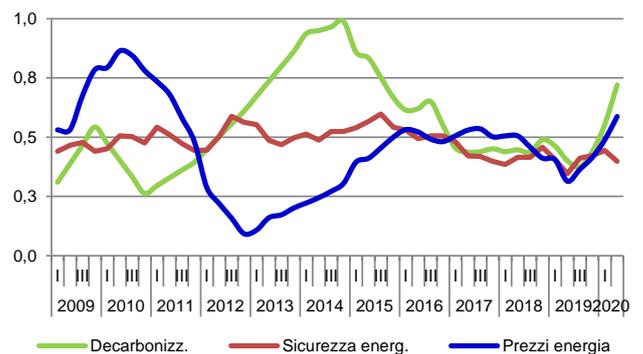


Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Balzo della dimensione decarbonizzazione (+30%), grazie al crollo delle emissioni e all'aumentato peso delle rinnovabili nel mix

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione ha subito un balzo notevole a seguito dello shock di domanda portato dalla pandemia. Il crollo delle emissioni di CO₂ ha di colpo riportato queste ultime su un trend di lungo periodo discendente, dopo che da diversi anni la traiettoria era di una sostanziale stazionarietà. La distanza tra il livello delle emissioni ora atteso a fine 2020 e quello coerente con la traiettoria coerente con i target al 2030 si è dunque d'improvviso annullata, perfino nel caso dei settori non-ETS. Inoltre, il calo dei consumi si è concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica (carbone e petrolio) per cui è in calo sia la quota di fonti fossili sul totale sia l'intensità carbonica dell'energia fossile.

D'altra parte, circa i 2/3 della riduzione delle emissioni sono spiegati dal crollo della domanda di energia. Ne consegue che in uno scenario di ritorno dell'attività economica sui livelli pre-crisi è plausibile che la traiettoria delle emissioni torni a non essere in linea con gli obiettivi al 2030. Inoltre, pur se anch'esso in forte miglioramento (la quota di fonti energetiche rinnovabili - FER - potrebbe a fine 2020 balzare verso il 20% dei consumi finali), l'indicatore relativo alla traiettoria di crescita del peso delle rinnovabili mostra che la traiettoria resta ancora non in linea con gli obiettivi.

Con il crollo della domanda segnali di criticità per la sicurezza energetica (-10%), in particolare nel sistema elettrico e nella raffinazione

Il contesto di profonda crisi della domanda di energia ha comportato un complessivo peggioramento dell'indice relativo alla sicurezza del sistema energetico (-10%), sebbene questo dato sia la risultante di impatti molto differenti sui diversi aspetti che caratterizzano la sicurezza del sistema.

Nel sistema petrolifero (-7% l'indice sintetico del settore) variazioni modeste riguardano il petrolio greggio e i prodotti petroliferi. Il forte calo dei consumi di petrolio, maggiore di quello dell'energia primaria, induce un leggero alleggerimento del peso del petrolio nel mix, migliorando l'indicatore della dipendenza del sistema dal petrolio, ma a compensare questo miglioramento c'è una maggiore concentrazione delle aree di provenienza. Con il crollo della domanda sono anche migliorati gli indicatori che misurano il rapporto tra produzione e consumi interni di benzina e gasolio, in Italia storicamente superiore a 1, ma in questo caso eccessi produttivi molto elevati possono risultare anche problematici. Variazioni decisamente più rilevanti hanno riguardato invece la raffinazione, dove i margini dell'area mediterranea sono tornati in territorio negativo in due degli ultimi due trimestri, e la crisi di domanda ha fatto scendere ai minimi decennali il tasso di utilizzo degli impianti, sebbene in questo caso la performance italiana non sia stata la peggiore in Europa.

Nel sistema del gas naturale (-2% l'indice sintetico del settore) non si registrano cambiamenti di grande rilievo rispetto al trimestre precedente. Il mite clima invernale e poi lo shock di domanda hanno portato a un miglioramento degli indicatori che misurano l'eccesso di capacità rispetto alla punta di domanda, che nell'inverno scorso è rimasta molto al di sotto dei massimi storici. Inoltre, la permanenza degli afflussi record di GNL continua a supportare gli indicatori di diversificazione e stabilità dei fornitori. D'altra parte, il calo più contenuto dei consumi di gas rispetto al petrolio e al carbone ne accentua il peso sull'energia primaria totale, unicità italiana che rende necessario prestare attenzione alla sicurezza del sistema.

Con il crollo dei prezzi all'ingrosso ai minimi storici si è verificato una qualche riduzione dello spread che separa il prezzo al PSV italiano dal principale hub europeo, il TTF, ma il valore assoluto dello spread continua a restare non giustificato dai costi di trasporto.

Di notevole rilievo sono stati invece gli effetti della crisi di domanda sul settore elettrico, che è venuto a trovarsi improvvisamente in una condizione prossima a quella che dovrebbe realizzarsi entro il 2030 con il percorso di decarbonizzazione, con un peso notevolmente aumentato della generazione rinnovabile e non programmabile. Nel complesso l'indice sintetico che misura l'andamento del settore risulta in forte peggioramento (-50%), nonostante il forte miglioramento (probabilmente momentaneo) derivato inevitabilmente dal calo della domanda sul margine di adeguatezza del sistema, ultimamente sotto tensione a seguito della progressiva riduzione della capacità convenzionale installata. Sebbene non vi siano stati eventi critici evidenti, i nuovi record stabiliti dalle fonti intermittenti hanno invece fatto emergere le complesse implicazioni problematiche collegate a un sistema elettrico a forte penetrazione di fonti non programmabili (vedi cap. 5.3). Sono dunque in forte peggioramento gli indicatori relativi alla flessibilità del sistema (-90%) e all'adeguatezza del mercato elettrico rispetto all'esigenza di fornire i giusti incentivi all'investimento nelle appropriate risorse di generazione (-60%). Entrambi questi indicatori si collocano ora sui minimi della serie storica decennale.

Dal crollo dei prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità forti riduzioni dei prezzi per i consumatori industriali e domestici

Il forte miglioramento registrato nel II trimestre dalla dimensione prezzi dell'ISPRED (+20%) è legato in primo luogo al crollo dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità, ai minimi storici, in secondo luogo al fatto che in concomitanza con questo crollo ha comportato anche un maggiore allineamento dei prezzi italiani a quelli degli altri principali mercati europei, sulla borsa elettrica in particolare. Se misurato rispetto al Paese più "competitivo" che di volta in volta realizza il prezzo più basso, il premio del PUN è sceso a giugno ad appena 2 €/MWh, il minimo del decennio.

Anche il confronto internazionale per i prezzi per le utenze domestiche continua a confermare in Italia prezzi superiori alla media UE a fine 2019. Ma indagini parziali relative alla prima metà del 2020 sembrano delineare un miglioramento.

Infine, a contribuire al miglioramento dell'indice vi è anche il calo del prezzo del gasolio, combinato anche in questo caso a un miglioramento della posizione relativa italiana rispetto a quella degli altri Paesi UE.

Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione (indici variabili tra 0 e 1)

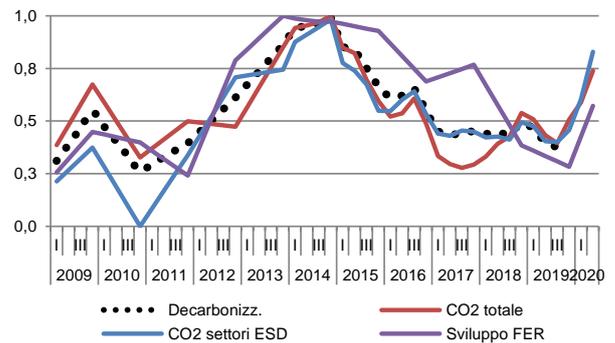


Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica (indici variabili tra 0 e 1)

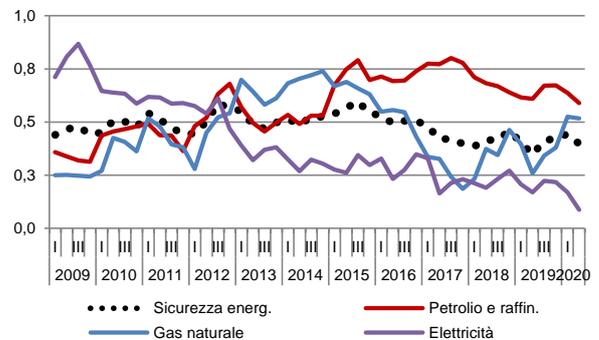
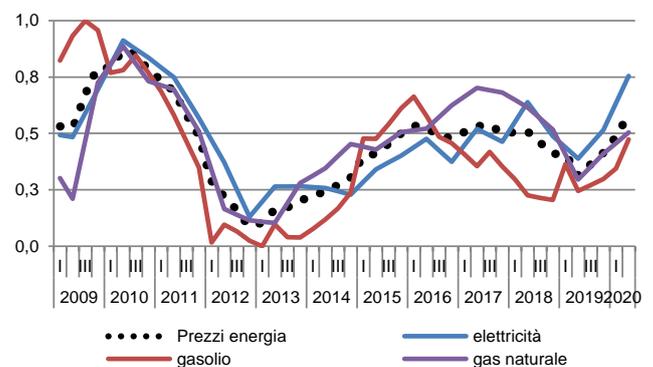


Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell'energia (indici variabili tra 0 e 1)



2. Variabili guida del sistema energetico

2.1. Mercati internazionali dell'energia

Il crollo della domanda si è abbattuto su un mercato globale del petrolio già in tendenziale eccesso di offerta

Dopo aver chiuso il 2019 in risalita, fino a quasi 70 \$/bbl il Brent, a 60 \$/bbl il WTI, nei primi mesi del 2020 il prezzo del greggio ha iniziato una traiettoria discendente, fino al drastico crollo di fine marzo, che tra il 20 e il 21 aprile ha infine portato il Brent ai minimi dal 1998 (a 9,1 \$/bbl), il WTI perfino a una mai sperimentata prima quotazione negativa (-37 \$/bbl, ma legata a ragioni tecniche). Ad aprile il prezzo medio del Brent spot è stato di 18 \$/bbl quello del WTI spot di 16,5 \$/bbl.

Da maggio i prezzi del greggio sono però tornati a salire, fino a raggiungere già all'inizio di giugno i 40 \$/bbl, sebbene in un contesto di grande incertezza circa l'evoluzione della pandemia nelle diverse aree del pianeta. A luglio i prezzi sia del Brent sia del WTI sono comunque rimasti costantemente al di sopra dei 40 \$/bbl. In media trimestrale il prezzo medio del Brent spot è stato di 29,3 \$/bbl, quello del WTI spot di 27,8 \$/bbl, tra l'altro con un rimarchevole calo dello spread tra i due greggi, ai minimi da inizio 2017.

Il crollo della domanda si è abbattuto su un mercato globale del petrolio già in tendenziale eccesso di offerta

Alla base dell'andamento ribassista di inizio anno vi era una situazione di mercato già in tendenziale eccesso di offerta, sulla quale si inoltre innestata la crisi dell'alleanza OPEC+ a marzo. Il successivo crollo dei prezzi è stato invece la conseguenza dell'impatto senza precedenti che la pandemia ha avuto sui consumi globali di petrolio, per le misure di contenimento adottate in tutto il mondo (ad aprile erano sotto lockdown 187 Paesi e oltre 4 miliardi di persone).

La successiva ripresa dei prezzi a partire da maggio trova spiegazione nell'andamento sia della domanda sia dell'offerta. Da un lato, la domanda ha iniziato a riprendersi in misura maggiore del previsto: se ad aprile l'Agenzia Internazionale dell'Energia prevedeva per il II trimestre dell'anno un calo di 23,1 Mbbbl/g rispetto all'anno precedente, grazie alla ripresa della mobilità migliore del previsto nei Paesi OCSE già a maggio il calo previsto si riduceva a 19,9 Mbbbl/g (con una revisione in aumento dunque di 3,2 Mbbbl/g), e l'ultimo Oil Market Report (luglio 2020) riduce il calo a 16,4 Mbbbl/g. Per di più, simili revisioni al rialzo sono state effettuate negli ultimi Short-Term Energy Outlook dell'Energy Information Administration, fino alla stima più recente di circa 16 Mbbbl/g rispetto al II trimestre 2019.

Da un altro lato, anche l'offerta ha iniziato a rispondere alla crisi, calando bruscamente a seguito dell'accordo raggiunto dai Paesi OPEC+ ad aprile per un drastico taglio della produzione, il maggiore della storia sia per entità sia per la durata dell'impegno: i venti Paesi coinvolti (circa il 40% della produzione mondiale) hanno concordato un taglio di 9,7 Mbbbl/g a maggio e giugno (rispetto alla produzione di ottobre 2018, sebbene per Arabia Saudita e Russia la produzione di riferimento è di 11 Mbbbl/g) e di 7,7 Mbbbl/g nel secondo semestre dell'anno, con la prospettiva di un taglio di 5,8 Mbbbl/g fino ad aprile 2022.

La crisi ha inoltre iniziato a produrre i suoi effetti anche sulla produzione dei Paesi OCSE, sebbene forse in modo meno drammatico rispetto ad alcune previsioni iniziali. Secondo i dati EIA la produzione dell'area si è già ridotta di quasi 2 Mbbbl/g nel II trimestre, un valore che dovrebbe aumentare solo di poco a fine anno, mentre per il 2021 si prevede una marginale ripresa rispetto ai livelli del 2020.

A metà luglio le previsioni circa l'evoluzione della domanda nel 2020 prevedono che questa si attesterà a circa 92 milioni di barili al giorno, in calo dunque dell'8% rispetto al 2019, un calo inferiore alle previsioni di aprile ma comunque senza

precedenti nella storia del petrolio (tra il 1979 e il 1983 i consumi mondiali diminuirono di 6,3 Mbbbl/g, con un calo del 10%, ma in quattro anni). Secondo le diverse stime della IEA e dell'US EIA la domanda mondiale dovrebbe poi risalire a livelli compresi tra i 97 e i 99 Mbbbl/g.

In questo scenario, dopo che nel I semestre l'offerta è risultata di gran lunga superiore alla domanda, con un picco nel II trimestre (eccesso di offerta di poco inferiore ai 10 Mbbbl/g), con conseguente accumulazione di scorte, già a partire dal III trimestre la combinazione di tagli produttivi e ripresa della domanda riporterebbero il mercato petrolifero in eccesso di domanda, permettendo un progressivo decumulo delle ingenti scorte accumulate negli ultimi mesi.

Figura 2.1 - Bilancio domanda/offerta (Mbbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale



Figura 2.2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

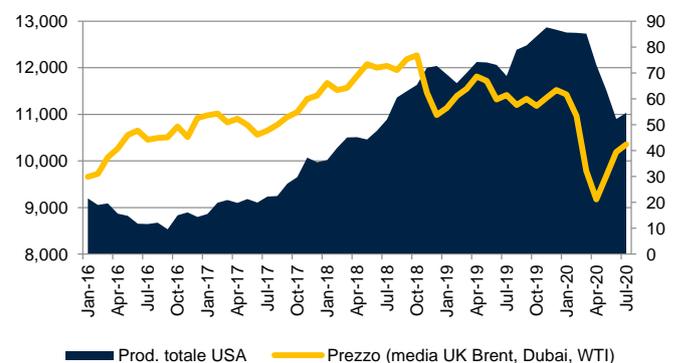
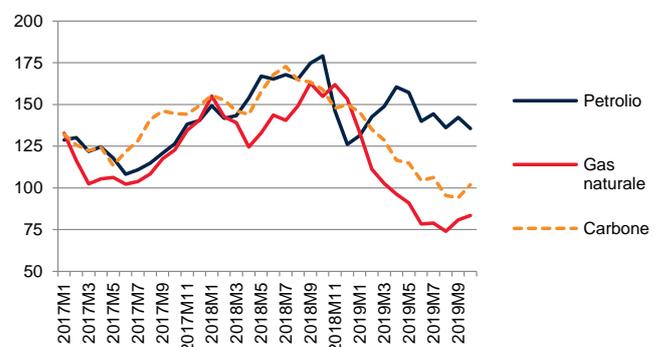


Figura 2.3 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)



Mercato del gas, una panoramica globale

Ancora al termine del primo semestre 2020, tutti i principali mercati del gas stanno sperimentando un calo della domanda o al massimo una lenta ripresa (come nel caso della Cina). Nonostante la progressiva revoca delle misure sanitarie di confinamento, le ultime stime elaborate dall'EIA prevedono che per il 2020 il consumo a livello globale sia comunque destinato a una notevole contrazione, stimata nel 4% rispetto al 2019 (dal 5% inizialmente previsto) corrispondente in valori assoluti a circa 150 miliardi di metri cubi su base annua. Questa previsione prudenziale risulta peraltro suffragata dal riemergere di diversi focolai virali a macchia di leopardo a livello mondiale, i quali hanno già condotto al ripristino di lockdown localizzati o regionali.

Se le stime menzionate risultassero confermate a consuntivo, si tratterebbe del più grande calo annuo registrato dai consumi sul mercato del gas naturale sviluppato su larga scala nella seconda metà del 20° secolo, due volte maggiore rispetto all'ultima crisi del 2009 allorché la domanda di gas diminuì del 2%. La contrazione dei consumi dovrebbe colpire nel 2020 ogni settore e regione, pur concentrandosi nei mercati maturi e nella generazione di energia.

Riguardo ai primi, sono investiti innanzitutto quelli di tutta Europa, di Nord America, Asia ed Eurasia, che rappresentano insieme circa il 75% della domanda globale. L'Europa risulta in particolare la più colpita, con un declino dei consumi alla fine del primo semestre pari ad oltre il 7%, in linea con le ultime stime dell'EIA. Riguardo al profilo settoriale, l'impatto maggiore è stato subito dalla produzione di energia (circa il 5%, metà del calo della domanda totale), seguita dal settore residenziale e commerciale (circa il 4%, pari al 20% dei minori consumi totali) e dal settore industriale (4%, poco meno del 20% della domanda totale). Quest'ultimo è stato colpito soprattutto nelle regioni asiatiche, poiché la contrazione della domanda di gas naturale è risultata come effetto indiretto del rallentamento della spesa al consumo per i manufatti, il quale si riflette negativamente sull'utilizzo del gas nelle economie trainate dall'esportazione (soprattutto in Asia).

L'impatto volumetrico è meno importante nei mercati emergenti, a causa sia della quota inferiore di gas nella produzione di energia (con l'eccezione del Medio Oriente) sia del suo ruolo marginale nel riscaldamento domestico.

Nonostante una prevista graduale ripresa nel 2021, la crisi del Covid-19 potrebbe comportare effetti a lungo termine sui mercati del gas naturale poiché i principali driver a medio termine della crescita della domanda rimangono soggetti a numerose incertezze chiave e non è ipotizzabile con sicurezza che siano ripristinabili le condizioni di mercato pre-crisi, peraltro già anch'esse intrise di diverse criticità.

Secondo l'EIA, la domanda di gas naturale dovrebbe riprendersi progressivamente nel 2021 nei mercati maturi e grazie alla crescita nei mercati emergenti, laddove però già questo sarà dovuto all'elasticità della domanda rispetto a prezzi bassi i quali, a loro volta, si situano su livelli critici per la produzione: si rischia, in altri termini, che il mercato del gas si inoltri in un trade off strutturale alla ricerca di un "equilibrio instabile" tra eccessivo sbilanciamento domanda/offerta e livello eccessivamente basso dei prezzi. Questo a maggior ragione in quanto le ripercussioni della crisi del 2020 sulla crescita economica dovrebbero determinare 75 miliardi di metri cubi di domanda annuale persa entro il 2025, pari alle stesse dimensioni – per avere un ordine di grandezza – dell'aumento globale della domanda registrato nel 2019. Gran parte della crescita di domanda successivo al 2021 dovrebbe essere concentrata in Asia (in primis Cina e India), dove l'espansione del gas beneficia di forte supporto politico. Poiché in entrambi i Paesi il settore industriale costituisce la principale fonte di crescita della domanda, ne deriva che questa sarà fortemente dipendente dal ritmo del recupero nei mercati nazionali ed esteri di beni industriali.

Prezzi, cresce la concorrenza, si estremizza la discesa e si appiattiscono i differenziali. Conseguenze su import, export, investimenti

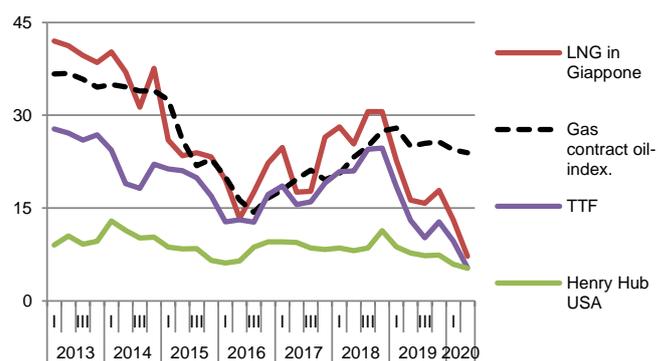
raggiungendo già a gennaio, ossia anteriormente all'emergenza sanitaria globale ed ai relativi impatti, livelli che le stime elaborate ad ottobre 2019 consideravano probabili non prima del terzo trimestre 2020 nonostante già vi incorporassero una serie di fattori di debolezza congiunturali: un elevato livello di riempimento degli stoccaggi; la possibilità di un inverno mite (poi effettivamente verificatosi); un accordo per l'importazione tramite gasdotto con l'Ucraina destinato a mantenere alti gli stoccaggi anche all'inizio del periodo di iniezione (aprile 2020); un aumento di circa il 10% a/a nelle importazioni di GNL; una domanda più debole nei principali mercati asiatici, americani e mediorientali.

Il risultato di queste dinamiche sui prezzi è consistito in una perdurante discesa (Figura 2.4) 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 euro / MWh, in discesa del 44,8% rispetto al trimestre precedente che a sua volta segnava un calo del 24% rispetto al quarto trimestre 2019. A livello semestrale, il primo semestre 2020 fa registrare un prezzo del gas al TTF pari a 7,53 euro/MWh, rispetto ai 15,74 del primo semestre 2019: un sostanziale dimezzamento. Andamenti e percentuali simili si registrano per il PSV, rispetto al quale il differenziale si è portato ad appena 1,09 euro, minimi storici per il mese di giugno (i precedenti più recenti, 2017 e 2014 erano accaduti entrambi in mesi invernali).

Quest'ultimo dato si inserisce in realtà nella complessiva forte contrazione dei differenziali avvenuta anche a livello globale, che rappresenta l'elemento di novità e testimonia indirettamente l'intensificazione della concorrenza: una rapida convergenza al ribasso dei prezzi del gas tra le tre principali aree (Europa, Asia, America) verso livelli sostanzialmente sovrapponibili.

Questo processo si è evidenziato già nel primo trimestre allorché, mentre negli Stati Uniti i prezzi del gas naturale erano diminuiti di circa il 12%, in Europa la contrazione era stata sostanzialmente doppia (25%), riflettendo la maggiore indicizzazione ai prezzi del petrolio.

Figura 2.4 - Prezzi del gas naturale (€/MWh)



In Europa, dove in febbraio il prezzo era già sceso a 9,3 €/MWh al TTF e a 10,8 € al PSV, l'indice mensile del TTF ha già ampiamente abbattuto il pavimento dei 2 \$, toccando a giugno gli 1,5 \$ /MMBtu (pari a 4,5 €/MWh), che rappresenta un livello minimo storico, mentre le curve dei prezzi forward suggeriscono un possibile e marginale ritorno al di sopra di \$ 2 non prima di ottobre 2020.

In Asia, tra gennaio e maggio 2020, i prezzi sono crollati del 44% fino a 2,2 \$ /MMBtu.

Negli Stati Uniti, il prezzo spot del gas naturale registrato all'Henry Hub è stato in media di 1,75 \$/MMBtu a maggio e in ulteriore calo a \$ 1,63 a giugno, toccando così il livello medio mensile (corretto per l'inflazione) più basso da almeno il 1989; anche la media semestrale, 1,81 \$/MMBtu, è inevitabilmente risultata ai minimi storici. Si è pertanto realizzata una confluenza dei tre prezzi all'interno di un range pari ad appena 0,7 \$/MMBtu, laddove – per avere un termine di paragone – appena nel 2018 i differenziali tra minimo (Henry Hub) e massimo (LNG) sfioravano i 7 \$, ossia dieci volte superiori agli attuali.

Attualmente, gli effetti della riduzione della domanda di gas naturale sono superiori agli effetti del calo della produzione, e si prevede che queste condizioni persistano ampiamente nei prossimi mesi, mantenendo presso l'Henry Hub il prezzo medio del terzo trimestre a \$ 1,65/MMBtu. Una certa pressione rialzista sui prezzi dovrebbe emergere nel quarto trimestre 2020 - nonostante le previsioni di livelli record di stoccaggio per fine ottobre - grazie ad un aumento stagionale della domanda (per riscaldamento residenziale) combinato con una riduzione della produzione, nonché con possibili - sebbene limitati - ulteriori switch dal carbone. Si stima che il prezzo spot di Henry Hub raggiunga una media di \$ 2,46/MMBtu nel quarto trimestre del 2020, portando la media annuale del 2020 a \$ 1,93/MMBtu, per poi salire nel 2021 a 3,10 \$, un livello registrato l'ultima volta nel gennaio 2019.

Si tratta di un range di prezzi critico in quanto la soglia dei 3\$, corrispondente al costo convenzionale di liquefazione sulla costa del Golfo e già violata stabilmente nel corso del 2019, è quella discriminante per assicurare i margini economici necessari allo sviluppo di eventuali nuovi progetti. A maggior ragione si presenta critica la violazione della barriera dei 2\$, che ancora ad ottobre del 2019 le stime (ad es. quelle dell'Oxford Institute) davano per probabile non prima del terzo trimestre 2020 e che invece è avvenuta a gennaio già prima dell'emergenza Covid con il raggiungimento dei minimi pluriennali dal 2015 per poi – come visto – estremizzarsi ancor più nei mesi primaverili: ciò ha già provocato l'impatto (ipotizzato nel precedente numero dell'Analisi) sulle esportazioni statunitensi, non soltanto quelle più penalizzate dalla posizione geografica meno favorevole, ma ormai anche per il carico medio, il quale non riesce a coprire i costi marginali a breve termine per la consegna in Europa o in Asia a prezzi correnti. Gli Stati Uniti hanno ridotto fin dal mese di aprile le esportazioni di GNL verso l'Europa e annullato decine di carichi previsti per i mesi successivi, sebbene le esportazioni su base annua si mantengano ancora in crescita di circa il 10%; di contro, il Qatar – maggior produttore mondiale – non ridurrà le spedizioni. Il risultato di queste dinamiche è che gli Usa tra il primo e il secondo trimestre 2020 sono stati soppiantati dal Qatar come primo esportatore di GNL verso l'Europa, pur continuando comunque a detenerne a livello globale la maggior quota di mercato.

Si può affermare in sostanza che l'onere del bilanciamento tra domanda e offerta a livello globale, finora tradizionalmente sopportato dal mercato europeo grazie alle sue ampie capacità di stoccaggio in grado di assorbire anche le variazioni stagionali, si sia di fatto spostato sugli Stati Uniti dove per le capacità di stoccaggio (per accogliere innanzitutto i carichi annullati) non sono meno sature di quelle europee e gli aggiustamenti avvengono quindi in termini di

minor produzione e riduzione strutturale degli investimenti programmati.

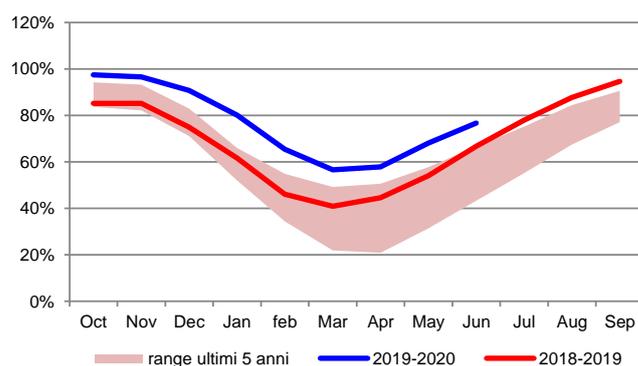
Gli analisti ritengono che i prezzi del gas rimarranno in un intervallo in grado di esercitare pressione sulle forniture, anche a quelle che dispongono di costi marginali più bassi come le russe, che pagano 47 \$/m³ per tutte le condotte diverse dal collegamento Nord Stream nel Mar Baltico. Gazprom, che nel mese di maggio aveva già temporaneamente ridotto i flussi attraverso Polonia e Bielorussia, ha dichiarato che a consuntivo 2020 le proprie esportazioni si ridurranno a circa 167 miliardi di metri cubi dai 199 del 2019. I flussi della Norvegia sono diminuiti di circa l'11% rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso, inducendo il Paese all'ipotesi di rimandare la produzione da due dei suoi campi, Troll e Oseberg.

Infine, poiché di fatto qualsiasi riduzione di offerta deve adattarsi agli obblighi contrattuali dei produttori e ai loro sforzi per preservare la quota di mercato, lo sbilanciamento tra domanda e offerta incide e si riflette anche a monte, sulle modifiche della tipologia di contratti per rendere sempre più flessibili i suddetti obblighi. In ciò si sta accelerando in realtà un processo già ampiamente in atto – soprattutto sui mercati asiatici, i più sensibili ai prezzi – di progressivo abbandono di quelli a lungo termine, a condizioni rigide (ad esempio senza flessibilità di destinazione), oltre che legati al prezzo del petrolio.

Stoccaggi ai massimi storici

La diminuzione della domanda dovuta alla pandemia, intervenendo su scorte che si presentavano già stagionalmente elevate alla fine del 2019, e poi seguita da iniezioni nette superiori alla media storica in aprile e maggio, ha fatto sì che gli stoccaggi totali europei di fine semestre si trovino a livelli storicamente elevati per questo periodo dell'anno: a giugno registravano un tasso di riempimento del 76,7% (Figura 2.5), esattamente il 10% in più rispetto a giugno 2019, ulteriormente salito nella prima parte di luglio all'82% lasciando una capacità disponibile che in base al tasso di iniezione dell'anno precedente si presume destinata ad esaurimento entro l'estate.

Figura 2.5 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



Mercato ETS nel 2020. Prezzi su nuovi massimi storici dopo il Covid 19

Nel primo semestre 2020 anche i prezzi dei permessi di emissione sul mercato ETS hanno risentito delle turbolenze provocate dal Covid 19, e il loro andamento può sintetizzarsi in tre fasi (Figura 2.6).

Nella prima (gennaio e febbraio) hanno registrato un valore medio poco sopra i 24 €/t, in sostanziale assestamento rispetto all'ultimo trimestre 2019 ed in linea col prezzo medio di tale anno. Nella seconda (marzo – maggio) sono precipitati fino a toccare nelle giornate più convulse minimi annuali assoluti sotto i 15 €/t ma riuscendo tuttavia a mantenersi, da quel momento, su medie mensili sempre assestate intorno alla soglia dei 20 €/t. Infine, nella terza fase (giugno - luglio), hanno sviluppato una dinamica di recupero autonoma e sorprendente che li ha portati a disaccoppiarsi totalmente dall'andamento dei prezzi delle commodities: toccando a giugno una media mensile di 23,33 €/t (appena il 3,5% in meno dell'ultima pre-Covid 19), e stabilendo a luglio stabilendo un nuovo record mensile a 27,7 €/t. In quest'ultimo mese sono stati nuovamente sfiorati nuovamente i massimi degli ultimi 12 anni (29,93 €/t, a un passo dal record di 29,95 €/t di luglio 2019), nonché la fortissima soglia psicologica dei 30 €/t. A fine luglio la media annua si attesta intorno ai 22,7.

La volatilità innescata dall'impatto del Covid si è poi riflessa anche sulle quantità trattate, che nel primo semestre 2020 sono aumentate di oltre il 25% su base annuale, per un totale di 2,79 miliardi di permessi scambiati sul contratto frontyear (+28% rispetto al 2019, +55% rispetto al 2018). In particolare, il mese con il maggior controvalore di scambi è stato marzo - in corrispondenza del culmine dell'impatto pandemico sui mercati finanziari globali - con oltre 677 milioni di EUA scambiati aggiornando così il record di mese più liquido risalente al settembre 2018. L'aumento dei volumi è stato agevolato sia dal ritorno sul mercato di operatori speculativi, sia dall'interesse di copertura prima del previsto taglio dei volumi di EUA messi all'asta durante il mese di agosto.

Continua a scendere l'open interest sul contratto dicembre 2020 (che rappresenta la totalità delle posizioni ancora aperte sul mercato), e ciò riflette l'intenzione degli operatori di chiudere le posizioni già in essere piuttosto che aprirne di nuove.

Poiché resta difficile giustificare i movimenti descritti sulla base di oggettive ragioni fondamentali, le spiegazioni fornite al riguardo dagli analisti concernono sia fattori tecnici di supporto (come il menzionato taglio dei volumi messi all'asta nel mese di agosto; nonché il superamento da parte dei prezzi della media mobile a 200 giorni, generalmente considerata lo spartiacque tra trend rialzista e ribassista, avvenuta il 17 giugno a 23,23 €/t), sia soprattutto indiscrezioni riguardanti l'implementazione di un'ulteriore riforma del mercato ETS destinata probabilmente a restringere l'offerta nel lungo periodo, in primis tramite la fissazione di un prezzo minimo. Tali modifiche potenziali si aggiungerebbero a quelle già in vigore (come la Riserva di Stabilità) e a quelle programmate o in procinto di diventarlo, come la progressiva diminuzione lineare del tetto annuale alle emissioni di CO₂ (LRF) dal 2021 al 2030, una minore assegnazione gratuita di quote, e l'abolizione nel 2021 della possibilità di prestiti di quote per soddisfare gli obblighi di conformità col calendario 2020. Inoltre, resta sullo sfondo anche l'ipotesi della Commissione di aumentare dal 40 al 55% le riduzioni di emissioni previste entro il 2030, che comporterebbe la necessità di più che raddoppiare la riduzione delle emissioni annuali il cui fattore LRF sta già per passare ad inizio 2021 dall'1,74% della Terza Fase ETS al previsto 2,2% della Quarta.

Resta tuttavia il fatto che un aumento dei prezzi EUA dovuto all'aspettativa della futura fissazione di un prezzo minimo sia

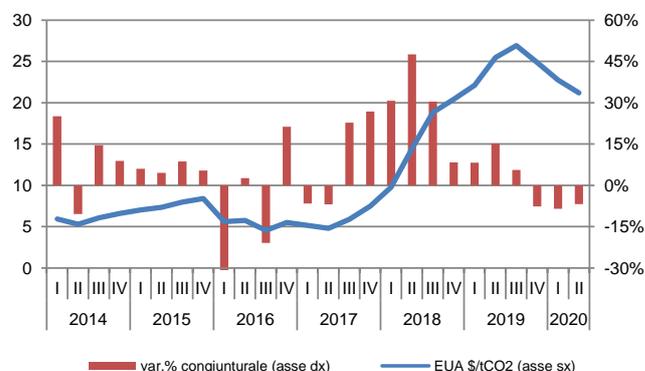
da considerarsi al momento di natura speculativa, considerando sia che una tale modifica dovrebbe essere proposta dalla Commissione UE per poi essere approvata dal Parlamento a maggioranza degli Stati membri sia ovviamente, ancor prima, che tra questi ultimi dovrebbe essere trovato un accordo sul prezzo stesso.

Partendo viceversa dal presupposto che le regole del mercato ETS finora stabilite non cambino ulteriormente, in uno scenario business as usual le stime degli analisti sono di una riduzione nel surplus delle quote di emissioni di CO₂ da 1,6 miliardi del 2019 a 1,1 miliardi nel 2023. Successivamente, il surplus sarebbe tendenzialmente piatto fino a tutto il 2030, implicando pertanto una tendenza potenzialmente ribassista per i prezzi delle emissioni di CO₂.

Il valore cruciale dei prezzi dei permessi EUA sarà comunque rappresentato da quello di breakeven nel passaggio dal carbone al gas, attualmente stimato intorno ai 29 €/t, soglia alla cui prossimità il mercato si è ormai stabilmente portato: sarà probabilmente da questo che dipenderà la possibile retroazione dei prezzi EUA su quelli del gas, le cui curve forward segnalano per il terzo trimestre 2021 aumenti compresi tra due e tre volte gli attuali livelli spot e rappresentano un'anomalia previsiva rispetto al contesto vigente.

Il passaggio da carbone a gas sarebbe positivo per le utility con un grande numero di impianti a gas in Europa, mentre l'aumento dei prezzi dell'energia guidato dalla CO₂ (stimato in media in Europa in 5 €/MWh rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre 2019) favorirebbe soprattutto le utility con basse emissioni di carbonio e, in genere, tutto il settore. Questo è legato al fatto che le emissioni medie di carbonio dei produttori di energia europei si attestano su 0,35, al di sotto della correlazione tra prezzi delle emissioni di CO₂ e dell'energia che si attesta su 0,8.

Figura 2.6 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani

Nella I metà dell'anno dalle principali variabili guida una decisa spinta alla riduzione della domanda di energia

Nel corso della prima metà dell'anno i principali driver dei consumi energetici hanno chiaramente fornito un fortissimo impulso alla riduzione della domanda di energia. Il Superindice ENEA, che li sintetizza, risulta infatti in forte calo rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (Figura 2.7). Tale risultato è maturato in particolare nel corso del II trimestre durante il quale il Superindice è stimato in calo di oltre il 18%, dopo che nei primi tre mesi dell'anno il calo era stato meno deciso (-6% tendenziale). Su tale dato incide ovviamente in maniera decisiva l'emergenza sanitaria che ha colpito il nostro Paese (così come l'Europa ed il mondo intero) e le conseguenti misure di contenimento che hanno portato alla drastica riduzione delle attività economiche, alla fermata delle attività produttive non essenziali e al contenimento della mobilità di merci e passeggeri (questa ultima solo in parte rappresentata nel Superindice). Sul dato del I trimestre ha inciso inoltre anche i fattori climatici, per il clima più mite che ha caratterizzato l'inverno. Un impulso a un incremento dei consumi è invece venuto dai prezzi dell'energia, in calo significativo, ma la dimensione dell'effetto non è paragonabile a quella delle spinte negative provenienti da PIL e produzione industriale.

Dopo il biennio 2018-2019 di variazioni tendenziali marginali, che avevano fatto seguito al lungo periodo di costanti variazioni positive dai livelli minimi del 2014, nel II trimestre del 2020 il Superindice indica dunque un calo senza precedenti dei principali driver dei consumi di energia.

PIL in forte calo nel 2020, -12% rispetto alla prima metà del 2019; nel II trimestre -18% la variazione tendenziale

Le stime preliminari relative al PIL del I semestre 2020 indicano un calo senza precedenti, dell'ordine del 12% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Dopo il calo dei primi tre mesi dell'anno (-5,6%), nel II trimestre il PIL è infatti stimato in calo del 18%

Come emerge dalla (Figura 2.8) dalla II metà del 2018 si era osservato un rallentamento dell'economia italiana, con la crescita del PIL scesa a ritmi modesti decisamente meno sostenuti (+0,5%) rispetto al precedente anno e mezzo (+1,5% la variazione tendenziale media trimestrale). Il rallentamento era stato poi confermato nel 2019, appena lo 0,3% in più rispetto all'anno precedente. Il crollo della prima metà del 2020 porta il PIL a livelli inferiori di circa il 16% rispetto ai livelli precedenti la crisi del 2009.

Nel I semestre produzione industriale in calo del 20% rispetto allo stesso periodo del 2019; nel II trimestre -28%

In deciso calo l'attività industriale nella prima metà del 2020, di circa il 20% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (dati grezzi). Al calo dei primi tre mesi (-11% tendenziale) ha fatto seguito una riduzione anche più sostenuta nel II trimestre: -28% rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno scorso, per i decisi cali di aprile e maggio (-44% e -26% tendenziale); anche a giugno si stima un forte calo, anche se meno sostenuto rispetto al precedente bimestre (-19%, FONTE: Centro Studi Confindustria).

In un'ottica di più lungo periodo, dopo il quadriennio 2015-18 di crescita della produzione totale vicina al 2% m.a. (nettamente inferiore per i soli beni intermedi), la produzione industriale italiana è tornata a segnare variazioni negative a partire dalla seconda metà del 2018 e, in maniera anche più sostenuta, nel corso del 2019, quando è risultata complessivamente in calo dell'1% rispetto al 2018 (-2,7% la riduzione dei soli beni intermedi). A fine 2019 l'industria italiana risultava ancora ben al di sotto rispetto ai livelli del 2008 (-16%), mentre quella dei soli beni intermedi di quasi un

terzo; il nuovo deciso calo della prima metà del 2020 porta il risultato dell'industria al di sotto del 35% rispetto allo stesso periodo del 2008.

Come emerge dalla nota mensile dell'ISTAT sull'andamento dell'economia italiana di maggio-giugno (luglio 2020), nelle ultime settimane i dati sull'economia mondiale hanno iniziato a mostrare qualche segnale di ripresa, per la ripartenza dell'attività produttiva per il progressivo allentamento del lockdown. Anche a livello italiano *gli indicatori congiunturali di maggio catturano i primi segni di ripresa dei ritmi produttivi dopo le marcate contrazioni registrate a marzo e aprile. A maggio, rispetto ad aprile, sono aumentate le esportazioni extra-Ue mentre a giugno il miglioramento della fiducia appare generalizzato tra i settori economici.*

Anche secondo la nota del Centro Studi Confindustria "dopo la riapertura delle attività industriali e dei servizi a partire da maggio, l'aumento della domanda ha attivato un recupero dell'offerta significativo in termini percentuali. I livelli, invece, restano notevolmente depressi e lontani da quelli pre-Covid (-21,4% l'indice di produzione rispetto a gennaio). Per quanto riguarda la domanda interna, il recupero è soffocato da un'estrema incertezza sui tempi di uscita dalla crisi sanitaria in Italia.

Congiuntura internazionale e prospettive per il 2020 -2021

In riferimento al contesto macroeconomico internazionale, come emerge dalle analisi ISTAT, il quadro si presenta "eccezionalmente" negativo e i "rischi sono prevalentemente al ribasso, legati all'incertezza sull'evoluzione dell'emergenza sanitaria e sulla resilienza dei sistemi economici.

Secondo stime della Commissione europea il calo del PIL globale in termini reali per il 2020 potrebbe essere pari al 3 - 4%; nei Paesi avanzati risultati più negativi rispetto a quelli emergenti e in via di sviluppo.

Figura 2.7 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)

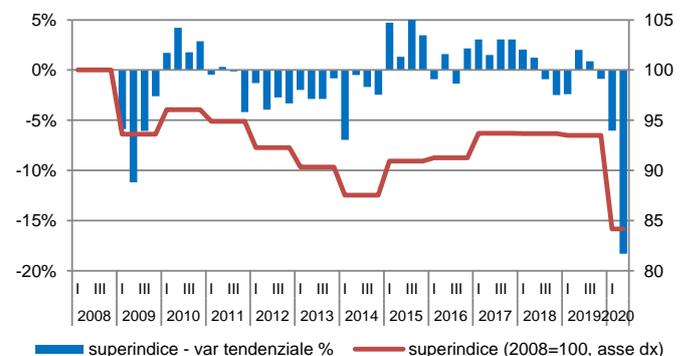
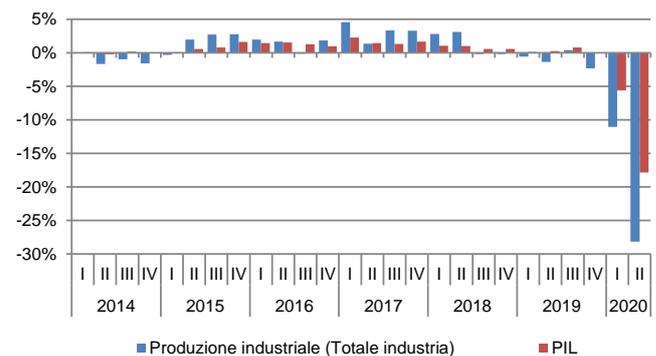


Figura 2.8 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)



Nei primi mesi dell'anno, infatti, il PIL cinese è diminuito di quasi il 10% in termini congiunturali, con un parziale miglioramento a partire da marzo con la riapertura di molte attività produttive hanno determinato, *quando gli indici PMI dei servizi e della manifatturiera sono tornati al di sopra della soglia di espansione.*

Anche negli Stati Uniti il PIL del primo trimestre è stimato in calo dell'1,2% (var. congiunturale), per effetto del lockdown attuato a partire dalla seconda metà di marzo.

Nell'area Euro il PIL nel I trimestre è stimato in calo di quasi quattro punti percentuali (rispetto all'ultimo trimestre del 2019), con prestazioni particolarmente negative per Francia e Spagna (rispettivamente -5,8% e -5,2%), meglio invece in Germania (-2,2%), dove le chiusure alle attività produttive sono risultate più limitate.

Per quanto riguarda l'Italia, secondo l'ISTAT (Le prospettive per l'economia italiana nel 2020-2021 dell'8 giugno 2020), il PIL in termini reali è atteso per il 2020 in riduzione di oltre l'8% e una parziale ripresa per l'anno prossimo (+4,6%). *La caduta del PIL del 2020 è determinata prevalentemente dalla domanda interna al netto delle scorte (-7%). Anche la domanda estera netta e la variazione delle scorte sono attese fornire un contributo negativo alla crescita (inferiore al punto percentuale).*

Dal clima nei sei mesi decisa spinta alla riduzione dei consumi

Nel corso dei primi sei mesi dell'anno la componente climatica ha fornito un impulso significativo alla riduzione del fabbisogno di energia. Più nel dettaglio, le temperature mediamente più miti di gennaio e febbraio (rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente) hanno fortemente favorito la riduzione dei consumi termici per riscaldamento nel I trimestre, solo in parte compensata dal marzo più rigido del marzo 2019. Anche nel corso del II trimestre le temperature più miti di aprile e soprattutto di maggio (+3° rispetto al maggio 2019, particolarmente rigido) hanno fornito un impulso alla riduzione dei consumi termici (Figura 2.10).

Un impulso sostanzialmente neutrale al fabbisogno di raffreddamento degli ambienti è venuto nella prima metà dell'anno dai fattori climatici. Se le temperature più elevate del mese di maggio hanno fornito un impulso all'aumento della domanda elettrica per climatizzazione estiva (si veda par. 2.2), a giugno invece le temperature meno alte hanno agito in direzione opposta.

Dal calo dei prezzi dell'energia impulso all'aumento dei consumi

Diversamente dalle altre componenti, i prezzi delle commodity energetiche nella prima metà dell'anno hanno fornito una spinta all'aumento dei consumi energetici, sebbene di entità marginale rispetto a quella negativa proveniente da PIL, produzione industriale e fattore clima.

Tale spinta, particolarmente marcata nel II trimestre, è imputabile al calo dei prezzi di gas naturale ed elettricità per il consumatore domestico tipo, entrambi in riduzione di circa il 14% rispetto alla prima metà del 2019. Meno deciso invece il calo del gasolio, -9% nel semestre.

Per tutte e tre le commodity il calo è stato particolarmente deciso nel corso del II trimestre, di circa il 15% sia per gas che gasolio, di quasi il 20% per l'elettricità (rispetto ai prezzi del II trimestre 2019, Figura 2.11.).

Come emerge dalla Figura 2.12, dopo la riduzione degli anni 2013-2016, i prezzi avevano successivamente seguito un trend di ripresa fino alla prima metà del 2019, per poi tornare a diminuire nella seconda parte dell'anno (del 2-3% tendenziale per elettricità e gasolio, del 10% per il gas), proseguendo, come detto, a ritmi anche più sostenuti nel corso dei primi sei mesi dell'anno in corso..

Figura 2.9 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)

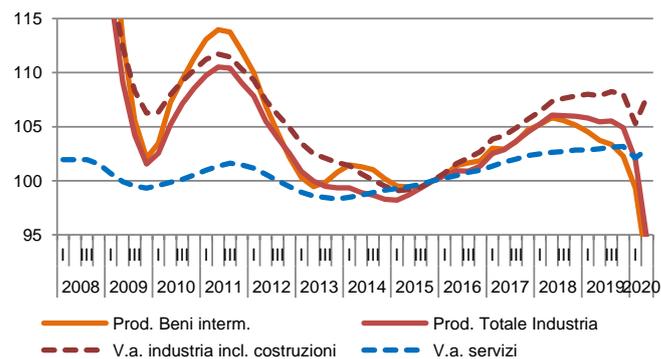


Figura 2.10 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2020 e del 2019 (gradi, asse sin) e delta (gradi, asse dx)

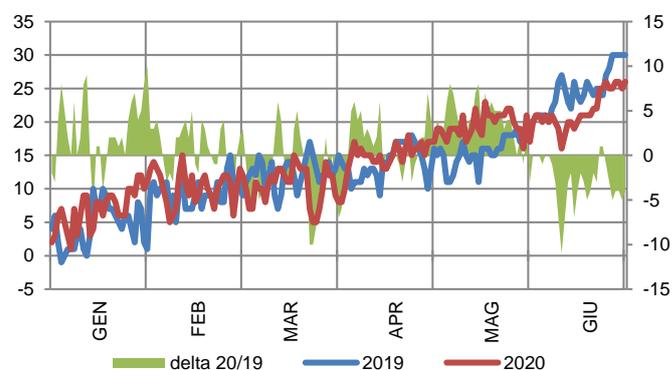


Figura 2.11 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

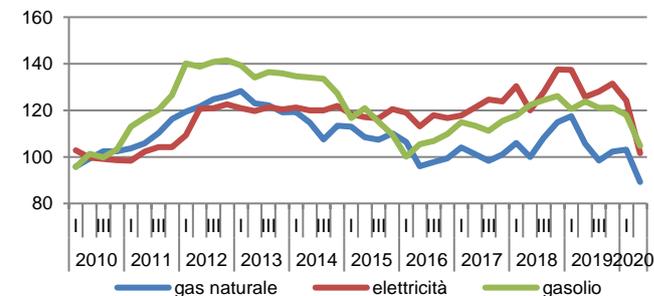
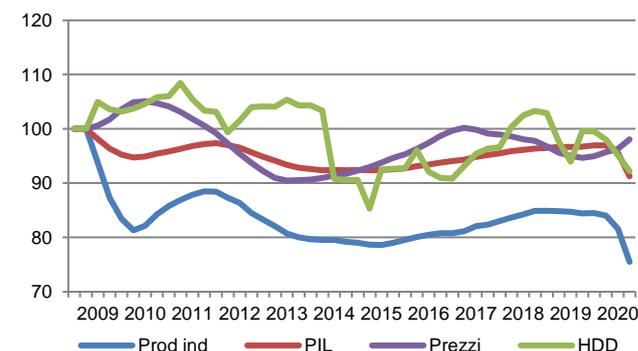


Figura 2.12 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

3.1. Consumi di energia primaria

Nel II trimestre 2020 consumi di energia primaria in calo del 22% tendenziale; nei 6 mesi quasi 12 Mtep in meno (-14%)

Secondo le stime ENEA nel corso del II trimestre 2020 i consumi di energia primaria sono stati di poco inferiori ai 30 Mtep, -22% rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente (la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali, vedi Nota metodologica). Tale risultato è maturato in particolare nei mesi di aprile e maggio, durante i quali si sono registrati decisi cali (rispettivamente -30% e -24% tendenziale), per effetto dell'emergenza sanitaria e delle conseguenti limitazioni agli spostamenti e alle attività produttive. Anche nel mese di giugno si stima una riduzione tendenziale importante del fabbisogno di energia (-15%), seppure in attenuazione rispetto al bimestre precedente. Come emerge dalla Figura 3.1, il deciso calo del II trimestre ha fatto seguito alla riduzione più modesta dei primi tre mesi dell'anno (-7% tendenziale), per i decisi cali del mese di marzo (-14%). Complessivamente nei sei mesi dell'anno il fabbisogno di energia primaria è stimato in calo di circa il 14% rispetto alla prima metà del 2019 (quasi 12 Mtep in meno).

In un orizzonte più ampio (Figura 3.1), dopo il lungo periodo di variazioni negative dal 2009 fino ai livelli minimi del 2014 (oltre il -2% meno annuo) e la successiva modesta ripresa del periodo 15-18 (inferiore all'1% medio annuo) legata alla ripresa dell'economia italiana, i consumi energetici sono tornati a calare già nel 2019 (-1%), per crollare nel 2020: a metà anno la domanda di energia primaria è stimata in calo del 12% (-10 Mtep) rispetto allo stesso periodo del 2014 e di oltre il 25% rispetto ai livelli pre-crisi.

Domanda di energia in linea con i principali driver, che nel primo semestre hanno fornito una decisa spinta alla riduzione

La stima dei consumi di energia nei primi sei mesi dell'anno in corso risulta complessivamente in linea con quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (Figura 3.2). Il calo tendenziale della domanda di energia (14% nel I semestre), avviene infatti a fronte di una riduzione del Superindice ENEA di circa il 12% (rispetto alla spinta fornita nello stesso periodo del 2019, si veda par. 2.1). Il deciso calo del superindice della prima metà dell'anno, maturato in particolare nel corso del II trimestre (-18%), è da ricercare principalmente nell'impulso negativo proveniente dal calo del PIL e della produzione industriale (-12% e -20% le variazioni tendenziali nel I semestre). Anche la variabile climatica ha fornito un impulso alla riduzione di consumi, dati i mesi invernali particolarmente miti, mentre il calo dei prezzi ha fornito un impulso positivo all'aumento dei consumi (vedi par. 2.1).

Complessivamente i dati relativi ai primi sei mesi del 2020 sembrano in ogni caso confermare il rallentamento del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia, osservato invece nel corso della prima metà del decennio, quando la riduzione dei consumi energetici era risultata più sostenuta di quanto prevedibile sulla base dell'andamento del Superindice.

Nel II trimestre in forte calo consumi di petrolio ed importazioni, giù anche gas e solidi, in lieve aumento le FER

In termini di fonti, il calo dei consumi del II trimestre 2020, oltre 8 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2019, è da ricercare per oltre la metà nel calo del petrolio, per la restante parte alla minore domanda di gas, importazioni e solidi; in lieve aumento le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Nel dettaglio (Figura 3.3):

- nel trimestre in analisi i consumi di petrolio sono in riduzione di circa 4,7 Mtep in termini tendenziali (-31%), per il deciso rallentamento del traffico veicolare e del trasporto aereo per le restrizioni del lockdown;
- anche la domanda di gas naturale è in deciso calo nel II trimestre, -2 Mtep tendenziale (-18%), per le riduzioni registrate sia nella termoelettrica (-0,8 Mtep) che negli usi diretti (-1,2 Mtep);
- in decisa riduzione anche le importazioni di elettricità, -1,4 Mtep (-70% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno);
- prosegue il calo dei solidi, nei sei mesi in calo di oltre un terzo rispetto al I semestre 2019;
- nel II trimestre solo le FER sono in lieve aumento, quasi 0,5 Mtep (+6% tendenziale, mentre nel semestre +3%).

Figura 3.1 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, dx)

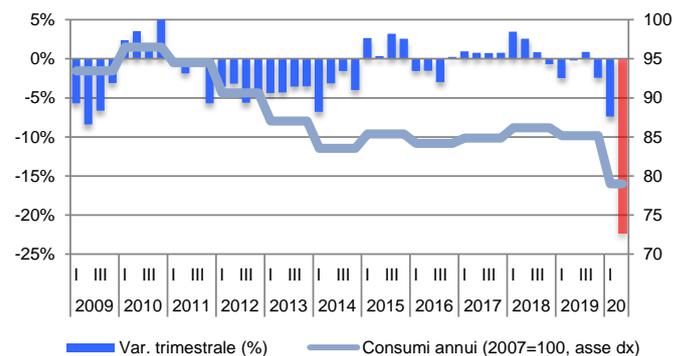


Figura 3.2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

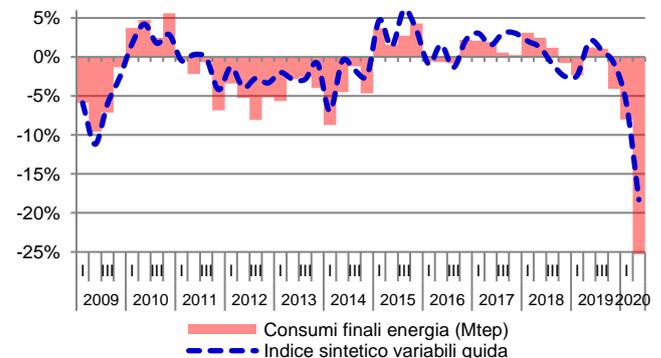
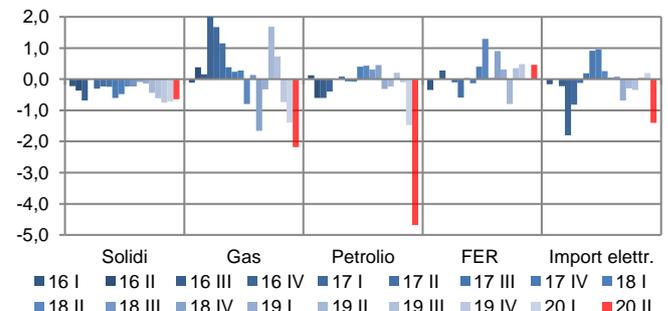


Figura 3.3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)



Metà della riduzione del I semestre riguarda il petrolio (-6 Mtep), quasi 1/3 il gas naturale, in leggero aumento le FER

In termini di fonti, circa la metà dei 12 Mtep in meno di energia primaria registrati nella prima metà dell'anno riguardano il consumo di petrolio, diminuito di oltre un quinto rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-6 Mtep, -22%). Il calo della domanda di gas (-3,6 Mtep, -11%) rappresenta invece quasi 1/3 del totale. Infine le importazioni nette di elettricità (-1,2 Mtep, quasi il 30% in meno dell'anno precedente) e i solidi (-35%) hanno contribuito a circa il 10% del calo complessivo. In controtendenza solo le FER, stimate in lieve aumento, circa 0,5 Mtep in più rispetto al I semestre 2019 (+3%).

In una prospettiva di più lungo periodo (Figura 3.4) il forte calo dei consumi di petrolio segue la modesta riduzione del 2019 (-1%), successiva alla ripresa del 2018 e al precedente triennio 2015-2017 di variazioni complessivamente marginali dopo la fase di forti contrazioni (-5% medio annuo) della prima metà del decennio, in concomitanza con la lunga recessione di quegli anni.

Il calo dei consumi di gas segue invece l'aumento del 2019 (+2%, legato al suo maggiore ricorso nella generazione termoelettrica), che aveva riportato il gas sul trend di crescita registrato dal 2015, interrotto solo nel 2018.

L'aumento delle fonti rinnovabili prosegue il trend di crescita degli ultimi due anni, ma resta ancora molto legato all'evoluzione dell'idraulicità e quindi della generazione idroelettrica, che continua a rappresentare circa la metà della generazione elettrica da rinnovabili.

La riduzione dei consumi di carbone prosegue sul trend di forti cali che va avanti ormai da molti trimestri (-9% medio annuo nell'ultimo triennio).

Produzione elettrica nazionale in calo del 6% al II trimestre 2019. Nei sei mesi quasi 2 Mtep in meno

Nel corso del II trimestre la richiesta di energia elettrica sulla rete è diminuita di oltre il 13% rispetto allo stesso periodo del 2019 (-10,4 TWh), per i decisi cali di aprile (-17%), maggio (-10%) e giugno (-13%). Nello stesso periodo anche la produzione nazionale risulta in calo, di 4 TWh (-6% tendenziale), anche se in modo meno sostenuto della domanda sulla rete, perché le importazioni nette si sono ridotte di oltre 6 TWh (-71% la variazione tendenziale).

Il dato della produzione elettrica nazionale del II trimestre conferma quanto già emerso nel corso dei primi tre mesi dell'anno (-6% tendenziale): in riferimento ai primi sei mesi del 2020 la produzione nazionale risulta pertanto complessivamente in riduzione di circa 8,5 TWh rispetto allo stesso periodo del 2019 (-6%).

In termini di fonti primarie per la generazione elettrica, come emerge dalla Figura 3.4, nel corso del II trimestre il minore ricorso a gas naturale e solidi (oltre 1 Mtep in meno rispetto ai livelli del II trimestre 2019) è stato solo in parte compensato dal maggiore ricorso alle FER (in aumento di quasi 0,5 Mtep) e prodotti petroliferi (in modo marginale). In riferimento alla prima metà dell'anno, la riduzione complessiva è stimata di poco inferiore ai 2 Mtep (-7% tendenziale): i minori consumi di gas e solidi (complessivamente in calo di quasi 2,5 Mtep) non sono infatti stati compensati dal modesto aumento di FER.

Più nel dettaglio, i consumi di gas per la termoelettrica risultano in calo di circa il 17% rispetto al II trimestre 2019, in linea con la riduzione dei primi tre mesi dell'anno (-10%), portando la domanda di gas per usi elettrici nel I semestre in calo di oltre 1 Mtep rispetto alla prima metà del 2019 (-13%).

Si intensifica invece il calo tendenziale della produzione elettrica da solidi, di circa il 40% nei primi sei mesi del 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019; nello stesso periodo la produzione elettrica da solidi nelle sole centrali Enel è diminuita del 39%.

In lieve aumento invece la generazione da prodotti petroliferi, ormai comunque su valori molto modesti.

Per quanto riguarda le rinnovabili, dopo la crescita del 2018 per la ripresa dell'idro dai livelli minimi del 2017 (+10%, Figura 3.5), e il risultato positivo del 2019 (oltre l'1% in più sul 2018), anche nella prima metà dell'anno in corso si stima un incremento tendenziale di poco inferiore a 0,5 Mtep (+3%).

Nel I semestre FER in aumento di oltre 2 TWh grazie alla produzione idroelettrica (+8%). Fonti intermittenti in lieve aumento (bene il solare, male l'eolico)

Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno la generazione elettrica da FER, pari a 59 TWh, risulta in aumento di oltre 2 TWh rispetto allo stesso periodo del 2019, principalmente per la maggiore produzione idroelettrica, in aumento di 1,7 TWh (+8% tendenziale). La produzione da intermittenti è risultata invece complessivamente solo in lieve aumento rispetto ai livelli del I semestre del 2019 (+0,4 TWh). Il risultato positivo della produzione solare, in aumento di oltre 1 TWh rispetto al I semestre dello scorso anno (+9%), maturata in particolare nel II trimestre (+15% tendenziale), è stato in buona parte vanificato dalla minore produzione eolica, calata di circa il 7% (-17% tendenziale nel I trimestre, + 11% nel II trimestre).

Figura 3.4 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

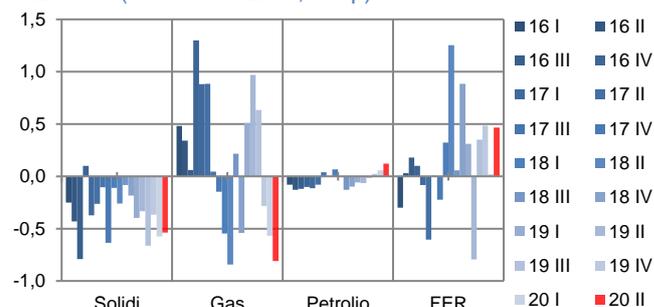
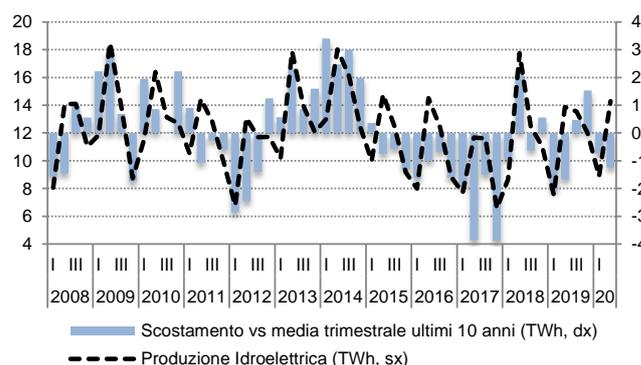


Figura 3.5 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)



BOX – I consumi di energia nei mesi del lockdown

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

Nei mesi da marzo a giugno le misure di chiusura delle attività produttive hanno ridotto la produzione industriale fino al -42% registrato ad aprile (rispetto all'aprile 2019). Nonostante il notevole rimbalzo di maggio (+47% il dato della crescita grezza su aprile) e la prevista ulteriore crescita a giugno (ma i dati preliminari indicano una crescita congiunturale di pochi punti percentuali; Centro Studi Confindustria, Indagine rapida sulla produzione industriale, 1 luglio 2020), alla fine del II trimestre 2020 la produzione industriale dovrebbe ancora collocarsi su livelli inferiori di quasi il 20% rispetto all'ultimo trimestre del 2019 (Figura A).

Come previsto, dopo il -5% registrato nel I trimestre, il calo del PIL si è intensificato nel II trimestre, per il quale le stime più recenti indicano un calo congiunturale dell'ordine del 10% (Banca d'Italia, Bollettino Economico). Nel III trimestre l'attesa prevalente è di un significativo rimbalzo congiunturale, ma a metà anno il prodotto si colloca però su livelli inferiori di circa il 15% rispetto all'ultimo trimestre del 2019 (Figura A).

Altri segnali confortanti vengono dai dati di commercio estero e spesa delle famiglie, mentre le indagini sulle aspettative degli operatori evidenziano l'avvio di una ripresa europea che sembra aver assunto forma "a V" (Centro Europa Ricerche, Osservatorio Covid-19, n.10 – 7 luglio 2020). Infine, gli indicatori di mobilità elaborati dall'ANAS indicano anch'essi una tendenza verso il ritorno alla normalità pre-pandemica, sebbene il ritorno dai minimi di aprile (-80%) richieda inevitabilmente alcuni trimestri di crescita (a fine giugno l'Indice di mobilità è ancora inferiore di oltre il 15% rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre 2019, Figura A).

Massima caduta dei consumi ad aprile (-30%), da allora costante trend di ripresa congiunturale ma a luglio il calo tendenziale sarà ancora nell'ordine del 10%

Si è visto che secondo le stime preliminari ENEA nei primi sei mesi del 2020 i consumi di energia primaria si sono ridotti di circa il 14% rispetto allo stesso periodo del 2019 (quasi 12 Mtep in meno). Come emerge dalla Figura B, oltre la metà di tale riduzione sarebbe nei mesi di aprile e maggio, durante i quali il fabbisogno di energia è calato rispettivamente del 30% e 22% (sugli stessi mesi dell'anno precedente). Il primo crollo dei consumi era comunque avvenuto già a marzo (quasi 2 Mtep, -14%), e si era pressoché interamente concentrato sul petrolio e i prodotti petroliferi, dunque prevalentemente ascrivibile alle restrizioni alla mobilità delle persone e delle merci. Dopo la prima ripresa congiunturale di maggio, la riduzione dei consumi si è ulteriormente ridimensionata a giugno, tornando sui valori di marzo (-2 Mtep, -15%), ma con un contributo più differenziato delle diverse fonti.

I dati parziali di luglio indicano un'ulteriore ripresa della domanda di energia: si stima un calo rispetto a luglio 2019 inferiore al 10%, in ripresa rispetto al -15% stimato per giugno. A luglio i voli sui cieli nazionali sono più che raddoppiati rispetto a giugno mentre l'indicatore della mobilità rilevata da ANAS segnala un +14% rispetto a giugno 2020 e un calo rispetto a luglio 2019 che si riduce al -10% e al -3% nel caso dei veicoli pesanti. Anche il calo dei consumi di gas naturale si è ridotto al -3%, mentre il calo dei consumi elettrici è sceso al -8%, ma con temperatura media inferiore di 1°C.

Infine, nel calo complessivo del semestre hanno un peso anche i cali di gennaio e febbraio (oltre 1,5 Mtep), indipendenti dalla pandemia ma legati in primis alla minore domanda di gas per usi riscaldamento per le temperature decisamente più miti dei primi due mesi 2019.

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

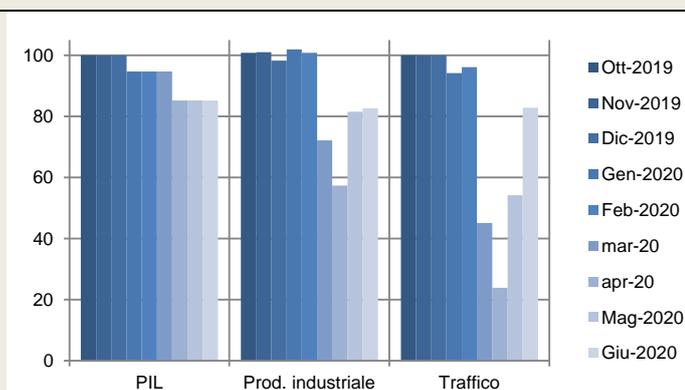
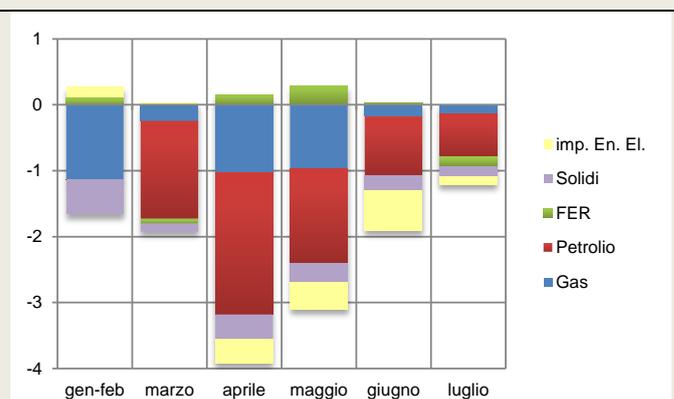


Figura B – Variazione tendenziale del fabbisogno di energia primaria in Italia nei primi sette mesi del 2020 (Mtep)



Nel quadrimestre marzo-giugno consumi di prodotti petroliferi in calo del 30%. Carboturbo quasi azzerato tra aprile e giugno (fino a -90%)

Nei quattro mesi tra marzo e giugno i consumi di petrolio sono diminuiti in maniera drastica, in linea con la riduzione del traffico veicolare. Già a marzo i consumi di prodotti petroliferi erano stati pari a circa 3,3 milioni di tonnellate (dati MiSE), oltre il 30% in meno rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. La riduzione è stata anche più marcata ad aprile, quando i consumi si sono mantenuti al di sotto di 2,7 milioni di tonnellate, il 45% in meno rispetto ai livelli di aprile del 2019 (-2 milioni di tonnellate). A maggio, con la parziale riapertura delle attività produttive e del traffico veicolare, i consumi sono lievemente ripresi ed il calo si è ridimensionato, sebbene i livelli di consumo siano stati ancora ben inferiori a quelli di maggio 2019 (-29%). Il calo ha continuato a diminuire a giugno (-18% sull'anno precedente). Infine, i dati parziali di luglio fanno ritenere plausibile che il calo tendenziale possa ridursi a valori compresi tra il 10 e il 15%.

In termini di prodotti, i principali carburanti per autotrazione (gasolio motori e benzina) nel quadrimestre marzo-giugno sono complessivamente diminuiti di oltre 4 milioni di tonnellate (-38% rispetto allo stesso periodo del 2019). Più nel dettaglio (Figura C), le vendite di benzina mostrano nel periodo in analisi riduzioni tendenziali più marcate del gasolio (in termini relativi): -45% e -36%

rispettivamente (rispetto ai livelli del periodo marzo-giugno 2019). In termini relativi sono i consumi di carboturbo a far segnare il calo tendenziale più marcato nei mesi marzo-giugno: -82% tendenziale (-66% a marzo, -92% ad aprile, -84% a maggio e giugno), per il fermo del traffico aereo.

Traffico veicolare più che dimezzato a marzo e aprile su tutto il territorio nazionale.

Secondo i dati ANAS, il traffico veicolare sulla rete stradale e autostradale di propria competenza, è risultato fortemente in riduzione nel corso dei mesi della pandemia, sia per le limitazioni agli spostamenti che per le restrizioni alle attività produttive (Figura C).

Già nel corso del mese di marzo, infatti, l'Indice di Mobilità Relativa (IMR), è risultato in calo del 55% rispetto allo stesso periodo del 2019, a seguito delle misure intraprese per il contenimento della pandemia; per i soli veicoli pesanti il calo è stato più contenuto (-25%).

Nel corso del mese di aprile il traffico veicolare complessivo sulla rete ANAS si è ulteriormente ridotto, del 43% rispetto a marzo. In termini tendenziali, il calo è stato addirittura pari al 75%. Anche in riferimento ai soli veicoli pesanti, ad aprile si è registrato un calo tendenziale di quasi il 40% (mentre rispetto al mese precedente del 19%). A maggio il traffico è lievemente ripreso, risultando tuttavia ancora decisamente al di sotto rispetto ai flussi di traffico medi dello stesso mese del 2019 (-43%, -23% per i soli veicoli pesanti). Discorso simile per giugno, durante il quale l'IMR è diminuito del 18% rispetto al traffico di giugno 2019 (per i soli veicoli pesanti il calo è anche meno deciso, -8% tendenziale).

Figura C – Vendite dei principali prodotti petroliferi nei primi sei mesi dell'anno (var. tendenziale, kt)

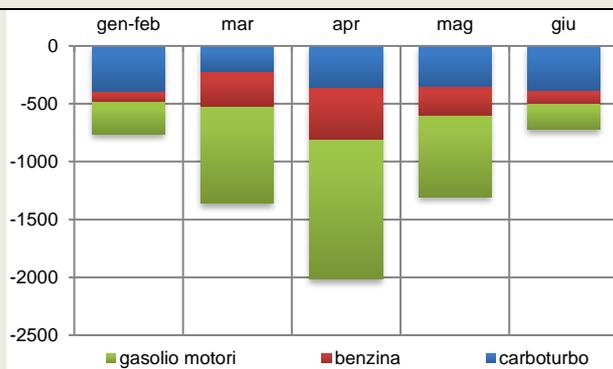
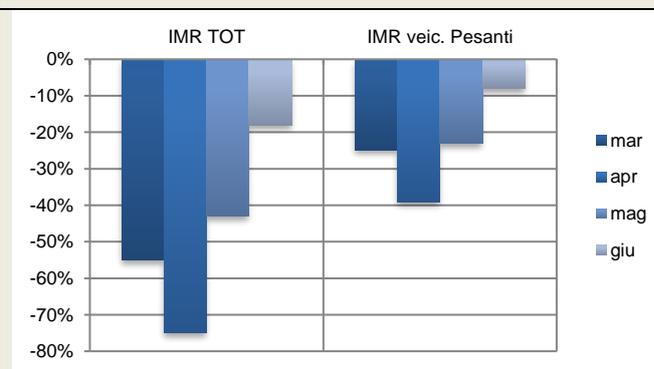


Figura D – Traffico veicoli totali e solo pesanti su rete Anas (var.% tendenziale)



Nelle 18 settimane dal 1 marzo al 4 luglio 2020 domanda di gas in calo del 13% tendenziale. Decise riduzioni per industria e termoelettrica, minori sulle reti di distribuzione

Il calo dei consumi di gas nei mesi di aprile e maggio è stato complessivamente pari a 2 Mtep (-24%), mentre a giugno la riduzione è calata sia in termini assoluti (-0,2 Mtep) che relativi (-5%). La richiesta di gas per usi termoelettrici e industriali, in lieve calo già nei mesi di gennaio e febbraio, è ulteriormente calata nel mese di marzo per gli effetti delle restrizioni alle attività produttive: -16% per usi industriali e -18% per la termoelettrica. Ad aprile i cali sono stati notevolmente più sostenuti, circa il 24% in meno sia per l'industria che per la termoelettrica, per ridimensionarsi a maggio (-17%) e giugno (-10%).

Per effetto delle restrizioni alle attività produttive per il contenimento della crisi sanitaria, nel corso delle 18 settimane che vanno dal 1° marzo al 4 luglio 2020, la domanda di gas naturale in Italia è stata pari a 18,8 miliardi di SM³, in calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente di oltre 2600 milioni di SM³ (-13%, Figura E). Tale calo è maturato nel corso dei mesi di aprile e maggio, durante i quali la domanda di gas si è ridotta rispettivamente del 21% e del 23% rispetto agli stessi mesi di un anno prima, mentre a giugno la riduzione è stata più modesta (-7%). Nel mese di marzo il calo tendenziale è invece stato decisamente inferiore, appena il 2% in meno rispetto al marzo 2019, da un lato perché le restrizioni sono iniziate solo nella seconda parte del mese, dall'altro per effetto di temperature mediamente più rigide (specie nella seconda metà del mese) rispetto al marzo 2019.

Nel corso delle 18 settimane di analisi la domanda di gas per **usi termoelettrici** è stata pari a circa 6700 milioni di SM³, quasi 1400 in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-18%, Figura E), per il deciso calo dei consumi elettrici. A partire dalla seconda metà del mese di marzo (W3) il ricorso al gas per la termoelettrica si è infatti ridotto mediamente del 30% in termini tendenziali fino a metà aprile (W7). Nelle due settimane di fine aprile e inizio maggio (W9 e W10) il calo è poi proseguito, seppur ad un ritmo inferiore rispetto alle prime settimane, in media -20% tendenziale, in virtù dell'allentamento del lockdown; La Figura E mostra infatti come il calo tendenziale cumulato sia aumentato in maniera progressiva fino alla settimana 7 (metà aprile) per poi restare stabile sul -20% fino a fine maggio; a giugno i cali tendenziali sono stati mediamente inferiori (-12%).

Oltre un terzo della riduzione complessiva del periodo di analisi è pertanto maturata nel corso di aprile (-24% tendenziale), mentre a marzo il calo è stato inferiore, dato che le misure sono iniziate a mese in corso (-18% tendenziale), contribuendo tuttavia in maniera decisa al calo complessivo (il 27% del totale). Anche nei mesi di maggio e giugno i consumi di gas per usi termoelettrici hanno proseguito sul trend di riduzione, seppur a ritmi mediamente inferiori rispetto ad aprile (-17% e -11% tendenziale).

Dalla Figura E emerge anche come tale trend sia coerente con l'andamento della domanda elettrica sulla rete, in progressivo calo fino al -15% di metà aprile. Si sottolinea infine come la riduzione della domanda di gas per usi termoelettrici sia superiore a quella della domanda elettrica, per il risultato della produzione di FER ed importazioni, complessivamente in lieve calo nei mesi marzo-giugno 2020.

Nel corso dei mesi di marzo, aprile, maggio e giugno, anche i consumi di gas per **usi industriali** si sono ridotti in maniera decisa rispetto allo stesso periodo del 2019: in termini cumulati la variazione nel periodo di analisi è pari al 16%, corrispondente a 793 milioni di SM³ in meno (Figura E).

Dopo che nelle prime due settimane di marzo la domanda di gas era risultata solo lievemente inferiore rispetto ai livelli dell'anno precedente, nelle successive settimane le riduzioni sono cresciute in maniera decisa: -30% in media la variazione tendenziale fino alla metà di aprile (W3-W7), circa 85 milioni di SM³ in meno a settimana. Nelle successive settimane i cali tendenziali sono progressivamente diminuiti rispetto alle settimane di "chiusura totale": maggio in media -16% tendenziale, a giugno circa la metà (-8%). Anche dalla Figura 5 emerge come la riduzione tendenziale cumulata sia cresciuta in maniera progressiva fino a metà aprile (W7, -22%), per poi evolvere su una traiettoria sostanzialmente costante (-16% a fine periodo). Circa il 35% della riduzione complessiva della domanda di gas usi industriali è maturata nel corso del mese di aprile, durante il quale la domanda si è ridotta del 23% rispetto ad aprile 2019. Nei mesi di marzo e maggio si sono avuti cali tendenziali di simile entità: oltre 200 milioni di SM³ /mese in meno (-16%). A giugno il calo è invece risultato inferiore, pari a circa 100 milioni di SM³.

Nel corso dello stesso orizzonte temporale i consumi di gas naturale sulle **reti di distribuzione** sono stati complessivamente pari a circa 7,9 miliardi di SM³, inferiori di circa il 6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (490 milioni di SM³ in meno, Figura E). L'incremento di domanda di gas registrato nel mese di marzo (+437 milioni di SM³, +13%), è stato infatti più che compensato dai cali di aprile (-369, -17%) e maggio (-557 milioni di SM³, -33%), mentre a giugno la variazione è stata trascurabile. Tale risultato sembra tuttavia coerente con le temperature mediamente più rigide a marzo (oltre un grado e mezzo in meno rispetto a marzo 2019), e decisamente più miti ad aprile e, soprattutto, a maggio (rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente).

Richiesta di energia elettrica sulla rete in calo a marzo (-10%), aprile (-17%), maggio (-10%), giugno (-13%)

Nelle 18 settimane tra il primo marzo e il 4 luglio 2020 la domanda elettrica sulla rete in Italia è stata pari a 90,4 TWh, in calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente di quasi 13 TWh (-12%, Figura F). Se nelle prime due settimane di marzo la domanda elettrica era risultata solo lievemente inferiore rispetto ai livelli dell'anno precedente, nelle successive settimane le riduzioni sono cresciute in maniera progressiva, fino al -25% di metà aprile (W7). Nelle successive settimane di maggio i cali tendenziali sono progressivamente diminuiti (in media -8% tendenziale), per poi tornare a crescere a giugno (-13% tendenziale in media). Dalla Figura F emerge infatti come la riduzione tendenziale cumulata sia cresciuta in maniera progressiva fino a metà aprile (W7, -16%), per poi evolvere su una traiettoria di moderata ripresa (-12% a fine periodo).

Figura E – Consumi di gas naturale in Italia 1 marzo – 4 luglio 2020 (var. tend. cumulata, milioni SM³ su asse sin e % asse dx)

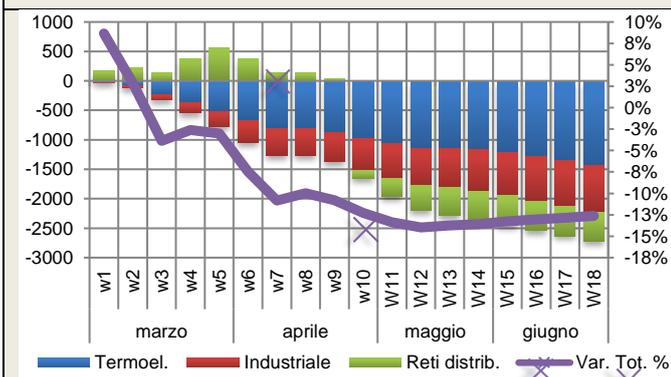
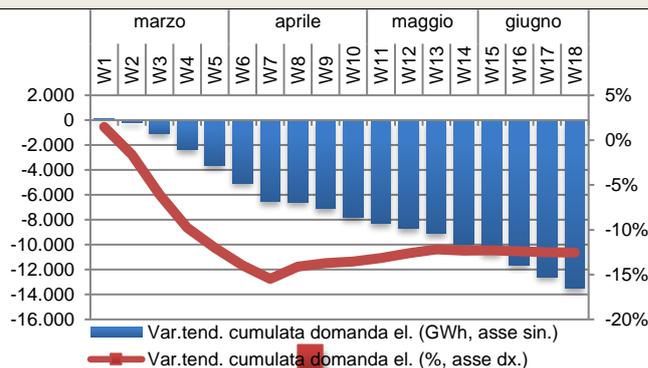


Figura F – Variazione tendenziale cumulata della domanda elettrica in Italia dal 1 marzo-4 luglio 2020 (in GWh asse sin, in % asse dx)



3.2. Consumi finali di energia

Nel II trimestre consumi finali di energia in riduzione del 25% rispetto allo stesso periodo del 2019; nei sei mesi -16%

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia per il II trimestre 2020 sarebbero in netto calo rispetto ai livelli del corrispondente trimestre del 2019, di quasi il 25% (circa 7 Mtep in meno, N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica).

Tale risultato si registra a seguito del calo, più contenuto, del I trimestre, quando la riduzione tendenziale era stata pari all'8% (per i decisi caldi del mese di marzo).

Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno i consumi di energia nei settori di impiego finale sono stimati pertanto in calo, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, di quasi 10 Mtep, (-16%, Figura 3.6).

Si sottolinea come, nello stesso periodo, per il fabbisogno di energia primaria si stima una riduzione lievemente meno sostenuta (-14% tendenziale): il motivo è da ricercare nella riduzione della domanda elettrica (-9%) meno decisa rispetto al resto delle commodity. Nel corso del semestre in esame (ed in particolare nel II trimestre) gran parte della riduzione dei consumi è infatti imputabile ai trasporti.

In termini di fonti, infatti, circa 2/3 del calo del I semestre è imputabile alla riduzione dei prodotti petroliferi, diminuiti rispetto allo stesso periodo dello scorso anno di oltre 6 Mtep (-24%), per il deciso calo del II trimestre (-4,7 Mtep, -35%).

In decisa riduzione anche la domanda di gas naturale per usi diretti, circa 2 Mtep in meno rispetto al I semestre 2019 (-10%), corrispondenti al 20% della riduzione complessiva del I semestre. Così come i prodotti petroliferi, anche la riduzione della domanda di gas osservata nei primi tre mesi dell'anno (-0,8 Mtep, -6%), si è poi accentuata nel corso del II trimestre (-1,2 Mtep -18%).

Allo stesso modo in calo anche la domanda elettrica, di circa 1 Mtep (-9% rispetto al I semestre 2019), per i decisi sia del I trimestre (-0,3 Mtep, -5% tendenziale), che del II (-0,8 Mtep, -13%).

Prosegue inoltre il calo dei solidi, circa un terzo in meno rispetto alla prima metà dello scorso anno.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3.6), i consumi di energia nei settori di impiego finale dai livelli minimi del 2014 hanno proseguito nei successivi quattro anni su una traiettoria di crescita quasi costante (+1,5% medio annuo), spinti dalla seppur modesta ripresa dell'economia, per poi tornare a ridursi nel 2019 (-1,5%) in concomitanza con la frenata dell'attività industriale e clima particolarmente favorevole. Nel corso della I metà dell'anno in corso il trend è poi crollato, per effetto delle restrizioni attive già a partire dal mese di marzo, portando i consumi di energia ben al di sotto del corrispondente periodo del 2014 (-6 Mtep, -10%).

In termini di contributi settoriali (Figura 3.7), il deciso calo tendenziale della prima metà dell'anno è da ricercare in larga parte nella minore domanda di energia nei trasporti (-6 Mtep rispetto al I semestre 2019, -30%), oltre che nel settore industriale (-1,7 Mtep, -12%) e civile (-1,9 Mtep, -8%).

Consumi elettrici in deciso calo nel I semestre (-9% tendenziale), per le riduzioni del I (-5%) e II trimestre (-13%)

Nel corso del II trimestre 2020 i consumi di elettricità sono stati pari a circa 66,5 TWh, in deciso calo rispetto allo stesso periodo del 2019 (-10,4 TWh, -13%). Buona parte di tale risultato (il 40%) è maturato nel corso del mese di aprile, quando la domanda elettrica si è ridotta di oltre 4 TWh rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-17%). Anche nel bimestre successivo la richiesta elettrica è risultata in calo rispetto ai livelli dell'anno precedente, sebbene in lieve attenuazione rispetto al calo del mese di aprile: di 2,6 TWh a maggio (-10% tendenziale), di 3,6 TWh a giugno (-13%).

Se a maggio la temperatura, di oltre 3 °C superiore a quella di maggio 2019, ha favorito la domanda di raffrescamento, ridimensionando il calo dei consumi, a giugno (meno caldo del giugno 2019), ha invece agito in direzione opposta.

Come anticipato, già nel mese di marzo la domanda elettrica era diminuita (-10% rispetto al marzo 2019), portando il I trimestre in calo di circa 3,6 TWh tendenziale (-4,5%).

Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno la domanda elettrica è in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019 di ben 14 TWh (-9%).

Come per le altre commodity energetiche, la riduzione della domanda di energia elettrica nella prima metà dell'anno è da ricercare principalmente nel risultato dell'attività economica (PIL in calo del 12%), e dell'industria (indice produzione industriale -15%, si veda par. 2.1).

Secondo le analisi Terna (rapporti mensili), anche i dati destagionalizzati e corretti per effetti di calendario e temperatura confermerebbero i valori grezzi, delineando una decisa riduzione della domanda nei primi sei mesi del 2020.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3.8), dopo il trend di riduzione fino ai minimi del 2014 e la stagnazione del biennio successivo, la domanda elettrica, cresciuta nel corso del 2017 (+2% rispetto al 2016), ha successivamente rallentato nel 2018 (+0,4%). Dopo il calo del 2019 (-0,6% sul 2018) la prima metà del 2020 fa segnare un crollo del trend della domanda, che risulta inferiore di oltre 11 TWh rispetto allo stesso periodo del 2014 (-7%).

Figura 3.6 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

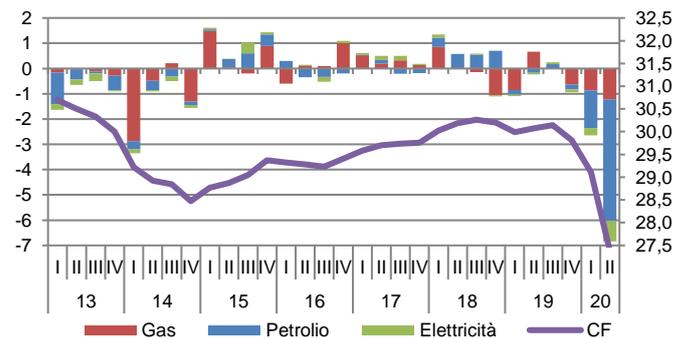
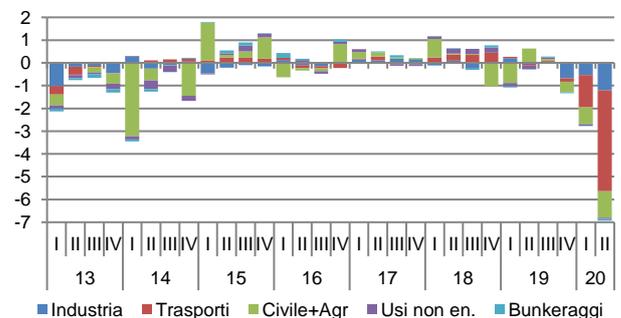


Figura 3.7 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)



Nel I semestre 2020 elettrificazione del sistema in aumento di oltre un punto percentuale rispetto ai livelli del 2019

Nel corso della prima metà del 2020 a fronte della riduzione importante dei consumi elettrici (-9% tendenziale) i consumi finali di energia sono stimati, come visto, complessivamente in riduzione ad un ritmo quasi doppio, -16% rispetto allo stesso periodo del 2019. Come anticipato, il motivo è da ricercare nel fatto che degli oltre 9 Mtep di riduzione complessiva dei consumi finali (rispetto al I semestre 2019), oltre l'80% sono imputabili alla riduzione dei prodotti petroliferi nel settore dei trasporti (-6 Mtep), e di gas nel settore civile e industriale (-2 Mtep). L'elettrificazione del sistema nel trimestre in esame risulta quindi in deciso aumento rispetto ai livelli dello scorso anno, di circa un punto e mezzo percentuale.

In una prospettiva di più lungo periodo tuttavia l'elettrificazione del sistema si muova su una traiettoria sostanzialmente costante a partire dal 2015 (Figura 3.8).

Nel II trimestre 2020 fermo il traffico aereo (-75%), crolla anche il trasporto stradale (-40%). Nei sei mesi domanda di energia settoriale in calo del 30% (-6 Mtep)

Nel corso del II trimestre 2020 i consumi energetici del settore trasporti sono stimati pari a circa 5,5 Mtep, in deciso calo rispetto allo stesso periodo del 2019 (-44%). Tale risultato è da ricercare nelle restrizioni alla mobilità e nel crollo delle attività produttive derivanti dalle misure adottate per il contenimento dell'emergenza sanitaria. Nel corso dei mesi di aprile e maggio le vendite di prodotti petroliferi sono infatti calate rispettivamente del 51% e del 33% rispetto ai livelli di un anno prima (dati MiSE), mentre a giugno di quasi il 20%. Si ricorda come già nel corso del I trimestre i consumi settoriali erano in calo di circa il 15% in termini tendenziali, per il deciso calo del mese di marzo (-31% rispetto al marzo 2019).

Complessivamente per la prima metà dell'anno in corso i consumi del settore sono quindi stimati in riduzione di circa il 30% rispetto al I semestre del 2019, quasi 6 Mtep in meno. Anche rispetto allo stesso periodo del 2014 (livelli minimi), i consumi settoriali nel I semestre 2020 sono inferiori di circa 5 Mtep, oltre un quinto in meno.

In termini di combustibili, nei primi sei mesi si registra un deciso calo dei consumi di carboturbo per il trasporto aereo (-1,4 Mtep), più che dimezzati rispetto ai livelli della prima metà del 2019 (-60%): al calo del I trimestre (-25% tendenziale) ha fatto seguito una riduzione anche più decisa nel II trimestre (-90%): per i risultati dei mesi di aprile (-92%), maggio (-83%) e giugno (-84%), in cui il traffico aereo si è di fatto fermato. Il crollo della prima metà del 2020 avviene a valle della crescita del 2019 (+4%), in lieve rallentamento rispetto al triennio '16-'18 (+7% in media).

In riferimento al trasporto stradale, i consumi sono stimati in calo di circa il 27% nel I semestre (circa 4,5 Mtep in meno): dopo la riduzione del I trimestre (-14% tendenziale) nel corso dei successivi tre mesi i consumi sono infatti stimati in calo di quasi il 40% rispetto al II trimestre 2019 (Figura 3.9).

Come emerge dalla Figura 3.10, il calo tendenziale dei consumi per trasporto stradale è sostanzialmente in linea con la riduzione del traffico veicolare. Secondo i dati ANAS, l'Indice di Mobilità Relativa (IMR) è infatti più che dimezzato nel corso del trimestre aprile-maggio rispetto ai livelli di traffico dello stesso periodo del 2019: -55% a marzo, -75% ad aprile, -43% a maggio (tutte variazioni tendenziali). A giugno il calo tendenziale si è ridimensionato, circa il 18% inferiore rispetto ai livelli di giugno 2019. Nei tre mesi più colpiti dalle restrizioni alla mobilità (marzo-maggio 2020), l'IMR relativo ai soli veicoli pesanti si è ridotto in maniera meno decisa (rispetto all'IMR totale), risultando mediamente inferiore di circa un terzo rispetto ai livelli di traffico dello scorso anno (da

cui il calo delle vendite di benzina più deciso di quelle di gasolio, si veda oltre).

In riferimento ai soli carburanti per autotrazione, le vendite di gasolio motori, in riduzione già nei primi tre mesi dell'anno (-14%), nel corso del II trimestre mostrano cali più decisi, del 36% tendenziale: complessivamente nei primi sei mesi del 2020 la riduzione è anche superiore ai 3 Mtep (-25%). Anche più sostenuto (in termini relativi), il calo delle vendite di benzina, in riduzione nei primi sei mesi dell'anno del 31% (oltre 1 Mtep in meno): nel corso del II trimestre si sono infatti registrate riduzioni del 44%, che hanno fatto seguito al calo del I trimestre (-16%).

Infine, in deciso calo anche le vendite di GPL per autotrazione, del 30% nel semestre (rispetto alla I metà del 2019).

Figura 3.8 - Consumi elettrici (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % en. elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

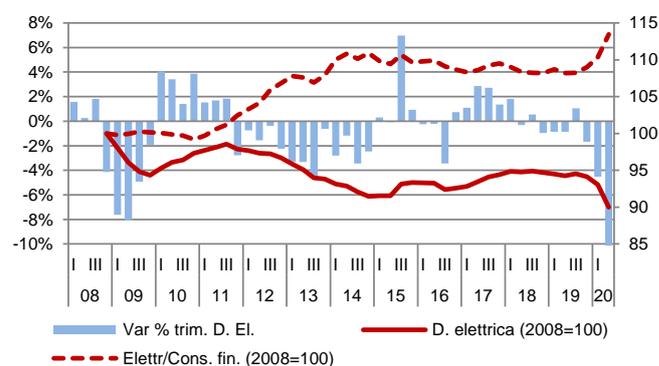


Figura 3.9 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

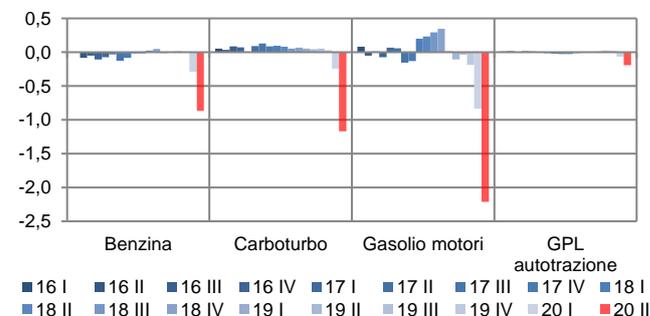
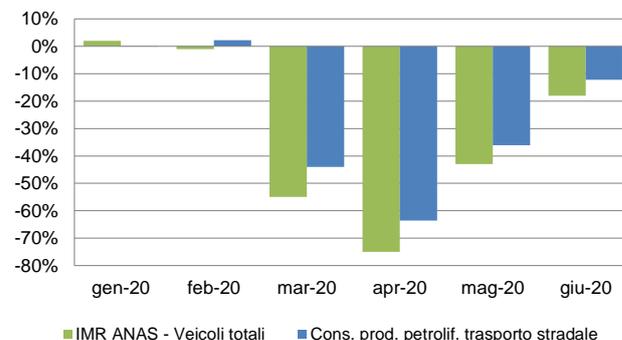


Figura 3.10 - Consumi energetici per trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata nei primi sei mesi 2020 (var. % tendenziali)



Consumi dell'industria in decisa riduzione rispetto ai livelli del 2019, in linea con il calo della produzione industriale (-15%)

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel corso dei primi sei mesi del 2020 sono stati complessivamente inferiori di circa 1,5 Mtep, rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019 (-12%). Dopo la riduzione dei primi tre mesi dell'anno (circa il 6% tendenziale), da ricercare nel calo del mese di marzo, è infatti seguita una riduzione anche più sostenuta nei secondi tre mesi, stimata in circa il 18% (rispetto al II trimestre 2019). In termini di commodity, sia i consumi di gas che di elettricità e prodotti petroliferi hanno fatto segnare cali dell'ordine del 10% rispetto alla prima metà dello scorso anno. In particolare i consumi di gas per usi industriali, in calo di quasi 0,8 Mtep (-12%), rappresentano circa la metà della riduzione complessiva del fabbisogno energetico settoriale nel semestre in esame. Dopo il calo del 9% nel I trimestre si registra infatti un calo della domanda di gas settoriale anche più deciso nel II (-16% tendenziale, dati SNAM), per le limitazioni alle attività produttive conseguenti alle misure per il contenimento dell'emergenza sanitaria.

La Figura 3.11 mostra l'evoluzione dei consumi energetici del settore e dei suoi principali driver, produzione industriale totale e dei soli beni intermedi. Emerge come il calo dei consumi settoriali avvenga in concomitanza del crollo della produzione industriale (-20% rispetto alla prima metà del 2019), in calo già nel 2019, dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni tendenziali positive. Si sottolinea infine come la riduzione dell'attività industriale del solo comparto dei beni intermedi, particolarmente marcata già nel 2019 (-2,3% la variazione tendenziale), sia proseguita almeno nel corso dei primi mesi del 2020, lungo una traiettoria coerente col dato dell'industria totale.

Dalla Figura si osserva infine come il progressivo disaccoppiamento tra driver e consumi, iniziato nel 2013 e proseguito negli anni 2015-17 di ripresa dell'attività industriale, si sia ridimensionato nel corso del 2018 e 2019; i dati parziali del 2020 sembrano confermare tale tendenza.

Nei primi sei mesi dell'anno i consumi del settore civile in deciso calo: quasi 2 Mtep in meno

Così come visto per i settori industria e trasporti, nel corso del II trimestre 2020 i consumi di energia del settore civile risultano in deciso calo rispetto allo stesso periodo del 2019, circa il 16% in meno. Anche nel corso dei primi tre mesi dell'anno si era stimata una riduzione dei consumi settoriali, seppure di entità minore (-5%). Complessivamente nella prima metà del 2020 si stima pertanto una riduzione del fabbisogno energetico settoriale di circa il 9% rispetto allo stesso periodo del 2019 (circa 2 Mtep in meno).

Almeno due terzi di tale riduzione sono da ricercare nella minore domanda di gas naturale, nel I semestre diminuita complessivamente del 9%. Il calo della domanda di gas si è registrato sia nel corso del I trimestre (-5% tendenziale, -700 mila Sm³), che nel II trimestre, quando la riduzione tendenziale è stata addirittura del 20%, per i decisi cali di aprile (-16%) e maggio (-32%), durante i quali la domanda è calata di oltre 900 mila Sm³ (rispetto allo stesso bimestre 2019). In tali mesi la temperatura è risultata infatti decisamente più mite rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (in particolare maggio oltre 3°). Anche nel I trimestre la temperatura aveva favorito il calo dei consumi di gennaio e febbraio (-1100 mila Sm³), solo in parte ridimensionato dall'aumento di marzo, più rigido del marzo 2019.

Il fattore climatico ha inoltre fornito un impulso all'aumento dei consumi elettrici nel mese di maggio per la climatizzazione estiva, mentre a giugno le temperature meno elevate del giugno 2019 hanno favorito il calo dei consumi: la domanda elettrica complessiva sulla rete, dopo il crollo di aprile (-17%) mostra infatti cali meno sostenuti a maggio (-10%) per poi

riprendere a giugno (-13%). Anche i dati declimatizzati di Terna (bollettino mensile 5/2020) indicano che a maggio il calo sarebbe stato anche maggiore.

L'andamento dei consumi nel trimestre in esame risulta pertanto in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, che hanno fornito un deciso impulso al calo dei consumi (Figura 3.12). I mesi invernali particolarmente miti hanno infatti favorito il calo dei consumi di gas sia nel I trimestre (HDD -5%) che nel secondo trimestre (-20%). Sull'indice che sintetizza l'andamento delle variabili guida dei consumi energetici del settore agisce il risultato del settore dei servizi (in deciso calo); solo i prezzi delle commodity hanno fornito un impulso di segno opposto (seppur marginale).

Figura 3.11 - Consumi energetici dell'industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e del totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

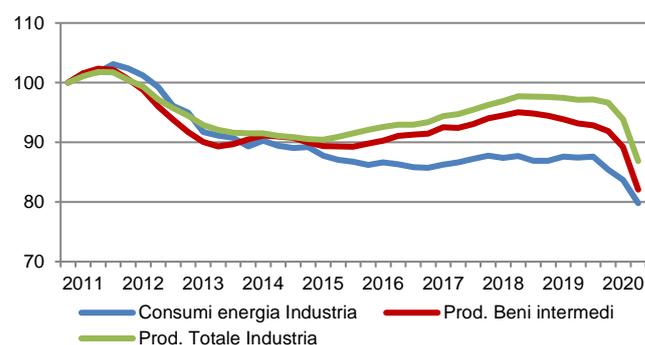
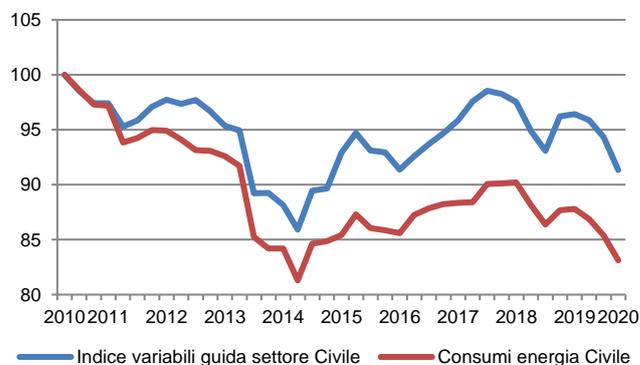


Figura 3.12 - Consumi energetici del settore Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



4. Decarbonizzazione

Nei primi sei mesi dell'anno emissioni di CO₂ in deciso calo rispetto allo stesso periodo del 2019 (-17%)

Dopo che nel I trimestre si era registrato (stime ENEA) un calo tendenziale di circa il 10%, nel secondo trimestre le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono stimate in riduzione ancora più decisa, circa il 26% in meno rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019 (Figura 4.1).

Nell'insieme dei primi sei mesi dell'anno il calo rispetto allo stesso periodo del 2019 è pari a circa il 17% (equivalente a oltre 28 MtCO₂ in meno), un calo in linea con la riduzione delle fonti fossili contabilizzate per il calcolo delle emissioni. Di questa riduzione circa 2/3 è maturato nel II trimestre, circa 1/3 nel I trimestre.

Il brusco e drastico calo della prima metà del 2020 riporta le emissioni su una traiettoria discendente, dopo cinque anni di sostanziale stazionarietà, seguiti alle forti riduzioni registrate negli della crisi economica (Figura 4.1). Se si considerano le emissioni degli ultimi quattro trimestri, quelle registrate tra metà 2019 e metà 2020 sono inferiori di quasi il 10% rispetto al minimo del 2014, del 27% rispetto al 2010.

Il ruolo ampiamente preponderante avuto in questo calo dal crollo dei livelli di attività e degli spostamenti conseguente alle misure di contenimento dell'emergenza sanitaria impone chiaramente di valutare la possibilità che questa traiettoria possa continuare nel medio periodo. Per di più, in particolare sul risultato del I trimestre hanno avuto un ruolo anche le temperature particolarmente miti dei mesi invernali, che hanno contribuito a mitigare i consumi. Al momento, comunque, la stima (approssimativa) ENEA dei gas serra corrispondenti agli ultimi quattro trimestri porterebbe questi ultimi a circa 370 Mt di CO₂ equivalenti, un valore inferiore di oltre il 35% rispetto al 2005, anno di riferimento per il calcolo degli obiettivi 2030, che sarebbero improvvisamente non più così lontani.

La parte maggioritaria del calo delle emissioni della I metà dell'anno è avvenuta nei settori ESD (-18% tendenziale)

In termini di contributi settoriali, la riduzione delle emissioni nella prima metà dell'anno in corso è da ricercare per circa i 2/3 nel risultato nei settori ESD (cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, dunque trasporti, civile e industria non energivora), nei quali si stima un calo della CO₂ pari a quasi 20 Mt (-18%) rispetto al I semestre 2019 (Figura 4.3). In termini relativi il calo è stato del 9% nel I trimestre, di ben il 30% nel II trimestre (Figura 4.3), quando più hanno inciso le restrizioni alla mobilità delle persone, con il conseguente crollo della domanda di energia del settore dei trasporti. Questo crollo interrompe una fase lunga 2016-2019 di variazioni delle emissioni del settore piuttosto marginali, seguite ai più decisi cali della prima metà del decennio (quasi -3% medio annuo).

Nei settori ETS (cioè sottoposti all'Emission Trading System, dunque industria energivora e generazione elettrica) il calo delle emissioni stimato per l'intero I semestre è pari a circa 10 Mt, circa il 16% in meno rispetto alla I metà del 2019, con un calo relativo nel I trimestre più pronunciato di quello dei settori ESD (-13%), al contrario meno pronunciato nel II trimestre (-20%) (Figura 4.3). Grazie all'accelerazione del phase out del carbone e al più modesto aumento della produzione da FER questi dati rappresentano un'accentuazione del trend di riduzione degli ultimi anni, nei quali tuttavia il ritmo delle riduzioni era ovviamente meno sostenuto.

In termini di settori di uso, la Figura 4.4 evidenzia come circa la metà della riduzione tendenziale delle emissioni del I semestre sia imputabile al settore dei trasporti (la quota sale tra il 55% ed il 60% nel solo II trimestre), un quarto circa a quello della trasformazione, il resto ad industria e civile.

Figura 4.1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (somma ultimi 4 trimestri, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

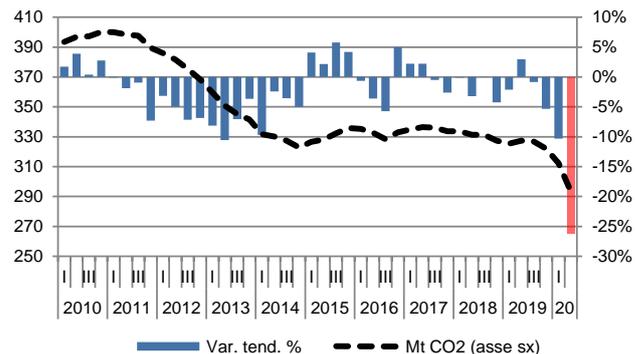


Figura 4.2 - Stima delle emissioni di gas serra del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

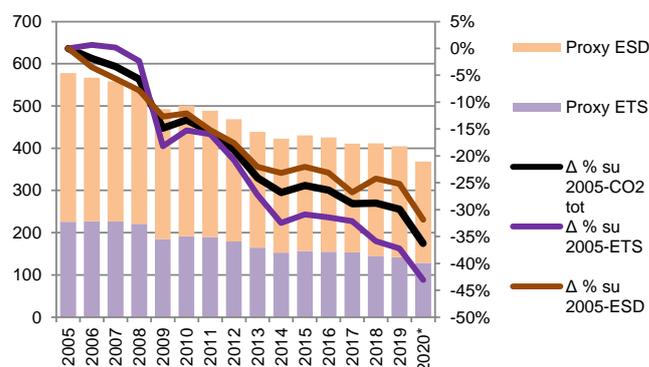


Figura 4.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

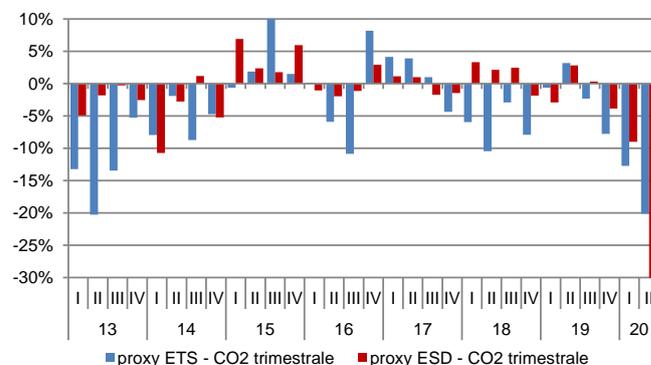
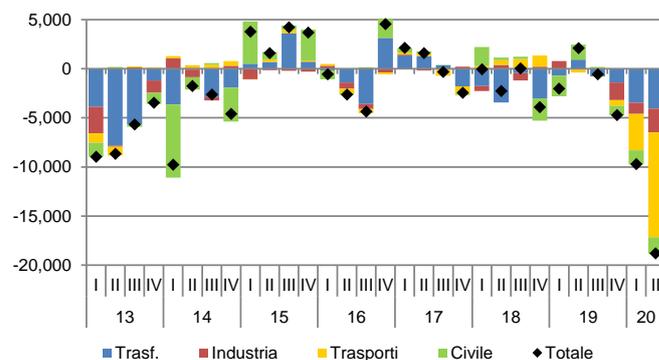


Figura 4.4 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)



Nei primi sei mesi del 2020 deciso calo delle emissioni di CO₂ per la generazione elettrica (-18% tendenziale)

Nel corso della prima metà del 2020 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in netto calo rispetto allo stesso periodo del 2019, circa il 19% in meno. Tale risultato è maturato sia nel corso dei primi tre mesi dell'anno (-16% tendenziale) che nel II trimestre (-22%).

Il deciso calo della prima parte dell'anno in corso accentua il trend delle emissioni settoriali del precedente periodo 2016-19 durante il quale la riduzione media annua era stata superiore al 3%.

Per analizzare le ragioni dell'andamento delle emissioni settoriali, in Figura 4.5 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Tutte e tre le componenti in questione hanno contribuito al calo delle emissioni settoriali nei primi sei mesi del 2020. Nel dettaglio:

- La produzione nazionale nel corso del I semestre dell'anno è in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019, di oltre 8 TWh (-6%), riduzione inferiore a quella della domanda elettrica, in calo di 14 TWh (-9%), perché l'import netto è diminuito in misura maggiore (-5,5 TWh, -28%). La riduzione della quota di produzione nazionale nei primi due trimestri del 2020 ha fornito un impulso alla riduzione delle emissioni del settore stimabile in circa il 6%, circa ¼ del totale. Nel 2019 tale componente aveva invece spinto in direzione opposta, fornendo un impulso all'aumento delle emissioni del settore: nonostante la domanda elettrica in lieve calo la produzione nazionale era infatti aumentata per compensare la decisa riduzione delle importazioni dall'estero.
- Nel semestre in analisi anche la quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale ha fornito un deciso impulso alla riduzione delle emissioni del settore (circa -6%), per l'aumento della produzione da FER (+4% rispetto al I semestre 2019, +6% nel II trimestre), idroelettrico e solare in particolare. Anche questa componente nel 2019 aveva invece fornito un impulso all'aumento delle emissioni settoriali: nonostante la generazione da FER fosse in aumento la produzione termica era dovuta aumentare per compensare le minori importazioni.
- 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 della prima metà del 2020, fornendo un netto impulso alla riduzione delle emissioni del settore (-8%). Nell'arco dei primi sei mesi dell'anno, a fronte del perdurare della contrazione della produzione da solidi, in calo di circa il 40% rispetto allo stesso periodo del 2019, la riduzione dei consumi di gas naturale, a minore intensità carbonica, è stata infatti decisamente più modesta (-13%). Il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano pare quindi proseguire anche nella prima parte del 2020 lungo la traiettoria intrapresa già a partire dalla seconda metà dell'ultimo decennio.

Figura 4.5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale)

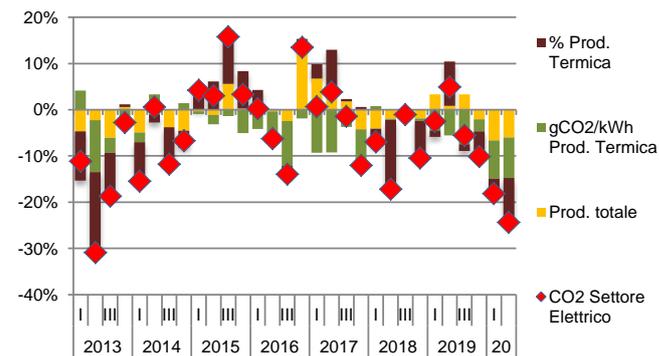


Figura 4.6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - variazione tendenziale (somma ultimi quattro trimestri, GWh)

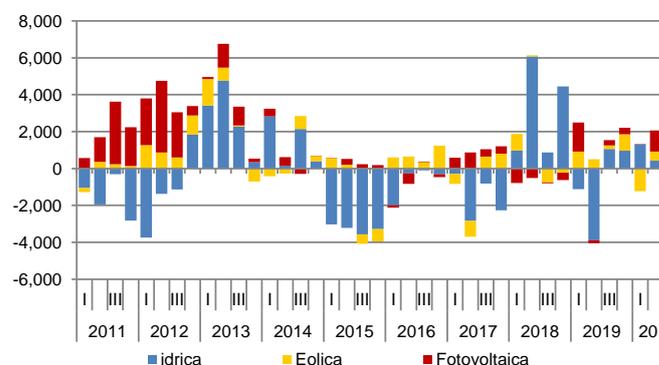
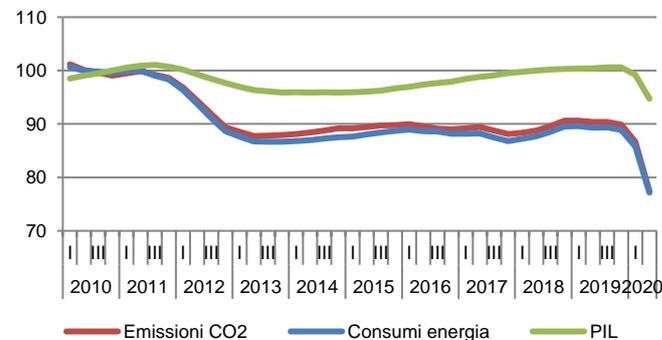


Figura 4.7 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Nella prima metà del 2020 tornano a scendere le emissioni medie specifiche delle nuove immatricolazioni in un contesto di crollo del mercato dell'auto (-50%)

Nel corso del II trimestre dell'anno le emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione sono state pari a circa 109 gCO₂/km, in riduzione di circa il 3% rispetto ai livelli del trimestre precedente, e di quasi il 9% rispetto allo stesso periodo di un anno fa.

Come emerge dalla Figura 4.8, dopo il lungo periodo di riduzioni che aveva portato le emissioni medie del nuovo immatricolato dai 118 gCO₂/km di inizio 2014 ai 112,5 di fine 2017, nel 2018 e nella prima metà del 2019 si era assistito ad una inversione di tendenza. Le emissioni medie del nuovo immatricolato erano infatti risalite nel corso della prima metà del 2018 l'anno di circa l'1% medio (rispetto allo stesso periodo del 2017), per poi proseguire su tale trend ad un ritmo decisamente più elevato nel corso della seconda metà dell'anno e nei primi mesi del 2019 (+5% medio). Dopo che nel II e III trimestre 2019 le emissioni si sono assestate sui 119 gCO₂/km, a partire dalla fine del 2019 e nella prima metà del 2020 le emissioni specifiche sono tornate a scendere, di oltre il 5% medio (in termini di variazioni tendenziali).

Le emissioni medie specifiche nella prima metà del 2020, pari a circa 112 gCO₂/km, sebbene risultino complessivamente ben inferiori di circa il 6% rispetto allo stesso periodo di un anno fa, sembrano ancora lontani dal target di 95 CO₂/km del 2021.

Elemento di forte preoccupazione è poi rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare. Dopo che nel 2019 i volumi di vendita si erano assestati sugli stessi livelli dell'anno precedente (+0,3%), successivo al calo del 2018 (-3% rispetto al 2017), nei primi sei mesi del 2020 il mercato delle nuove immatricolazioni ha subito un crollo senza precedenti, per effetto delle restrizioni imposte dalle misure di contenimento dell'emergenza sanitaria. Nei primi sei mesi dell'anno in corso sono infatti state immatricolate complessivamente appena 584 mila autovetture, il 46% in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale risultato è in larghissima parte imputabile ai risultati dei mesi di marzo ed aprile, quando i livelli di nuove immatricolazioni sono stati inferiori rispettivamente dell'85% e del 98% rispetto agli stessi mesi del 2019. Si sottolinea inoltre come già nel corso del bimestre gennaio – febbraio il mercato dell'auto aveva fatto segnare riduzioni di circa il 7%. Nel mese di maggio, in concomitanza con l'allentamento delle misure di contenimento, la riduzione è stata più contenuta, il 50% in meno rispetto ai volumi di vendite del maggio 2019; mentre a giugno il calo è stato del 23%.

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni (Figura 4.9), si segnala il perdurare della crisi del diesel, in calo nei sei mesi dell'anno del 56% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (oltre 258 mila vetture in meno). Si arresta anche l'aumento delle vendite di autovetture a benzina, nei primi sei mesi del 2020 in calo del 46% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-218 mila vetture). In calo anche le vendite di auto a GPL (-48%) e a metano (-19%).

Prosegue invece la crescita del mercato dell'ibrido: nei primi sei mesi dell'anno oltre 10 mila vetture in più rispetto allo stesso periodo 2019 (+17%), per le vendite dei primi due mesi dell'anno (quasi raddoppiate rispetto allo stesso bimestre 2019) e la ripresa di maggio (+17%) e soprattutto giugno (+85%).

Anche le vendite di auto elettriche sono in aumento rispetto alla prima metà dello scorso anno: quasi 10 mila vetture immatricolate nel I semestre 2020, quasi il doppio rispetto allo stesso periodo del 2019.

Figura 4.8 - Nuove immatricolazioni auto ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/km, asse dx)

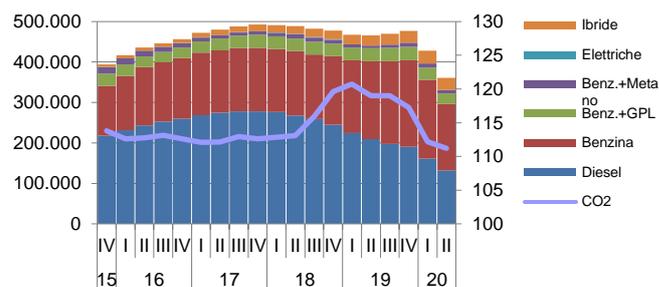
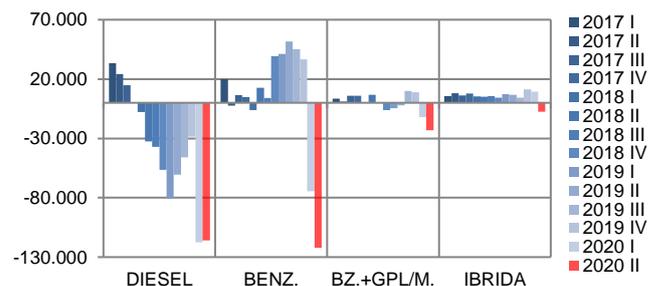


Figura 4.9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)



Il calo del PIL fattore di gran lunga preponderante per la riduzione delle emissioni del II trimestre 2020

La Figura 4.10 riporta l'andamento - nell'ultimo decennio - delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano e delle cinque componenti utilizzate per scomporre e spiegare l'andamento delle emissioni mediante l'identità di Kaya (vedi nota metodologica). A metà 2020 le emissioni di CO₂ calcolate su base annuale (come somma degli ultimi quattro trimestri) sono inferiori del 25% rispetto all'inizio del 2009, laddove appena sei mesi prima, alla fine del 2019, erano inferiori del 18%, un valore peraltro pressoché costante da metà 2014. Dalla figura emerge anche come a incidere in modo determinante su questa brusca modifica del trend sia stata la drammatica caduta del PIL pro-capite registrata nella prima metà del 2020.¹ Per meglio comprendere la portata dell'impatto dello shock di domanda sulla dinamica delle emissioni di CO₂, la Figura 4.11 mostra il risultato della scomposizione di Kaya applicata a tre archi temporali diversi. Negli ultimi tre anni precedenti alla crisi sanitaria (2016-2019) le emissioni di CO₂ si erano ridotte a un tasso medio annuo dell'1%, grazie alle riduzioni dell'intensità energetica (energia primaria/PIL), della quota di energia fossile sull'energia primaria e dell'intensità carbonica dell'energia fossile. Ciascuna di queste componenti risultava in calo a tassi medi annui compresi tra 0,8% e 0,5%. La somma di questi contributi avrebbe portato a una riduzione delle emissioni pari al 2% m.a., ma la crescita del PIL (al 1% m.a.) ha ridotto il calo effettivo delle emissioni al 1% m.a. (NB: la somma delle variazioni delle cinque componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂).

Se invece si limita l'attenzione ai soli quattro trimestri del 2019, l'andamento delle componenti di Kaya nel 2019 ha portato a un'accelerazione del calo delle emissioni, che si sono ridotte dell'1,5% rispetto al 2018, grazie alla combinazione di una riduzione dell'1,5% dell'intensità energetica, dello 0,8% dell'intensità carbonica dell'energia fossile, solo parzialmente compensate dalla variazione della quota di energia fossile sull'energia primaria (+0,4%) e dalla modesta crescita del PIL (+0,4%).

Il quadro cambia completamente se ora si considerano i quattro trimestri che vanno da metà 2019 e metà 2020. Il crollo delle emissioni, pari all'11% se si confronta il periodo II trimestre 2019-II trimestre 2020 con il periodo II trimestre 2018-I trimestre 2019, è spiegato per la gran parte dal crollo del PIL pro-capite, che nei quattro trimestri in questione si è ridotto di quasi il 6% (rispetto al PIL del periodo II/2018-II/2019)². Intensità energetica e quota di energia fossile hanno contribuito invece per circa il 20% ciascuna, mentre pesa meno del 10% il contributo dell'intensità carbonica delle fonti fossili.

Dinamiche di più lungo periodo delle emissioni e dei loro driver

Per allargare lo sguardo all'evoluzione delle emissioni e dei suoi driver nell'ultimo decennio, in Figura 4.12 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente dell'identità di Kaya alla variazione media annua delle emissioni nei tre anni precedenti. Ne emerge come l'evoluzione più recente richiami in qualche modo quella registrata negli anni della lunga recessione (2011-2014), finita

¹ Va sottolineato che due elementi che negli ultimi mesi hanno inciso in modo determinante sulla riduzione del fabbisogno energetico, nei settori trasporti e civile in particolare, ovvero il crollo della mobilità e il clima mite, sono rappresentate solo in modo indiretto nella scomposizione di Kaya.

² N.B.: ogni segmento dell'istogramma rappresenta la variazione del valore di ogni componente calcolata sul cosiddetto anno scorrevole, cioè rapportando il valore della variabile nel periodo II trimestre 2019-II trimestre 2020 al periodo II trimestre 2018-I trimestre 2019.

la quale il tasso medio annuo triennale di riduzione delle emissioni è andato via via riducendosi, fino a variazioni positive nel periodo 2014-2017 e poi negli anni successivi ha oscillato intorno a valori marginalmente negativi.

Alla fine del II trimestre 2020, il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni negli ultimi tre anni risulta pari al 4,5%, spiegato per quasi il 40% dalla riduzione della quota di fonti fossili sull'energia primaria (proceduta nell'ultimo triennio al ritmo del -1,7% annuo), per il 30% dal calo del PIL pro-capite, che a valle della crisi attuale negli ultimi tre anni risulta in calo medio annuo dell'1,3, per il 20% dal calo dell'intensità energetica del PIL (nell'ultimo triennio in calo medio dell'1% annuo), per il restante 10% dalla riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili, che sebbene supportata dal phase-out del carbone ha un peso minoritario nel calo delle emissioni.

Figura 4.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (somma degli ultimi 4 trimestri precedenti ad ogni periodo; 2010=100)

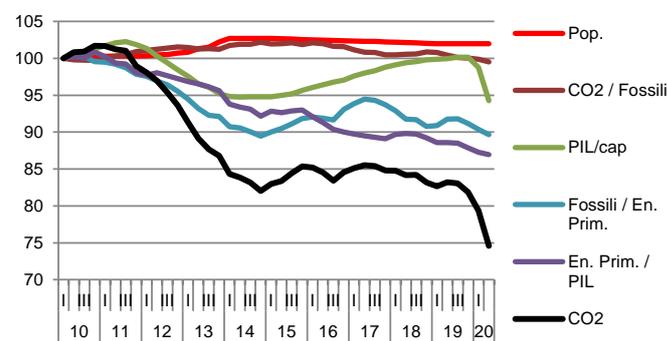


Figura 4.11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue

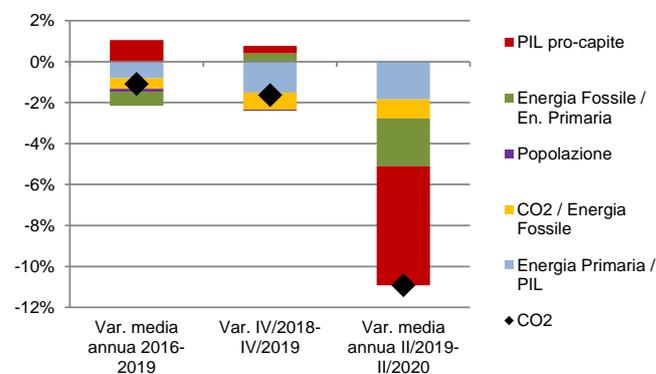
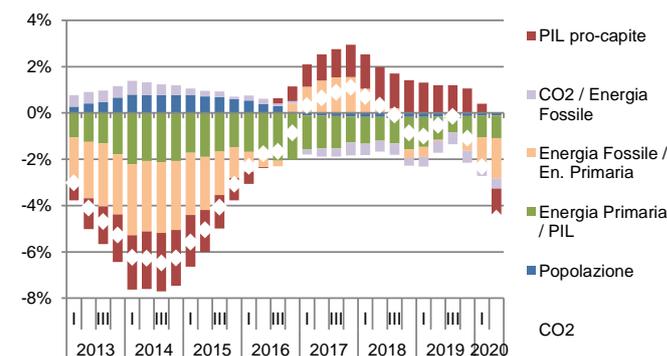


Figura 4.12 - Emissioni di CO₂ – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo



Nei primi quattro mesi dell'anno in calo la nuova potenza di impianti FER (-8% rispetto allo stesso periodo del 2019); sul risultato incide il mese di aprile, durante il quale il comparto si è praticamente fermato

Secondo i dati ANIE la nuova potenza eolica, fotovoltaica (FV) e idroelettrica complessivamente connessa nel corso dei primi quattro mesi del 2020 è pari a 185 MW, circa l'8% in meno rispetto a quanto registrato nello stesso periodo del 2019. Su tale risultato incide in maniera decisiva il blocco delle attività di aprile, durante il quale sono state installate appena 7 MW di nuova capacità. Nel dettaglio:

- le nuove installazioni di impianti solari (118 MW nel periodo gennaio-aprile) risultano in calo del 16% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, dato il risultato di aprile, durante il quale la catena del FV è rimasta sostanzialmente ferma (appena 2,7 MW installati nel mese);
- in calo anche la nuova potenza di impianti eolici, complessivamente pari a 33 MW nei primi quattro mesi, -35% rispetto alla potenza installata nel corso dello stesso periodo del 2019 (per l'eolico ad aprile zero MW installati);
- l'idroelettrico è l'unico comparto in crescita, 34 MW di nuova capacità installata nei primi quattro mesi dell'anno (di cui 4,5 MW ad aprile), tre volte in più rispetto alla nuova capacità installata nello stesso periodo dello scorso anno.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 4.13), da inizio 2014 la nuova capacità connessa di impianti FER è complessivamente pari a quasi 5,5 GW (meno di 0,9 GW l'anno). Di questi, 2,7 GW sono impianti solari (49%), 2,2 GW (40%) sono impianti eolici, i restanti 0,6 GW, idroelettrico (11%).

Nella Figura 4.14 si riporta il dato medio mensile di nuova capacità connessa relativa ai primi quattro mesi del 2020, confrontato con i dati medi mensili dei precedenti cinque anni. Per il FV il dato parziale del 2020 mostra una netta frenata del trend di crescita pluriennale: circa 30 MW/mese nel 2020, contro i 50 MW/mese medi dello scorso anno.

Anche le nuove installazioni di impianti eolici nel periodo gennaio – aprile 2020 (appena 8 MW/mese) sono in netto calo rispetto ai livelli dell'anno precedente (37 MW/mese).

Discorso opposto per l'idroelettrico, 8 MW/mese di nuove connessioni nei primi quattro mesi del 2020, superiore rispetto al 3,5 MW del 2019, in linea con il dato medio mensile del quinquennio 14-19 (9 MW/mese).

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 4.13 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)

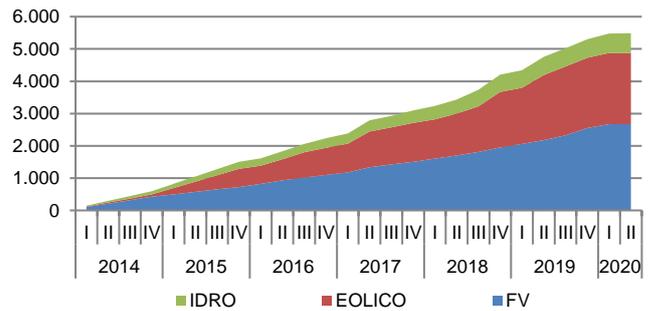
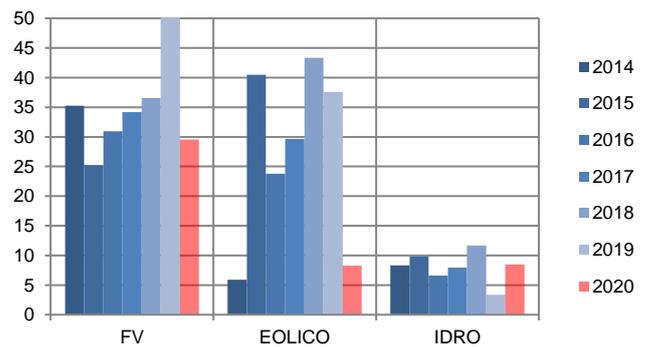


Figura 4.14 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)



5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Effetti di breve e medio periodo dello shock di domanda sulle tendenze del mercato petrolifero

Lo shock di domanda senza precedenti prodotto dalla pandemia può avere un effetto dirompente sull'equilibrio del mercato petrolifero, con inevitabili ripercussioni sulla sicurezza di sistema, sia dal lato dei Paesi consumatori sia dal lato dei Paesi produttori.

Negli ultimi cinque anni i Paesi OPEC, e l'Arabia Saudita in particolare hanno costantemente cercato di sostenere il prezzo del petrolio in un contesto di tendenziale eccesso di offerta, al prezzo però di cedere quote crescenti del mercato alla produzione OCSE, quella USA in particolare, in costante crescita (a ritmi superiori alle attese ancora fino a marzo 2020, quando ha superato i 13 Mbbl/g di inizio 2020). E di rafforzare nel complesso la sicurezza petrolifera dei Paesi consumatori, per la maggiore disponibilità di scelta dei fornitori, la maggiore flessibilità commerciale del petrolio prodotto, la maggiore elasticità dell'offerta a variazioni congiunturali della domanda e/o a shock temporanei. Nel 2019 la quota di mercato della produzione OCSE si è dunque espansa di un ulteriore notevole 1,6%, fin quasi ad avvicinarsi al 30%, e di un più modesto 0,2% si è allargata la quota non-OCSE, mentre è scesa per il quarto anno consecutivo la quota di mercato OPEC, appena al di sopra del 35%.

Dopo lo shock di domanda legato alla pandemia da Covid-19, secondo molte aspettative a fare le spese del crollo dei prezzi dovrebbero essere le produzioni meno economiche e più elastiche ai prezzi, e tra queste in primo luogo lo shale oil statunitense. Mentre poi con l'auspicata ripartenza dell'economia, e della domanda di petrolio, le produzioni più economiche, come quella saudita e russa, potrebbero riuscire nell'impresa di riguadagnare quote di mercato (cfr ad esempio Foss e Mikulska, Lo shale americano resisterà alla pandemia, 21 aprile 2020, <https://rienergia.staffettaonline.com/>).

Per il momento l'effetto di breve periodo dello shock di domanda è stato di accentuare ancor più le dinamiche degli ultimi anni, perché la parte maggioritaria della correzione dell'offerta è ricaduto di nuovo sull'alleanza OPEC+, con il taglio di 9,7 Mbbl/g fino a luglio, di 7,7 Mbbl/g fino alla fine del 2020. La produzione dei Paesi OCSE, Stati Uniti e Canada in primis, da cui si aspettava una pronta (inferiore ai sei mesi) e forte risposta al crollo dei prezzi, fino a cali superiori ai 5 Mbbl/g, ha invece finora risposto in modo più contenuto. Secondo le previsioni più recenti dell'US Energy Information Administration, la produzione di greggio statunitense scenderà a una media di 11,6 Mbbl/g nel 2020, a una media di 11 Mbbl/g nel 2021, 0,6 Mbbl/g e 1,2 Mbbl/g in meno rispetto rispettivamente rispetto alla media 2019 di 12,2 Mbbl/g, con un calo che sarebbe contenuto in un -5% sia nel 2020 sia nel 2021, a 11 Mbbl/g nel 2021. D'altra parte, secondo previsioni decisamente più pessimistiche la produzione di tight oil nel 2020 (56% della produzione USA) sarà inferiore di circa il 30% rispetto al 2019, per cui la produzione totale di greggio scenderebbe a 8,7 Mbbl/d, circa 3,5 Mbbl/g meno che nel 2019 (vedi <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/US-Oil-Dominance-Is-Coming-To-An-End.html>).

La risultante di breve periodo di questi eventi è che nel 2020 si prefigura una nuova contrazione della quota produttiva OPEC, perfino maggiore di quella prevista a fine 2019, prima della pandemia (Figura 5.1). Se questi effetti si protrarranno oltre il breve periodo dipenderà probabilmente in primo luogo dai tempi della ripresa della domanda. Quanto più questa sarà veloce tanto maggiori saranno le possibilità che, come nel rimbalzo sperimentato dopo il crollo dei prezzi del 2014-2015

e la conseguente ritirata della produzione, la produzione statunitense riesca a superare anche questa nuova fase critica.

In Italia crollano le importazioni. Prosegue il calo della produzione interna di greggio

In Italia il crollo dei consumi ha impattato in modo fortissimo sulle importazioni, che sono diminuite di quasi 4,5 Mt rispetto al II trimestre 2019 (-28%), con un calo in linea con quello dei consumi, sia in termini assoluti sia in termini relativi (Figura 5.2). Il calo del II trimestre fa seguito a quello molto più contenuto del I (-2,8) e porta la variazione dell'intero I semestre a quasi 5 Mt, -16% rispetto al I semestre 2019. In uno scenario di graduale rientro alla normalità nella seconda parte dell'anno a fine anno, le importazioni italiane resterebbero comunque al di sopra dei livelli minimi del 2014, quando si fermarono a circa 54 Mt, contro le 63 Mt del 2019. A spiegare questo dato vi è anche il calo che negli ultimi anni ha registrato la produzione interna (Figura 5.3), che nel primo semestre del 2020 si è fermata a meno di 2 Mt, con un calo del 9% rispetto al I semestre 2019, quasi un milione di tonnellate in meno rispetto ai massimi semestrali dell'ultimo decennio. Il confronto con gli altri principali Paesi europei mostra che il calo delle importazioni italiane nel I semestre dell'anno è stato in linea con la media europea e più contenuto di quello registrato in Gran Bretagna e soprattutto Francia (-41%), dove c'è stato un crollo delle lavorazioni delle raffinerie. Molto diverso invece il dato della Germania, che ha visto importazioni pressoché invariate.

Dal lato produzione nell'insieme dell'UE a 27 la produzione di greggio ha perso il 7% nel semestre, mentre quella del Regno Unito, di gran lunga il principale produttore dell'area (circa i 3/4 del totale) si è ridotta di un più modesto 3%, dopo i forti incrementi registrati nel 2018 e 2019. Nel complesso la produzione dell'area dell'ex UE a 28 resta su una traiettoria relativamente stazionaria.

Figura 5.1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2020 proiezioni IEA e EIA-DOE)

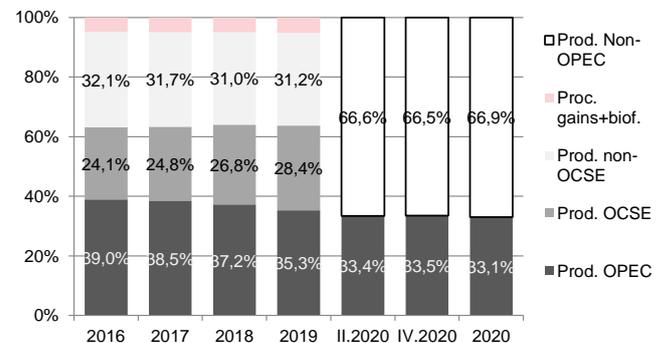
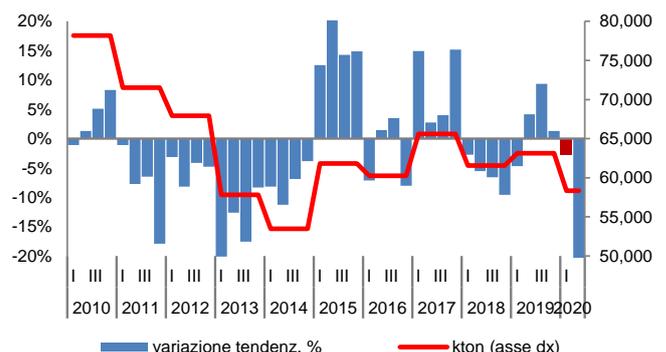


Figura 5.2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)



Il petrolio saudita incrementa di venti punti percentuali la sua quota sulle importazioni italiane di greggio

È interessante notare in che modo lo sconvolgimento del mercato globale ha impattato sulle provenienze del greggio importato in Italia confrontando il bimestre aprile-maggio (ultimi dati disponibili) con il bimestre gennaio-febbraio (Figura 5.4).

A fronte di un calo complessivo delle importazioni di circa 2,5 Mt, pressoché tutte le aree di provenienza hanno visto ridursi gli arrivi sul territorio italiano, con l'unica eccezione dell'Arabia Saudita, che ha registrato un rimarchevole incremento pari ad oltre 700 kt (+60%). I maggiori decrementi in valore assoluto hanno riguardato i due Paesi dell'Asia centrale che negli ultimi anni hanno avuto un ruolo di primo piano nelle forniture italiane (Azerbaijan e Kazakhstan), che hanno complessivamente perso oltre 1,5 Mt, più che dimezzando i loro arrivi, ma in termini relativi riduzioni simili, comprese tra il 50 e il 60%, hanno riguardato la Libia, il resto dei Paesi dell'Africa e l'insieme dei Paesi americani.

In termini di quote di ogni area sul mercato italiano (Figura 5.5), nel bimestre aprile-maggio l'Arabia Saudita è divenuta improvvisamente (e di gran lunga) il primo fornitore italiano, una posizione mai avuta nell'ultimo decennio, avendo incrementato la sua quota dal 7% del I trimestre dell'anno a un notevole 27%.

I due Paesi dell'Asia centrale hanno invece perso la posizione di prima area di provenienza (e l'Azerbaijan quella di primo Paese fornitore), con una quota scesa al di sotto del 20%, un valore simile a quello dell'insieme dei Paesi del Medio Oriente. Infine, unico altro Paese a incrementare il proprio peso nelle forniture italiane è la Russia, salita al 14% del totale, un livello piuttosto elevato in un'ottica di lungo periodo.

Il petrolio americano, salito a un rimarchevole 7% nel I trimestre, è tornato a scendere sotto al 5% nel bimestre aprile-maggio.

Importazioni dei principali prodotti pressoché azzerate nel II trimestre, migliora l'export netto complessivo

Sia le importazioni sia le esportazioni dei diversi prodotti petroliferi hanno subito variazioni enormi in conseguenza della crisi. Nel solo II trimestre le importazioni complessive si sono ridotte di 2,6 Mt, a meno di 1 Mt totali, con un calo del 74% rispetto allo stesso trimestre del 2019. Meno forte, ma comunque notevole, la riduzione delle esportazioni complessive, calate di oltre 2 Mt (-32%). Nel trimestre della crisi il sistema petrolifero italiano ha dunque aumentato l'export netto, un dato per certi versi in continuità con quanto accaduto nel 2019.

Nel dettaglio, le variazioni più notevoli hanno riguardato benzina, gasolio e carboturbo.

Nel caso della benzina le importazioni, già marginali, si sono ridotte ancora, mentre le esportazioni si sono dimezzate, a 1 Mt, per cui si è dimezzato anche l'export netto (-1 Mt, -52%). Nel caso del gasolio le importazioni, che un anno fa superavano il milione di tonnellate, hanno perso il 90%, riducendosi a meno di 200 kt, mentre le esportazioni, pur perdendo circa 600 kt, sono rimaste poco al di sotto dei 2 Mt, per cui l'export netto è salito a 1,6 Mt (+64%).

Infine, si sono pressoché azzerate anche le importazioni di carboturbo, da 700 kt a 100 kt. Visto il livello marginale di esportazioni l'Italia è passata da un import netto di oltre 600 kt a un valore pressoché nullo.

Figura 5.3 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

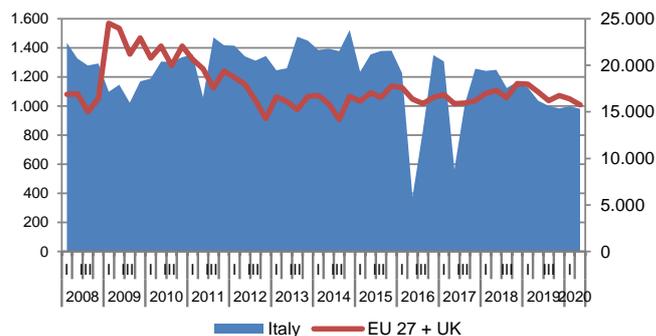


Figura 5.4 - Variazione delle importazioni di petrolio greggio per area di provenienza (aprile-maggio 2020 rispetto a gennaio-febbraio 2020)

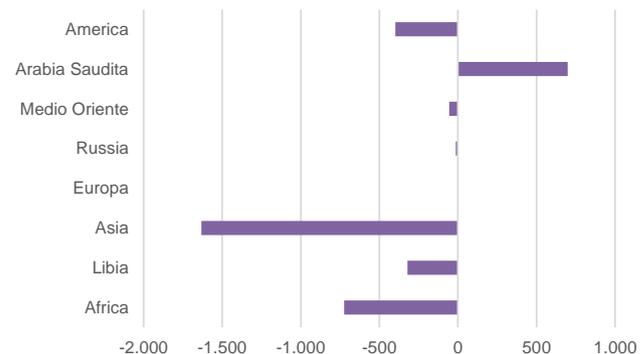


Figura 5.5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

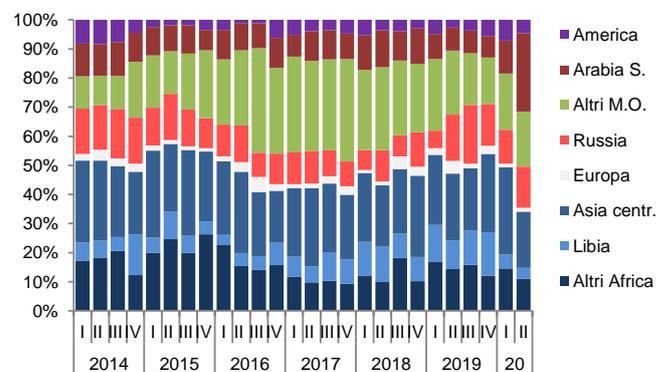
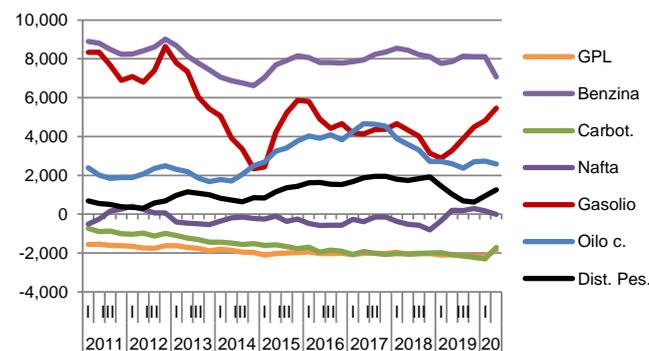


Figura 5.6 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)



Lavorazioni di greggio in forte caduta nel II trimestre, in Italia come in Europa

Il crollo della domanda di prodotti petroliferi ha inevitabilmente impattato sulle lavorazioni delle raffinerie, in un contesto di mercato che già nel 2019 non era stato favorevole (vedi Analisi trimestrale n. 1/2020), sebbene le lavorazioni italiane avessero sostanzialmente tenuto pur in un contesto di moderata riduzione dei consumi interni di prodotti petroliferi (vedi Analisi trimestrale n. 1/2020).

Nel II trimestre 2020 il crollo della domanda ha provocato un rapido accumulo di scorte di prodotti, fino a saturare la capacità di stoccaggio disponibile presso i depositi. In questo contesto di eccesso di offerta, le raffinerie hanno inevitabilmente reagito su scala globale tagliando per quanto possibile le lavorazioni o chiudendo gli impianti. La previsione più recente dell'Agenzia Internazionale per l'Energia per l'intero 2020 è di un taglio di 7,6 Mbbl/g di greggio lavorato su base mondiale.

Pressoché tutti i Paesi europei hanno avuto riduzioni marcate (rispetto all'anno precedente) del greggio passato in lavorazione. Il caso più estremo è quello della Francia, dove già nell'ultimo anno fasi di scioperi avevano portato a una riduzione delle lavorazioni del 10%. Nella prima metà del 2020 le lavorazioni francesi si sono dimezzate rispetto alla prima metà del 2019, ma anche nella media dell'UE il calo è a due cifre (-12%), perfettamente corrispondente a quello registrato in Italia (Figura 5.7).

Unica notevole eccezione la Germania, dove le lavorazioni della prima metà del 2020 risultano invariate rispetto al 2019.

Crollati anche i margini di utilizzo degli impianti

L'andamento del tasso di utilizzo degli impianti segue sostanzialmente quello delle lavorazioni di greggio (Figura 5.8), sebbene con alcune lievi differenze (legate anche alle differenti fonti dati utilizzate per le due serie).

Dopo la buona tenuta del 2019 (79%), il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione italiani (calcolato sulla sola lavorazione di greggio) si è ridotto fino a un minimo del 59% a maggio, poco al di sopra dei minimi della serie storica decennale. Mentre nella media del II trimestre si è fermato al 61% (-15% rispetto al II trimestre 2019), anche in questo caso poco sopra i minimi della serie storica decennale.

Cali simili hanno interessato Spagna e Gran Bretagna, come è simile il calo medio registrato dall'insieme dei Paesi dell'Europa OCSE. Dati molto diversi sono invece quelli della Francia, dove l'utilizzo degli impianti è precipitato al di sotto del 50%, e della Germania, dove invece il tasso di utilizzo degli impianti ha subito solo una minima contrazione ad aprile, collocandosi in media trimestrale all'87% (+5% rispetto al II trimestre 2019).

In forte calo i crack spread dei prodotti

I crack spread dei principali prodotti, che a inizio anno erano su livelli relativamente bassi rispetto alle medie di lungo periodo, hanno subito impatti dallo shock di domanda impatti molto differenziati tra i diversi prodotti, i cui consumi hanno a loro volta subito contrazioni di diversa dimensione (Figura 5.10). Il jet fuel è il prodotto che più ha risentito della pandemia, con riduzioni del traffico aereo che ancora a giugno in Italia sono dell'ordine del 90%.

Secondo prodotto più colpito è la benzina, perché la contrazione del trasporto leggero è stata maggiore di quella del trasporto pesante. Il crack spread sulla benzina si è portato più volte in territorio negativo chiudendo a 7,6 \$/bbl nel I trimestre, a 3 \$/bbl nel II trimestre (-57% rispetto all'ultimo trimestre del 2019).

Il diesel si è mostrato più resiliente degli altri prodotti mantenendo nel semestre un crack medio superiore ai 10 \$/bbl, sebbene inferiori alle attese di inizio anno, che

ipotizzavano rialzi legati alla accresciuta domanda di gasolio a seguito delle nuove specifiche IMO, penalizzato però da consumi europei inferiori alle attese. Il crack del diesel ha chiuso il I trimestre a 16 \$/bbl, scendendo nel II trimestre a 9,5 \$/bbl (-28% rispetto all'ultimo trimestre del 2019, con un calo dunque pari alla metà di quello subito dalla benzina).

Altro fattore importante per la redditività della raffinazione è il differenziale di prezzo tra grezzi light sweet e greggi heavy sour (Urals Vs Brent), che nel primo trimestre del 2020 si è mosso su valori negativi sostanzialmente più elevati che nel recente passato, un elemento positivo per la redditività delle lavorazioni complesse.

In media trimestrale lo spread Ural-Brent è stato superiore ai -2 \$/bbl, valori registrati l'ultima volta due anni fa. A penalizzare i grezzi sour è stato in primis il loro svantaggio relativo rispetto alle nuove specifiche IMO, poi gli effetti del mancato accordo tra Arabia Saudita e Russia e il taglio dei prezzi da parte saudita, che ha determinato un ribasso generalizzato di tutti dei greggi sour. Questo nonostante il permanere delle sanzioni degli Stati Uniti contro Iran e Venezuela e la sostanziale assenza della Libia sul mercato. Con l'esplosione dello shock di domanda, e poi con il taglio drastico della produzione da parte dell'alleanza OPEC+, il differenziale fra tra greggi pesanti e leggeri è tornato a restringersi, fino a quotazioni a premio per i greggi pesanti. Si è invece mosso in direzione piuttosto univoca il differenziale WTI-Brent, che nella prima parte dell'anno si è progressivamente ristretto, con l'eccezione della media di aprile, condizionata però dal minimo storico raggiunto dal WTI. Nei mesi di maggio e giugno il differenziale è sceso su una media di circa 2 \$/bbl, valori che non si registravano dall'inizio del 2017.

Figura 5.7 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

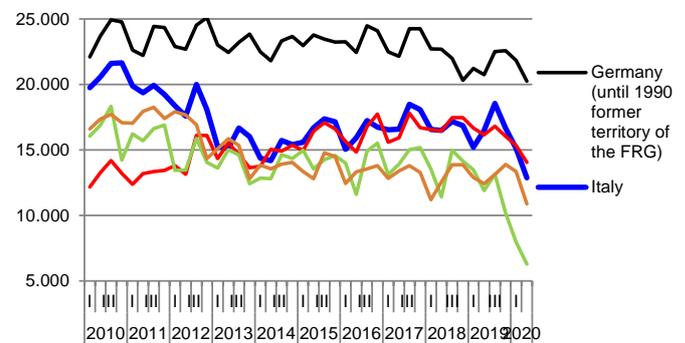
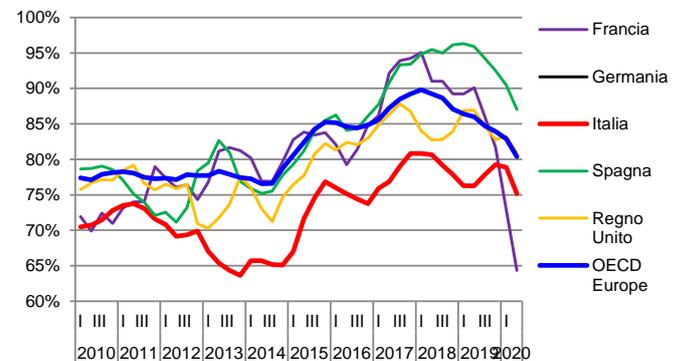


Figura 5.8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%), media mobile 12 mesi



Margini di raffinazione in brusco calo ovunque, negativi nell'area del Mediterraneo

L'andamento dei crack spread dei prodotti raffinati ha penalizzato i margini di raffinazione. A causa delle ampie scorte i prezzi dei prodotti sono rimasti indietro in particolare a maggio e giugno, in coincidenza con la ripresa dei prezzi del greggio, schiacciando i margini di raffinazione.

Nell'area del Mediterraneo il margine di raffinazione calcolato da "EMC Benchmark" (relativo a una raffineria costiera di media complessità ubicata nel Mediterraneo e con una carica composta da 50% Brent e 50% Urals) è sceso in territorio fortemente negativo (fino a -3 \$/bbl) a maggio e giugno, ed anche in media trimestrale si collocato sotto lo zero (-0,7 \$/bbl), valori non più rivisti dal 2014.

Cali similmente molto forti hanno interessato le altre aree qui analizzate (Figura 5.11), e le attese per il resto dell'anno restano negative.

Va comunque segnalato come si confermi che i margini dichiarati da ENI e Saras continuano ad essere maggiori dell'EMC Benchmark. Nel primo trimestre 2020 (ultimo dato disponibile) il margine indicatore Eni Standard Eni Refining Margin, pur proseguendo la contrazione in atto fine 2019 e rimanendo su valori non remunerativi si è collocato a 3,6 \$/bbl, mentre il margine della raffineria di Sarroch del Gruppo Saras si è collocato a 3,9 \$/bbl, anch'esso in linea con il 2019.

Figura 5.9 - Crack spread sulla benzina e sul diesel

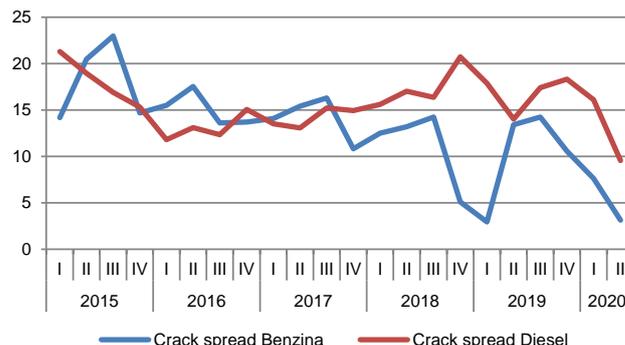


Figura 5.10 - Differenziale WTI-Brent Ural-Brent (\$/bbl)

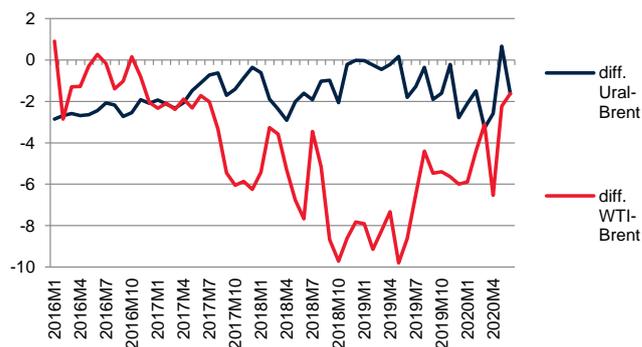
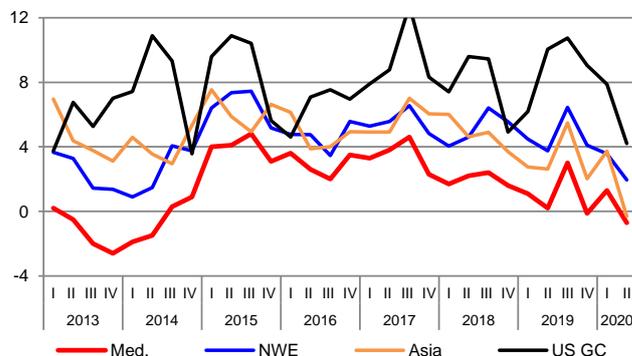


Figura 5.11 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bbl; NB: per il IV trimestre dati parziali)



5.2. Sistema del gas naturale

Riduzione dei consumi in Europa forte ma fisiologica, e non solo per il Covid

Il primo semestre 2020 ha visto la domanda complessiva di gas in Europa diminuire di circa il 7,4%, a 240,3 miliardi di metri cubi dai 259,6 del primo semestre 2019. La diminuzione ha riguardato per circa 1/3 la generazione elettrica (-6,8 mld metri cubi) e per 2/3 gli altri usi (-12,5), con un relativo bilanciamento tra le due componenti nel secondo trimestre rispetto al primo (Figura 5.12).

Disaggregando la seconda componente tra la domanda industriale e quella civile, emerge la notevole contrazione della prima a fronte di consumi civili rimasti più stabili (lieve aumento in marzo a causa di un raffreddamento delle temperature e successiva consueta diminuzione stagionale primaverile in aprile e maggio), in ciò riflettendo in pieno il differente impatto della misura del lockdown anche in termini qualitativi.

La maggior parte della riduzione dei consumi europei di elettricità si è concentrata tra metà marzo e la fine di maggio (circa il 12%), gravando pesantemente sulla generazione di energia alimentata a gas, diminuita in questo ristretto arco di tempo di oltre il 20% (equivalente a circa 5 miliardi di metri cubi di consumo di gas perso, pari ai 3/4 dell'intero semestre). Su questo dato hanno inciso in particolare i due maggiori Paesi europei consumatori di gas, Italia e Regno Unito, dove nel periodo considerato la generazione elettrica da gas è calata rispettivamente del 25% e del 36%.

Il calo ha comunque riportato nettamente i consumi per la generazione elettrica entro il range di variazione della media quinquennale, dopo che fin dal 2018 se ne erano mantenuti nella parte superiore per poi fuoriuscirne al rialzo nell'intera parte centrale del 2019 (da aprile ad ottobre; Figura 5.13).

A livello continentale europeo il forte decremento, pur significativo, intacca tuttavia solo in parte il trend strutturalmente crescente fin dal 2014, mantenendo i valori della domanda di gas entro il range oscillatorio in essere dal 2016 intorno ai massimi pluriennali. Questo elemento risulta significativo alla luce della contestuale forte discesa del PIL dell'Eurozona: -3,6% (-3,2% per l'EU27) rispetto al trimestre precedente, e -3,1% (-2,6 per l'EU27) rispetto allo stesso trimestre del 2019. Al riguardo, le ultime stime della Commissione europea sono per una discesa complessiva del PIL su base annua del -8,7% nel 2020, seguita da un rimbalzo del 6,1% nel 2021.

L'impatto di uno shock negativo della portata del Covid 19 ha dunque rappresentato un vero e proprio test di resilienza per la domanda di gas, in grado di evidenziarne le condizioni strutturali e congiunturali favorevoli (o meno), e quali tra esse continuino a sussistere e a restare pienamente efficaci anche in prospettiva. Viene in particolare confermato il relativo disaccoppiamento dal PIL non soltanto – come finora avvenuto – in fasi di decelerazione della crescita, ma anche in contesti come l'attuale propriamente recessivi. Ciò continua ad essere principalmente dovuto al ruolo abbastanza marginale della domanda da parte dei settori industriali più ciclici – ed anche ad alta intensità energetica – in combinazione con uno zoccolo duro creato dai consumi civili e residenziali ma anche dalla persistente preferibilità del gas nella generazione elettrica (a sua volta collegata ai prezzi calanti e a quelli crescenti dei diritti di emissione).

Allo stesso tempo va comunque anche notato come la riduzione dei consumi di gas nella prima parte del 2020 sia tuttavia soltanto in parte ascrivibile all'impatto del COVID-19. La diminuzione a/a nel primo trimestre (circa il 6% rispetto al 2019) è infatti notevole considerando che gli effetti della pandemia si sono manifestati in modo rilevante solo dalla metà di marzo in poi, per cui ha avuto evidentemente un ruolo la concomitanza di altri fattori. Innanzitutto, in termini congiunturali, gli stessi motivi climatici validi a livello globale:

temperature invernali relativamente miti hanno calmierato la domanda residenziale e commerciale, scesa di oltre il 3% a/a nel primo trimestre (i gradi giorno di riscaldamento sono diminuiti di oltre il 5% in media).

In secondo luogo, in termini più strutturali, sono intervenute significative variazioni nel mix energetico: in particolare, se è vero che si è registrato da un lato l'ulteriore passaggio dal carbone al gas soprattutto per effetto della discesa dei prezzi – con la quota di generazione termica da gas passata dal 45 al 49% a scapito di carbone e lignite – allo stesso tempo si è avuto un maggior contributo da rinnovabili, nello specifico da eolico, aumentata di circa un terzo (30 TWh) rispetto a un anno prima, che ha indotto una diminuzione di circa 10 TWh della generazione da gas (che pertanto, in termini assoluti, risulta diminuita).

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)

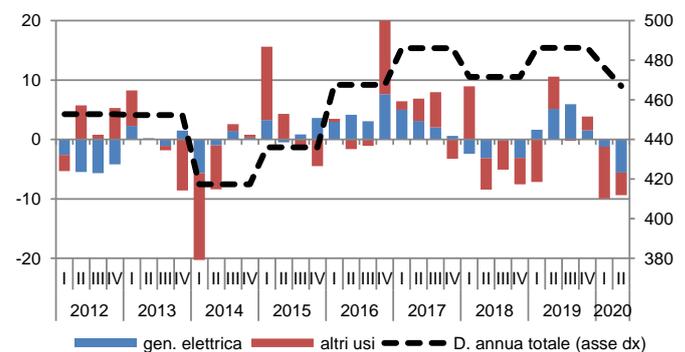
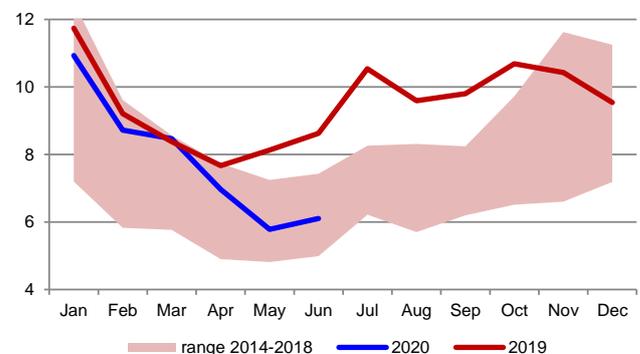


Figura 5.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)



Le importazioni di GNL in Europa risentono poco della pandemia

Riguardo agli approvvigionamenti, i flussi di GNL in Europa continuano a mantenersi sui valori record raggiunti nel 2019. Nei primi cinque mesi dell'anno l'import complessivo è ammontato a 54,4 miliardi di metri cubi, in aumento del 6,2% rispetto ai 51,2 dello stesso periodo 2019. Questo risultato rappresenta tuttavia una media tra i mesi di gennaio e febbraio che hanno fatto registrare significativi incrementi (rispettivamente +37 e +17%) – sebbene comunque già in deciso rallentamento rispetto a quelli record registrati mensilmente nel 2019 – e la successiva forte frenata dovuta all'impatto della pandemia, culminata nel crollo di aprile (-16%). Quest'ultima è comunque restata di fatto l'unica contrazione dei tre mesi impattati dal lockdown, a fronte dei lievi aumenti in marzo e maggio (compresi tra il 2 ed il 9%). In parallelo il differenziale tra GNL e prezzo al TTF, leggermente risalito in inverno secondo l'usuale dinamica stagionale, e ancora a 7 € MWh a gennaio, si è poi subito bruscamente compresso fin da febbraio, replicando in aprile il semi azzeramento già avvenuto nello stesso mese del 2019. Trattandosi tuttavia stavolta, a differenza di allora, non di episodio estemporaneo bensì inserito in una tendenza per la prima volta così prolungata (Figura 5.14).

In Europa nel primo trimestre l'import di GNL dagli Usa ha raggiunto i 9,3 miliardi di metri cubi, +9,3% rispetto al quarto trimestre 2019 e +137% a/a (Figura 5.16). L'Italia segue un andamento analogamente crescente, sebbene concentrato molto più sul trimestre che sull'anno: 929 milioni di metri cubi nel primo trimestre (+72% su trimestre e +58% a/a; N.B.: i dati del II trimestre sono parziali e provvisori).

L'impatto del Covid 19 a livello mondiale (Stati Uniti, Cina, Giappone)

Anche negli Stati Uniti la domanda di gas naturale è rimasta relativamente resiliente, nonostante il notevole impatto del lockdown sulle attività economiche (alla fine di aprile solo cinque Stati avevano poche o nessuna restrizione prima della progressiva riapertura a maggio): la riduzione dei consumi totali di gas è stata inferiore all'Europa, e pari al 2,8% a/a nel periodo gennaio-maggio 2020 rispetto al corrispondente periodo 2019, ma in leggero aumento dello 0,5% nella parentesi del lockdown tra metà marzo e fine maggio. Nel dettaglio, nei primi cinque mesi dell'anno il consumo di gas del settore industriale, che fino a metà marzo era comparabile a quello del 2019, nel successivo periodo del lockdown è diminuito del 3,6% a/a. Un declino compensato dagli incrementi dei consumi di gas della generazione elettrica (+3,4% a/a) e del settore civile (+1,5%).

Il calo dei consumi totali di gas statunitensi è in realtà da considerarsi piuttosto limitato tenendo conto delle temperature miti registrate nel I trimestre, ed in effetti ascrivibile più a queste che all'imposizione delle misure del lockdown nella maggior parte degli Stati a partire da marzo. Allo stesso tempo, dal lato dell'offerta, la generazione elettrica da gas naturale è aumentata durante l'inverno nonostante la minor domanda, favorita dai bassi prezzi della materia prima e dalla nuova capacità a ciclo combinato aggiunta nel 2019. La generazione elettrica da gas naturale è cresciuta a spese del carbone, anche negli Stati tradizionalmente forti utilizzatori di quest'ultimo (il MidWest), fino a portare il gas in aprile ad essere la fonte principale della generazione elettrica.

La Cina ha registrato una crescita abbastanza lenta della domanda di gas nei primi mesi del 2020, influenzata negativamente dalle temperature miti di gennaio e poi dall'introduzione delle misure di blocco a febbraio. Secondo la Commissione Nazionale per la Riforma e lo Sviluppo (NDRG), il consumo di gas è aumentato dell'1,6% a/a nel primo trimestre del 2020.

Il progressivo riavvio dell'attività industriale a marzo e aprile ha avuto un limitato impatto sull'uso del gas a causa dei blocchi introdotti in periodi sfalsati in altre parti del mondo e della conseguente brusca riduzione della domanda di beni esportati. Presso il punto di scambio di petrolio e gas di Chongqing la domanda di gas è cresciuta del 3,8% su base annua ad aprile, principalmente grazie al settore residenziale (+15,8% a/a), mentre di contro i consumi nel settore industriale sono diminuiti del 6,7% a/a. I primi dati stimati per maggio indicavano una domanda a/a in aumento limitato, vicino all'1%.

Il Giappone, che resta il più grande importatore mondiale di GNL, ha visto diminuire le importazioni quasi del 5% a/a nei primi cinque mesi del 2020 (con un picco negativo pari a -19% nel mese di maggio), a causa del clima, di riduzione dell'attività economica e di una quota decrescente di gas naturale nel mix di elettricità del Paese.

Figura 5.14 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

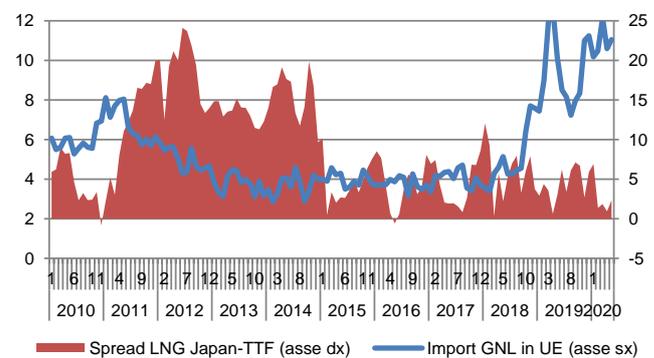


Figura 5.15 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

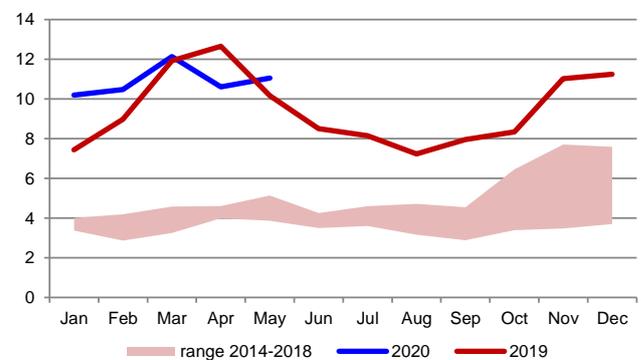
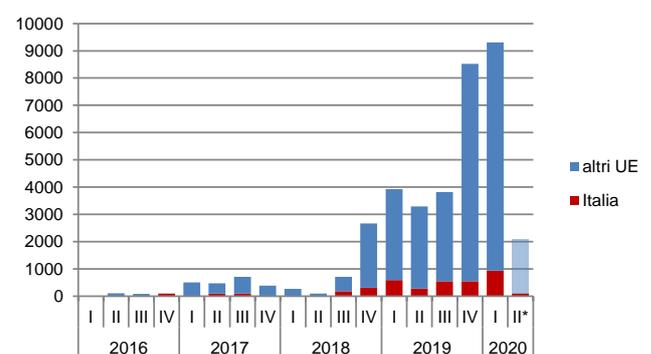


Figura 5.16 - Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni di m³)



Forte caduta dei consumi di gas e ripresa differenziata per settore

In Italia la prima metà dell'anno ha visto l'impatto del lockdown sul consumo di gas essenzialmente a partire dal mese di marzo. La domanda di gas nel primo semestre in Italia è ammontata a 35,4 miliardi di metri cubi, in sensibile diminuzione rispetto ai 40,2 del primo semestre 2019 (-11,8%), interrompendo così un trend ininterrotto di crescita che durava dal 2014, con l'eccezione del marginale calo del 2018 (Figura 5.17).

La Figura 5.18 evidenzia l'eccezionale – sebbene temporanea – caduta dei consumi rispetto alla media decennale: nell'industria, un deficit di 659 milioni di metri cubi tra marzo e giugno con una punta negativa mensile di 287 in marzo; nel termoelettrico, il calo è di 1,3 miliardi nello stesso quadrimestre, anche in questo caso con una punta negativa mensile di 407 milioni a marzo. Le due componenti meritano un approfondimento separato.

La domanda di gas della generazione termoelettrica proveniva da un anno (il 2019) di più che completo recupero del deficit accusato nel 2018 per ragioni congiunturali (forte idraulicità e forti importazioni nette di elettricità). Tale crescita poggiava su motivi strutturali che il sopraggiungere dell'emergenza Covid-19 non ha, in realtà, sostanzialmente scalfito: andamento dei prezzi dei diritti di emissione (e conseguente *clean spark spread* a favore del gas e *phase out* dal carbone), riduzione dell'import di elettricità e progressiva omogeneizzazione europea dei mix energetici nazionali. In particolare il prezzo dei diritti di emissione EUA (v. cap. 2.1), dopo un iniziale forte contraccolpo negativo, si è poi andato completamente sganciando dalle dinamiche dei prezzi delle commodities, ritornando sui precedenti livelli ed addirittura superandoli verso i massimi storici. L'insieme di questi elementi ha quindi concorso a determinare già a giugno, in chiusura di semestre, il recupero da parte della domanda della generazione termoelettrica di uno scarto certamente ancora negativo ma purtuttavia compatibile con le oscillazioni congiunturali più recenti.

Viceversa, il deficit accusato dalla domanda industriale a giugno – sebbene anch'esso in buona parte recuperato – risulta ancora pari a quello registrato l'ultima volta nel 2016, e a partire dal quale la domanda si era poi sempre mantenuta al di sopra della propria media storica fino all'ultimo trimestre 2019. Proprio al termine di tale anno si era registrato un brusco ridimensionamento e il contestuale ritorno sulla media, proseguito nei primi mesi del 2020 (gennaio e febbraio) prima di precipitare in seguito all'emergenza sanitaria. Nel caso dell'industria, dunque, il Covid-19 a partire da marzo sembra semplicemente aver esacerbato e reso più evidente un trend negativo iniziato in realtà fin da diversi mesi prima.

Notevole resilienza dell'import di GNL

Dal lato dell'offerta (Figura 5.19), nel primo semestre le importazioni di GNL sono ammontate a 6,52 miliardi di metri cubi, in calo di circa il 7% rispetto ai 7 miliardi del corrispondente semestre 2019. Emerge tuttavia la fortissima resilienza di questi flussi rispetto all'impatto della pandemia, considerando che la riduzione del primo trimestre su quello precedente (-10%) è stata poi ampiamente compensata dal recupero nel trimestre successivo (+18%), allorché i valori assoluti (3,53 miliardi di metri cubi) si sono attestati addirittura in aumento rispetto al secondo trimestre 2019 (+4,7%) e poco inferiori quelli record del secondo semestre.

Le importazioni dalla Russia sono invece state pari a 14,4 miliardi nell'intero I semestre, in diminuzione del 9,3% dai 15,9 del I semestre 2019. In questo caso il ridimensionamento sottende forse anche ragioni strutturali, oltre alla pandemia, poiché intacca valori che a differenza del GNL erano ormai consolidati: bisogna risalire al 2015 per ritrovare un primo semestre comparabile, mentre da allora l'import russo si era

sempre mantenuto ampiamente sopra i 15 miliardi e, nell'ultimo biennio, più vicino ai 16. Tuttavia, la contestuale netta diminuzione dell'import algerino (-31,6%) e di quello libico (-16%), hanno determinato un leggero incremento dell'incidenza del gas russo sul totale (dal 42,4 al 42,7%). Infine, il contesto di prezzi ai minimi storici sugli hub europei, decisamente favorevoli rispetto alle importazioni legate a contratti ancora parzialmente indicizzati al petrolio, ha favorito il notevole aumento delle importazioni dal Nord Europa, salite a 6,56 miliardi (+8%).

Figura 5.17 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

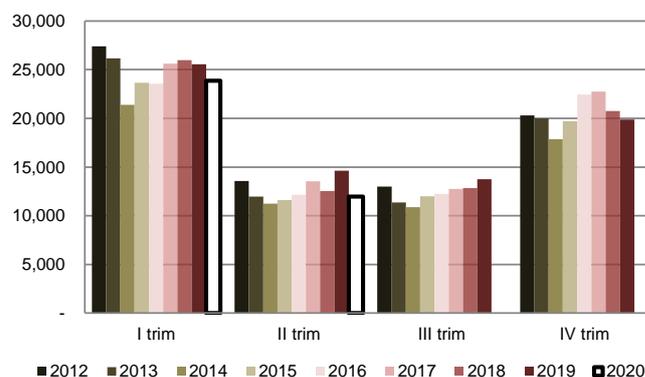


Figura 5.18 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

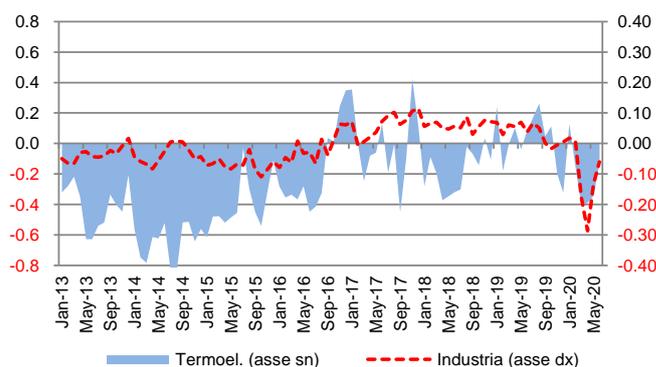
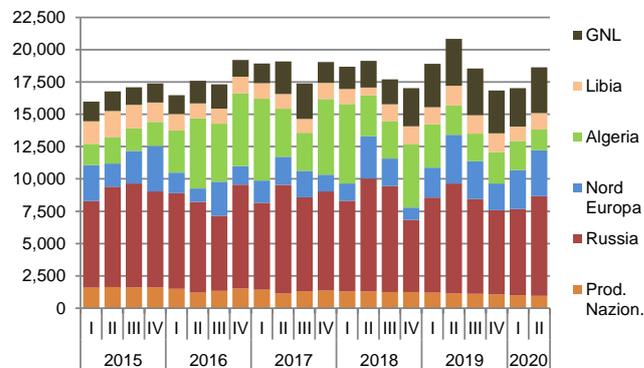


Figura 5.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



In un'ottica di più lungo periodo, dall'analisi delle immissioni medie giornaliere per punto di entrata (Figura 5.20) emerge che nonostante il leggero regresso rispetto alla media annuale 2019 (da 81 a 79 milioni di m³) il gas russo si mantiene ancora al di sopra della sua media di lungo periodo (ma il calo 2020 è più forte se confrontato con il solo I semestre 2019). È invece in forte contrazione il gas africano, quello algerino in primis (-25%, ma -32,2% semestre su semestre) che lo riporta su valori ormai addirittura inferiori alla metà della sua media storica, ma anche quello libico (-18,7%), che torna sotto la propria media. Si segnala poi il balzo del gas nordeuropeo (+20%, anche se la crescita è più contenuta rispetto al solo primo semestre 2019), mentre il GNL consolida i fortissimi progressi del 2019, attestandosi su valori solo leggermente inferiori (-5,3%).

Anche sulle forniture italiane si riflette dunque la guerra dei prezzi in atto tra GNL e gasdotti, con le prime che diventano più concorrenziali al diminuire degli spread di prezzo ma risentono della maggiore incapacità di soddisfare le domande di picco e risultano più esposte agli andamenti della domanda asiatica, mentre le seconde presentano maggiore affidabilità e stabilità ma minori margini di discesa dei prezzi. Come per il resto dei Paesi europei le importazioni di GNL hanno infatti beneficiato del crollo del mercato asiatico, dove i prezzi sono scesi al di sotto del prezzo al PSV (Figura 5.21), stante la forte correlazione fra i flussi di GNL verso l'Italia e lo spread tra prezzo al PSV e prezzo asiatico, divenuto positivo in alcuni mesi nella prima parte dell'anno.

Spread PSV-TTF per tutto il 2019 sui massimi dal 2012, costantemente sopra i 2,5 €/MWh

Nel 2019 il perdurante trend discendente dei prezzi del gas si è tradotto a partire dalla seconda metà del 2019 in una discesa dei prezzi al PSV non soltanto in termini assoluti, ma anche relativi rispetto al TTF (Figura 5.22).

Lo spread PSV-TTF – storicamente positivo e su valori tra doppi e quadrupli del solo costo variabile del trasporto – nella prima metà dell'anno si è collocato in media a 1,7 €/MWh, un valore tuttora elevato ma molto inferiore a quello medio della prima metà del 2019, quando era stato superiore ai 3 €/MWh. Lo spread PSV-TTF ha poi raggiunto un minimo di 1,1 €/MWh a giugno, in corrispondenza del minimo storico del prezzo al PSV, di un prezzo appena superiore al minimo storico (registrato a maggio) al TTF.

Figura 5.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)

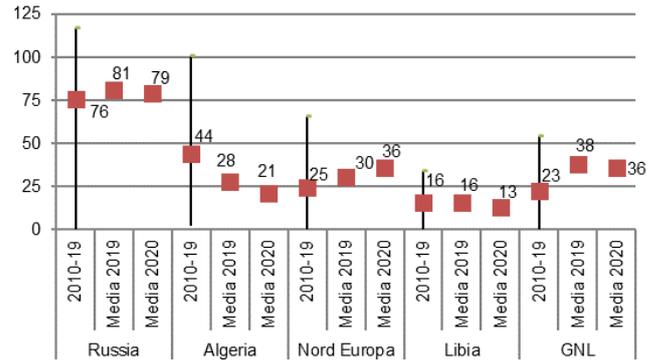


Figura 5.21 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)

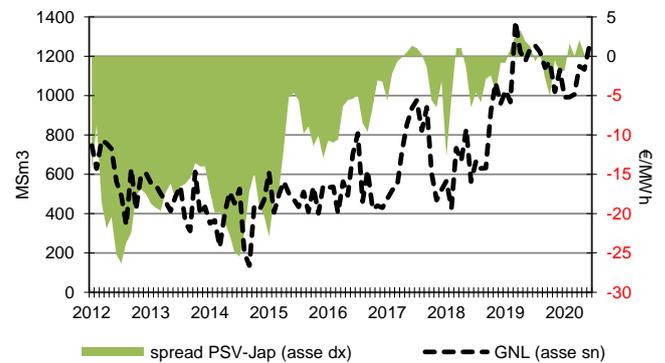
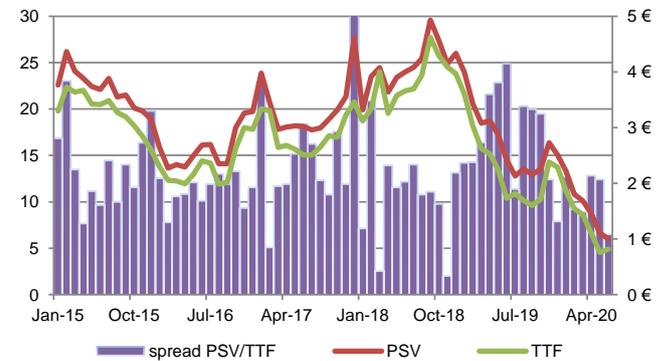


Figura 5.22 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



5.3. Sistema elettrico

Domanda elettrica in calo del 13% nel II trimestre, -26 a metà aprile. Cali inferiori per la punta in potenza

Dopo il -10% registrato a marzo, la caduta della domanda di energia elettrica per gli effetti del lockdown ha raggiunto il suo massimo ad aprile, con un calo del 17% su base mensile e una punta del -25% nella settimana centrale del mese (Figura 5.23). Il calo si è poi attenuato a maggio (-10%) e giugno (-13%, ma con una temperatura media inferiore di 2,6° C rispetto a giugno 2019). La tendenza a una lenta ma progressiva ripresa trova conferma nei dati parziali di luglio, che indicano un calo del 7% circa (ma di nuovo con clima più mite). Complessivamente nel II trimestre la riduzione della richiesta rispetto all'anno precedente è stata del 13,6%. Nell'insieme del I semestre il calo della domanda è pari al 9%. In termini di potenza prelevata, il valore medio settimanale ha raggiunto un minimo di 26.4 GW nella settimana 13-19 aprile 2020 (-26% rispetto alla analoga settimana del 2019).

Il dato del II trimestre ha imposto un drastico cambiamento nel profilo del trend di lungo periodo depurato dagli effetti di calendario e temperatura (Figura 5.24), che comunque negli ultimi mesi era già passato a un andamento decrescente (da agosto 2019 la richiesta mensile era in costante riduzione su base tendenziale). I dati relativi al picco di domanda mensile rispecchiano quello della richiesta totale, ma con una notevole differenza: tra marzo e giugno la richiesta totale si è collocata molto al di sotto dei minimi decennali (Figura 5.23), mentre 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 a maggio è risultato solo lievemente inferiore al minimo decennale e nei mesi di marzo e giugno è risultato perfino superiore (Figura 5.25). 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. Riguardo al profilo del carico, nelle zone Nord e Centro Nord il fattore di carico risulta in leggero aumento, indice di un valore di potenza massima che si è ridotta più della potenza media, mentre nelle altre zone il profilo è rimasto sostanzialmente invariato. Nella zona Nord si è inoltre affievolita ad aprile la distanza tra picco mattutino e serale, avvicinando il profilo di carico dei giorni feriali a quello dei giorni festivi.

Nuovi massimi storici per le quote di produzione da fonti rinnovabili ed intermittenti. Drastico calo dell'import

Dal lato della produzione nel II trimestre dell'anno la produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) ha raggiunto nuovi massimi storici, superando a maggio la quota del 50% della richiesta e avvicinando questa quota anche ad aprile e giugno (Figura 5.26). Il precedente massimo era il 47% del maggio 2014. Nell'ultimo trimestre ha raggiunto nuovi massimi anche la produzione da fonti intermittenti (eolico e solare), che ad aprile e maggio ha superato il 20% della richiesta, sebbene in valore assoluto sia rimasta al di sotto dei 4,8 TWh del marzo 2019. Anche i dati su base trimestrale rappresentano nuovi massimi: la produzione da fonti rinnovabili ha rappresentato il 49,9% della richiesta del trimestre (il massimo precedente era il 46% del II trimestre 2014); la produzione da fonti intermittenti ha rappresentato il 19,9% della richiesta del trimestre (il massimo precedente era il 15% del II trimestre 2016). Nel complesso la produzione nazionale del II trimestre si è ridotta di circa 4,0 TWh, molto meno del calo della domanda (oltre 10 TWh), perché si sono ridotte drasticamente le importazioni nette (-6,4 TWh, corrispondenti a -71% rispetto a un anno prima). La generazione termoelettrica ha perso circa 6 TWh (-14%) e la sua quota di produzione è scesa al 54% della richiesta, un valore comunque ben superiore al 48% del II trimestre 2018.

Si tratta di un valore simile a quello del II trimestre 2019 e in linea con i dati degli ultimi anni (almeno a partire dal 2013, dopo il balzo delle rinnovabili), con l'eccezione della ripresa registrata tra il 2016 e il 2017.

Figura 5.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

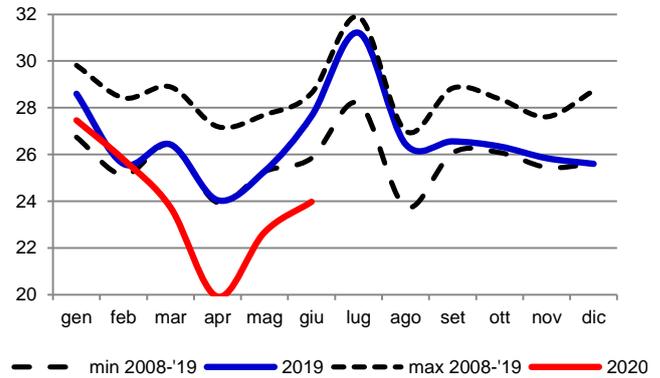


Figura 5.24 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

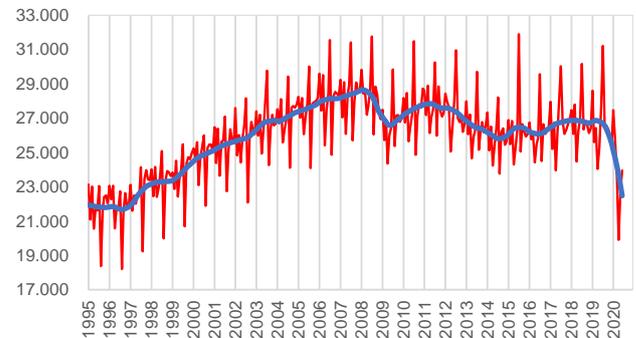


Figura 5.25 - Punta di domanda in potenza (GW)

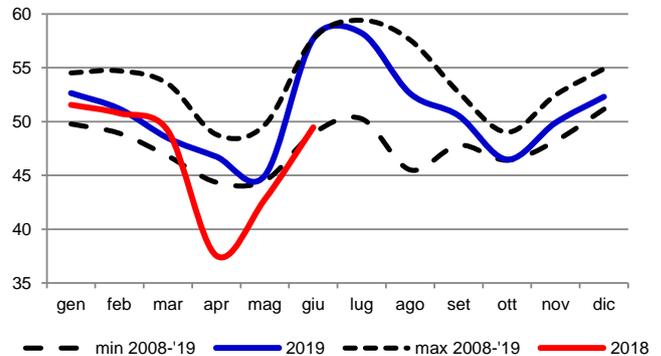
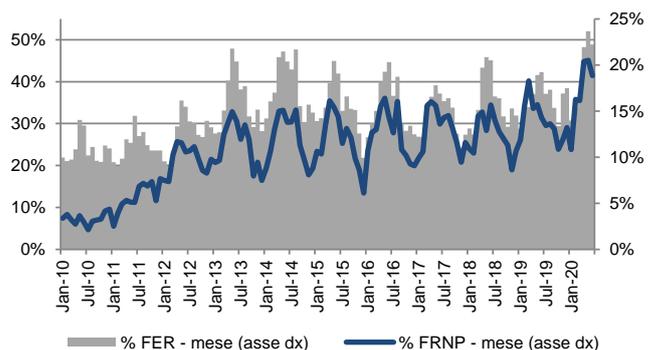


Figura 5.26 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica)



Nel II trimestre una temporanea anticipazione della condizione del sistema elettrico previsto nel 2030

Il lockdown conseguente all'emergenza sanitaria ha avuto un impatto particolarmente forte sul sistema elettrico. A seguito dello shock di domanda esso è venuto infatti improvvisamente a trovarsi in una condizione prossima a quella che dovrebbe derivare nel medio periodo (2030) dal percorso di decarbonizzazione, come disegnato ad esempio dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, con una elevata penetrazione di rinnovabili non programmabili e penetrazione più limitata della generazione convenzionale (e assenza di generazione a carbone). Si è dunque assistito a una sorta di esperimento reale circa le implicazioni dell'integrazione tecnica ed economica di quote crescenti di rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico, in particolare riguardo alla gestione in sicurezza del sistema, per il rischio di mancanza di risorse flessibili e riduzione di inerzia, margini di riserva e risorse regolanti (si veda su questo il Focus alle pagine seguenti). Alcuni dati e indicatori permettono di valutare l'impatto degli eventi sul sistema elettrico italiano nel II trimestre dell'anno. Secondo la stima ENEA su base giornaliera la quota di domanda coperta dalle fonti rinnovabili è arrivata a rappresentare i 2/3 della richiesta giornaliera (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 5.27 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 Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) risulta ben al di sopra di quello registrato in passato.

Drastico cambiamento del profilo della domanda residua

Particolarmente notevole è stato nel trimestre il cambiamento subito dal profilo orario della curva di domanda (Figura 5.28): la curva della domanda residua media oraria del III trimestre risulta quasi sovrapposta alla domanda residua media relativa ai soli giorni festivi e prefestivi del II trimestre 2019. Mentre la curva del carico residuo nei soli giorni festivi e prefestivi del II trimestre ha accentuato la distanza tra il minimo carico residuo (la differenza tra il fabbisogno e la produzione da FRNP) diurno e il massimo carico residuo serale, fonte di possibili rischi di carenza di capacità di *downward regulation*, come evidenziato anche nel recente Seasonal Outlook 2020 di ENTSO-E, che segnala comunque come Terna abbia pronti piani di emergenza e una serie di misure come un rafforzato coordinamento con i TSOs limitrofi e azioni come il taglio della generazione inflessibile e riduzioni della Net Transfer Capacity. Nel dettaglio, il valore minimo medio della domanda da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata è stato inferiore ai 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 (meno di 10 un anno prima). Ancora più significativi sono i valori registrati nei giorni festivi, con la minima domanda media giornaliera scesa a valori non molto superiori ai 10 GW (contro i quasi 20 GW del 2019), con una rampa serale superiore a 13 GW.

Come il sistema ha fronteggiato lo shock di domanda

È interessante analizzare in che modo il sistema elettrico abbia fronteggiato questa situazione eccezionale. La Figura 5.29 mostra come l'importanza degli impianti programmabili con elevate capacità di modulazione abbia fatto sì che la riduzione della quota di produzione degli impianti generazione termoelettrici sia stata in effetti marginale (appena l'1% in meno rispetto al 2019).

Figura 5.27 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,5% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

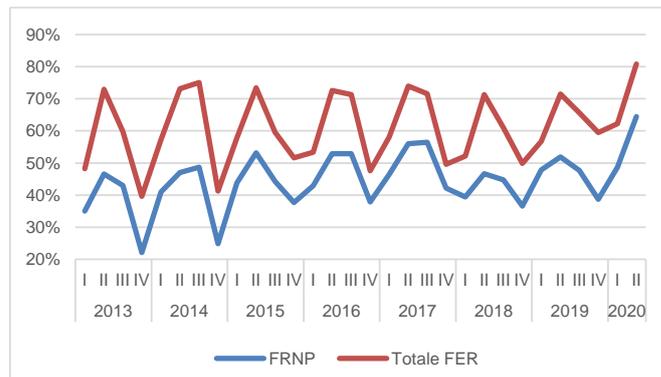


Figura 5.28 - Domanda residua media oraria nel III trimestre 2020 e 2019

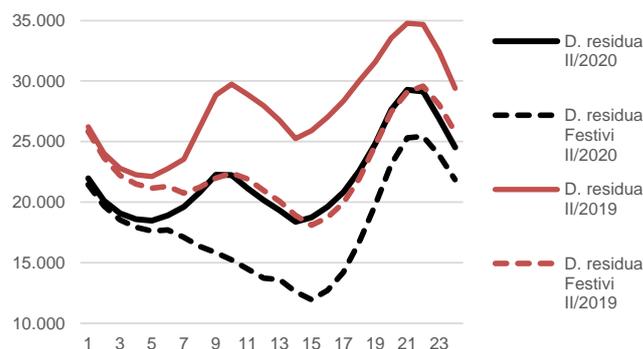


Figura 5.29 - Variazione della quota % di produzione per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte - II trimestre 2020 rispetto al II trim. 2019 (asse dx)

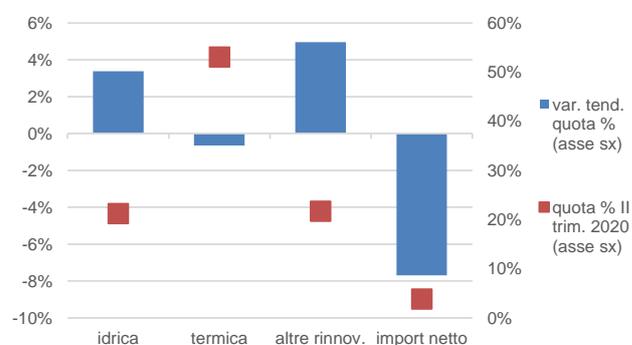
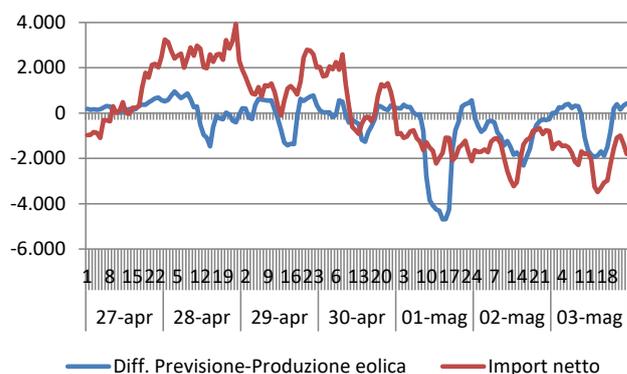


Figura 5.30 - Importazioni nette e differenza fra produzione eolica prevista ed effettiva - 27 aprile-3 maggio 2020



In primo luogo, per fare spazio alla generazione interna di tipo convenzionale sono state ridotte drasticamente le importazioni nette. Ad aprile le esportazioni hanno infatti raggiunto nuovi massimi storici, mentre su nuovi minimi storici si sono collocate le importazioni, anche per il restringimento della Net Transfer Capacity in import programmato dal gestore della rete per garantire la sicurezza del sistema. La riduzione dell'import netto è stata particolarmente marcata nei giorni festivi, come evidente da Figura 5.30, che mostra l'evoluzione dell'import netto nella settimana da lunedì 27 aprile a domenica 3 maggio. Dalla sera del 30 aprile in poi il sistema Italia è stato costantemente esportatore netto, con valori particolarmente accentuati nelle ore centrali dei giorni festivi. Dalla stessa Figura emerge come un altro contributo alla gestione in sicurezza del sistema, sebbene meno semplice da quantificare in termini di importanza relativa, sia venuto dalla limitazione della produzione eolica mediante ordini di dispacciamento, in particolare nelle ore centrali dei giorni festivi. Il primo maggio la produzione eolica effettiva è ad esempio risultata inferiore a quella prevista di oltre 4 GW. E' interessante anche l'analisi di dettaglio della giornata del 25 aprile (Figura 5.31): nelle ore centrali della giornata la produzione eolica risulta quasi azzerata, a fronte di valori dell'ordine di 5 GW nelle ore notturne, mattutine e serali; export netto e assorbimento dei pompaggi raggiungono i 2 GW; il PUN scende a zero, per risalire rapidamente nelle ore serali in linea con l'andamento della domanda residua.

Sui massimi storici volumi e costo servizi di dispacciamento

Infine, ultima implicazione dell'eccezionalità della situazione è stata l'aumentata necessità di intervento del gestore della rete nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per mantenere in equilibrio il sistema. La crescita delle FRNP ha infatti portato alla riduzione della quota di fonti convenzionali in esito al MGP, per cui 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 sia dei volumi movimentati sia dei prezzi. Nel II trimestre 2020 le transazioni su MSD sono state pari a circa 7,5 TWh (di cui 4,3 TWh con chiamate a salire e 3,2 TWh a scendere), +30% rispetto al trimestre precedente, +20% rispetto al II trimestre 2019.

Anche il prezzo medio delle movimentazioni a salire su MSD si è mosso al rialzo, +5% circa, mentre è diminuito il prezzo delle chiamate a scendere. Nel complesso ne è derivato un nuovo incremento dei costi associati alle transazioni, che ha raggiunto i livelli massimi del II trimestre 2016 (che portarono a una istruttoria dell'AEEGSI per "comportamenti non diligenti nelle strategie di programmazione"). Sebbene il dato del trimestre (circa 650 milioni di euro) sia evidentemente frutto di una situazione eccezionale, l'aumento dei costi associati alle transazioni di Terna su MSD si inserisce in un trend già piuttosto consolidato. L'onere netto calcolato sugli ultimi quattro trimestri supera i due miliardi di euro, circa il doppio del valore del 2015 (Figura 5.32).

Inevitabilmente, nuovi massimi storici ha raggiunto anche il corrispettivo unitario uplift³, 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

³ 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.

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 5.33). Nella media dei primi tre trimestri del 2020 2019 il valore medio del corrispettivo del corrispettivo di cui all'art. 44 lettera b) è stato pari a 0,87 centesimi di €/kWh, con un aumento del 12% sul corrispondente periodo del 2019.

L'evoluzione dei costi sostenuti da Terna su MSD indica una complessità crescente nella gestione del sistema in concomitanza con il peso crescente della generazione non dispacciabile, ma anche nell'ultimo trimestre sull'aumento dei costi hanno avuto un ruolo le opportunità di comportamenti opportunistici e/o strategici offerte dal MSD, molto meno concorrenziale del MGP, con prezzi a salire che hanno raggiunto livelli elevatissimi in molte ore del trimestre (vedi Clò, Staffetta quotidiana, 24/07/2020).

Figura 5.31 - Domanda e sua copertura per fonte, domanda residua (GW), PUN (€/MWh) – 25 aprile 2020

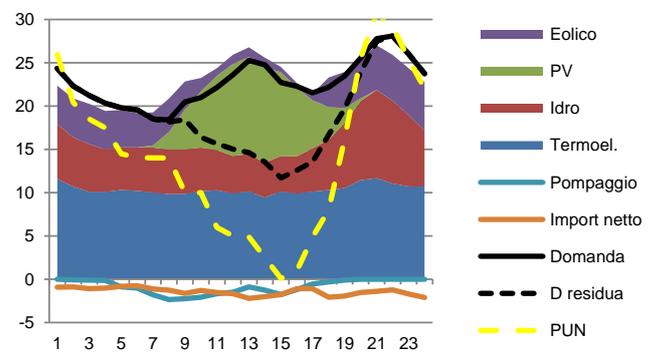


Figura 5.32 - Volumi venduti e costi delle transazioni sul MSD (somma ultimi 4 trimestri)

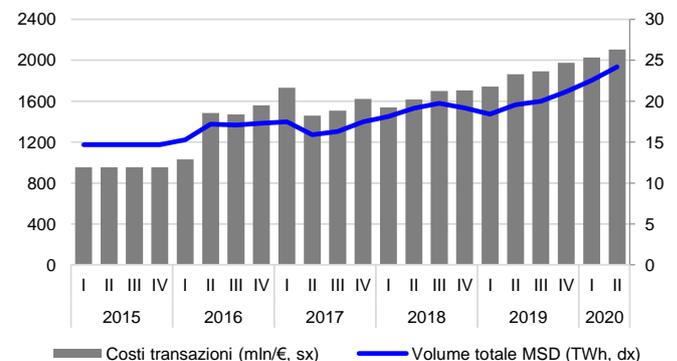
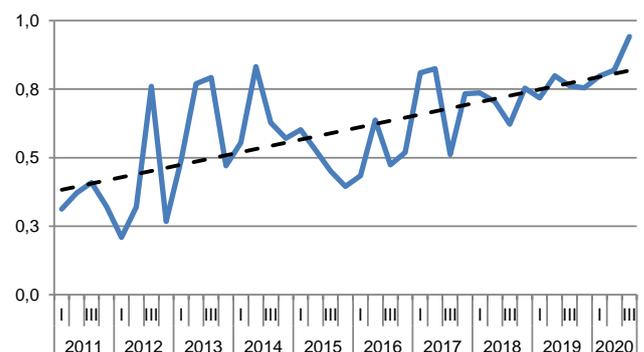


Figura 5.33 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)



Il crollo della domanda ha fatto risalire i margini di adeguatezza. Ma resta fondamentale il ruolo delle importazioni

Un'implicazione positiva dello shock di domanda sulla sicurezza del sistema ha riguardato il 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). La forte riduzione della capacità di generazione tradizionale "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, Summer Outlook 2020).

Secondo le stime ENEA, nel II trimestre 2020 il minimo margine di adeguatezza "effettivo" (NB: vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima), cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione), è stato molto superiore a quello registrato nel corrispondente trimestre del 2019. La soglia che separa l'1% delle ore (circa 88 ore) nelle quali si è registrato il margine più ridotto si è collocata nel 2020 a circa 16 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda pari al 34% circa, il valore più alto dal 2016, mentre un anno fa era a meno di 12 GW, corrispondenti a una capacità in eccesso del 21% (Figura 5.35). La situazione del margine di adeguatezza sembra però destinata a tornare quella precedente allo shock di domanda (la stima di Terna è di circa 6 GW, il 10% della richiesta in condizioni normali, a fronte di un margine "opportuno" almeno pari al 20% della domanda). In effetti anche le analisi contenute nel Summer Outlook 2020 di ENTSO-E, pur elaborate prima dell'emergenza sanitaria, confermano che anche se durante l'estate la domanda è attesa inferiore agli anni recenti l'emergenza sanitaria ha d'altra parte rimandato manutenzioni normalmente effettuate in primavera. Ne deriva che "adequacy margins are similar to typical summer values, confirming the necessity of import from neighbouring countries. Critical situations could happen in case of low availability of import (values lower than 10° percentile of registered values)". In ogni caso, "postponement and/or cancellation of maintenances could be used as countermeasures." Ulteriore conferma viene dal piano per l'adeguatezza del mercato elettrico recentemente inviato dal governo italiano alla Commissione europea, nel quale 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" (Staffetta quotidiana, 02/07/2020).

Nuovi minimi storici per i prezzi sulla borsa elettrica

La crisi sanitaria e il conseguente lockdown hanno avuto effetti dirimpenti sui mercati elettrici europei. Sulla borsa italiana il PUN ha registrato ad aprile e maggio nuovi minimi storici (24,8 €/MWh ad aprile, 21,8 €/MWh ad aprile) dopo quello già registrato a marzo, che aveva visto il calo tendenziale maggiore dell'ultimo decennio. Nell'insieme dei tre mesi il PUN medio è stato pari a 24,8 €/MWh, un valore dimezzato rispetto a un anno prima. Primo determinante della dinamica del prezzo dell'elettricità è stato l'ulteriore marcato calo del prezzo del gas naturale al PSV, che in ciascuno dei tre mesi del trimestre ha fissato nuovi minimi storici, fino ai 6 €/MWh di giugno (-59% su un anno prima; Figura 5.35). 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 per le quote di produzione, anche sul mercato la riduzione della quota di generazione termica è stata comunque limitata dalla necessità di mantenere in produzione generazione flessibile e programmabile. Rispetto al II trimestre 2019, nel II trimestre 2020 la quota di vendite da generazione termica si è ridotta di meno di tre punti percentuali (dal 39 al 36,5%; Figura 5.36), perché a fare spazio alla generazione da rinnovabili (+9% di quota di vendite su MGP), che ha costi variabili di produzione nulli, è stato in primo luogo l'import netto (-5%)

Figura 5.34 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (soglia dell'1% delle ore con il margine più ridotto)

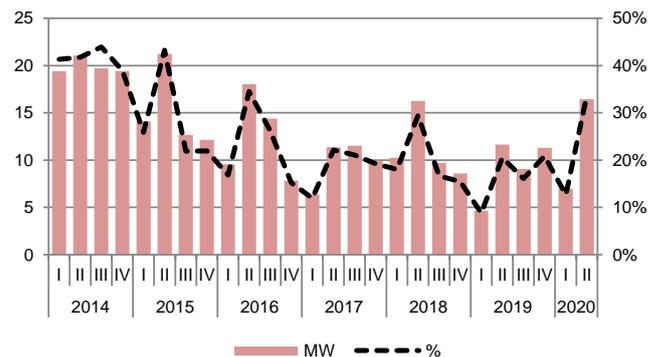


Figura 5.35 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

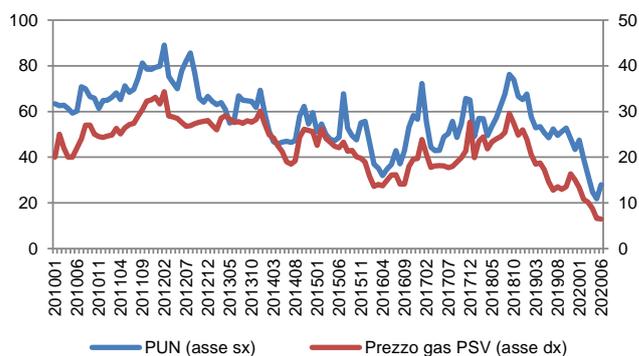
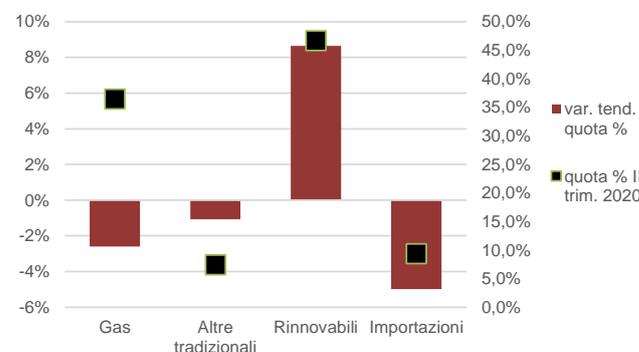


Figura 5.36 - Variazione della quota % di vendite in borsa per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte (asse dx) – II trim. 2020



Continua a cambiare la curva oraria del PUN

La curva dei prezzi medi orari del II trimestre 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 il trend di cambiamento che ha caratterizzato gli ultimi anni con il variare del peso relativo assunto su MGP dalle diverse fonti (Figura 5.37). A fronte di una riduzione media del 51%, il prezzo medio orario è diminuito in misura maggiore nelle ore centrali della giornata (tra le 11 e le 17), fino a quasi il -60%, mentre riduzioni molto inferiori si sono registrati nelle ore serali (-43% alle ore 21). Si consolida dunque 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. Nelle condizioni eccezionali del II trimestre 2020 questo fenomeno si è ulteriormente accentuato, in modo particolare nei giorni festivi (Figura 5.38). Ne hanno risentito inevitabilmente i rapporti tra i prezzi medi delle diverse fasce (Figura 5.39). L'abbassamento del prezzo nelle ore centrali ha riportato il rapporto F1/F2 poco sopra la parità, sui minimi del 2015, come sui minimi è tornato il rapporto F1/F3.

Redditività degli impianti a gas in forte caduta

Inevitabile conseguenza dell'evoluzione dei prezzi vista fin qui è stato la nuova improvvisa caduta della redditività degli impianti a gas naturale.

Il calo del prezzo del gas, insieme alla crescita del peso del gas nella generazione e nelle vendite in borsa, aveva permesso nel 2019 una buona ripresa della redditività degli impianti a gas, tanto che in media d'anno il clean spark spread si era collocato ben al di sopra dei 10 €/MWh, superiore del 30% rispetto a un anno prima.

Nei mesi di aprile e maggio le peculiari condizioni del mercato elettrico hanno fatto precipitare il clean spark spread a valori di poco superiori allo zero, confermando le già citate preoccupazioni circa la capacità del mercato di fornire i giusti segnali di prezzo a lungo termine necessari per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (vedi sopra).

Figura 5.37 - Variazione del prezzo medio orario tra il 2019 e il 2020 nelle diverse ore del giorno (sx) e curva media oraria del PUN (dx)

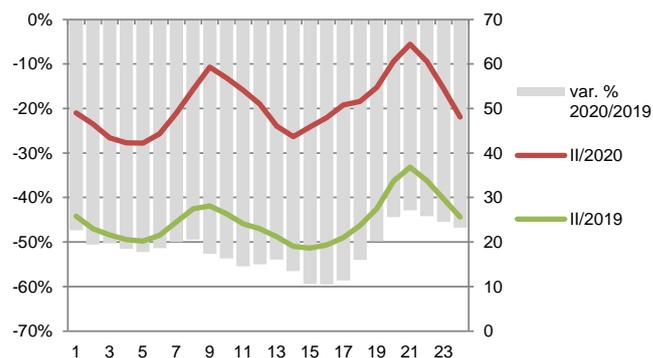


Figura 5.38 - PUN medio orario nel II trimestre 2020, giorni feriali e giorni festivi

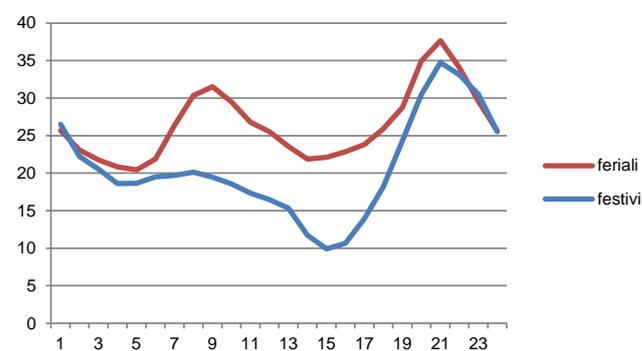


Figura 5.39 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e in F2 e tra prezzo medio in F1 e in F3

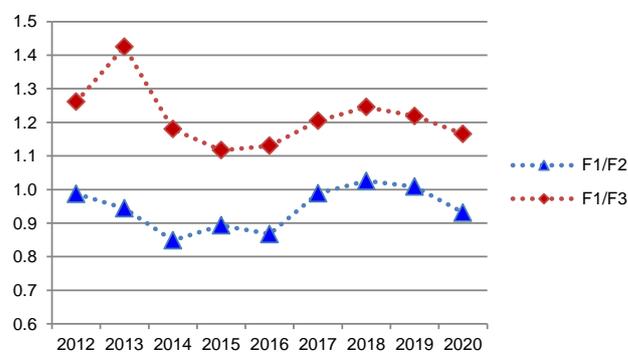
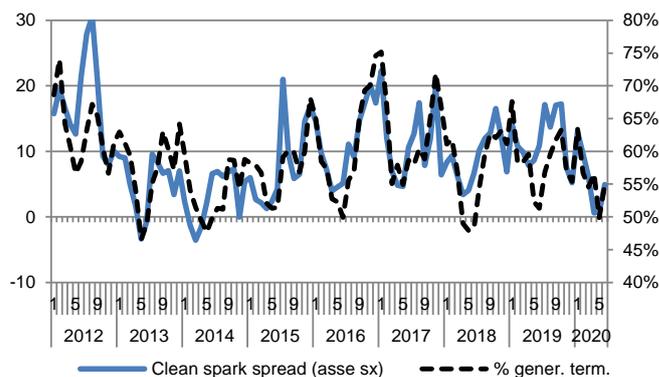


Figura 5.40 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)



Prezzi in forte calo anche sulle altre principali borse europee. Tendenza di lungo periodo alla riduzione del premio del PUN

Nella prima parte del 2020 il crollo dei prezzi dell'elettricità ha riguardato tutte le borse elettriche europee.

Nonostante il calo del 15% il prezzo italiano è rimasto su valori elevati se rapportato ai prezzi all'ingrosso rilevati nei principali Paesi europei, che hanno anch'essi registrato una generale contrazione.

I prezzi sulla borsa francese, i più bassi, hanno raggiunto un minimo di 13 €/MWh ad aprile per poi risalire fino a 25 €/MWh a giugno (Figura 5.41).

In media trimestrale il PUN è rimasto il prezzo più elevato anche nel II trimestre 2020, ma il differenziale con le altre borse si è ridotto in modo significativo negli ultimi mesi. E a giugno il PUN medio mensile è sceso al di sotto del prezzo medio registrato sulla borsa spagnola. Se misurato rispetto al Paese più "competitivo" che di volta in volta realizza il prezzo più basso, il differenziale è sceso a giugno ad appena 2 €/MWh, il minimo del decennio (Figura 5.42), prolungando una tendenza alla riduzione del differenziale già segnalata nei numeri precedenti di questa Analisi trimestrale, effetto combinato di due spinte, quella della maggiore interconnessione transfrontaliera e quella delle istanze di decarbonizzazione.

Figura 5.41 - Prezzi all'ingrosso sulle principali borse europee (€/MWh)

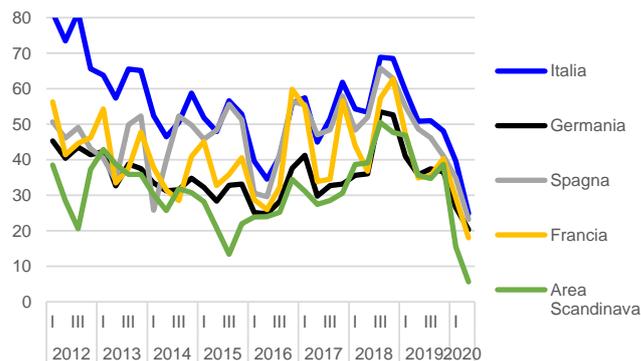
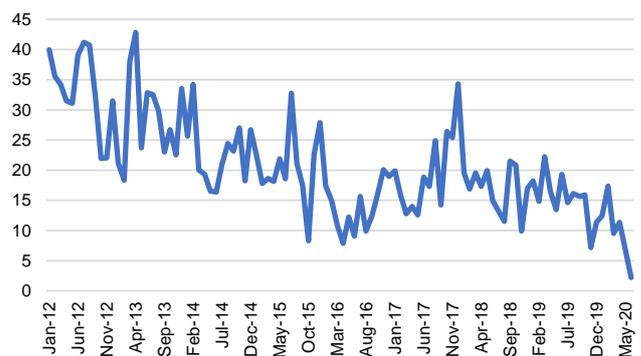


Figura 5.42 - Differenza tra il PUN e il prezzo minimo delle borse elettriche di Germani, Francia e Spagna (€/MWh)



FOCUS – Crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili e sicurezza del sistema elettrico nazionale⁴

Ettore Bompard, Carmelo Mosca, Francesco Profumo

est@energycenter, Politecnico di Torino

Il contesto emergente

Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato attualmente da una prevalenza di generazione convenzionale termoelettrica con tendenza in diminuzione. Nel 2018, la capacità installata non convenzionale è salita a poco più di 30 GW rispetto ai circa 4 GW del 2008, con un contemporaneo decremento della capacità installata di generazione termica convenzionale a 61 GW, dopo il massimo storico di 77 GW del 2012. La richiesta di energia elettrica è stata di 321,4 TWh, con una produzione nazionale netta di 279,8 TWh; la produzione da fonti rinnovabili (bioenergie, idrica, eolica, fotovoltaica e geotermica) vale 114,4 TWh, il 34,5% del consumo interno. La massima potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale è stata di circa 58 GW⁵. A partire dallo scenario attuale, gli scenari di riferimento elaborati da Snam-Terna⁶, con orizzonte temporale al 2030, prevedono una sempre più massiccia penetrazione della generazione da fonti rinnovabili, sia i termini di capacità installata, passando da 57 GW nel 2018 a un massimo di circa 94 GW nel 2030, sia in termini di quota sul consumo finale lordo, passando dal 18% nel 2018 a circa il 30% nel 2030 (Tabella 1).

Tabella 1 - Caratterizzazione degli scenari di riferimento e obiettivi al 2030

Scenario	Rinnovabili/ consumo finale lordo [%]	Fabbisogno en. elettrica [TWh]	Potenza massima [GW]	Potenza inst. rinnovabili [GW]	Potenza inst. termoelettrico [GW]
2018	18,1	321	58	57	64
BAU 2030	20	340	56	70,7	50
DEC 2030	31,3	356	62	94,3	50
PNIEC 2030	30	330	62	93,3	50
Target 2030	30	-	-	-	-

L'introduzione di generazione non convenzionale⁷ priva di inerzia, pur fondamentale in termini di sostenibilità, pone problemi alla sicurezza del sistema, intesa come la capacità del sistema di trasmissione di superare situazioni anomale di funzionamento, dovute ad eventi naturali, accidentali o intenzionali, mantenendo il sistema nella regione di funzionamento ammissibile. La criticità, in termini di stabilità di inerzia, è tanto più marcata quanto la quota di generazione non convenzionale è elevata rispetto a quella convenzionale⁸. Il costo marginale praticamente nullo e quindi la più elevata priorità nel dispacciamento delle unità non-convenzionali le rende più competitive rispetto a quelle convenzionali, tendendo a mandare queste ultime fuori mercato e rendendo l'inerzia disponibile, nelle condizioni operative, via via più esigua.

Gli effetti della riduzione di inerzia

Nell'analisi della stabilità di frequenza di un sistema di potenza, intesa come la capacità di mantenere una frequenza stabile e contenuta all'interno di un intervallo prefissato, in seguito a sbilanciamento, anche considerevole, tra generazione e domanda. La frequenza, determinata dalla velocità dei generatori sincroni, rimane costante quando la generazione e la domanda sono bilanciate. Nel caso in cui si verifichi uno sbilanciamento, per esempio a causa della perdita di un generatore o di carico, questo tende a essere bilanciato istantaneamente dell'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti dei gruppi turboalternatori. L'energia cinetica esprime, in senso elettrico, l'inerzia del sistema intesa come l'attitudine del sistema stesso a equilibrare sbilanciamenti tra generazione e carico, per così dire "naturalmente" e prima dell'intervento delle logiche di controllo delle macchine (*regolazione primaria di frequenza*) e di sistema (*regolazione secondaria e terziaria*). Quando l'inerzia del sistema è alta, una maggiore quantità di energia è presente nelle masse rotanti e la variazione di frequenza è più contenuta, per un dato disturbo, ed è questa una delle ragioni principali per cui si interconnettono le reti elettriche nazionali tra di loro. Assumendo che il sistema presenti lo stesso valore della frequenza in ogni suo punto, tutte le unità possono essere aggregate in una singola unità, definendo la costante di inerzia dell'intero sistema come:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i S_{n,i}}{\sum_{i=1}^N S_{n,i}} \quad (1)$$

Dove H_i rappresenta la costante di inerzia e $S_{n,i}$ la potenza nominale del generatore i -esimo, mentre N è il numero totale di generatori sincroni nel sistema. Si può definire in questo modo l'energia cinetica del sistema sommando l'energia cinetica di ogni singolo generatore

$$E_k = \sum_{i=1}^N H_i S_{n,i} \quad (2)$$

⁴ Questa analisi e monitoraggio del comportamento del sistema elettrico in presenza di incremento di fonti rinnovabili è frutto di una collaborazione tra Terna e Politecnico di Torino/ESL@energycenter.

⁵ Dati Statistici – Bilancio Elettrico 2017 - Terna

⁶ Documento di Descrizione degli Scenari 2019 – SNAM, Terna

⁷ Generazione da fonti rinnovabili (in larga parte fotovoltaico, eolico) interfacciata mediante dispositivi elettronici di potenza.

⁸ Generazione tradizionale (termoelettrica, idroelettrica) interfacciata mediante gruppi sincroni rotanti.

Una unità di produzione per contribuire all'inerzia del sistema deve essere accoppiata elettromagneticamente al sistema stesso, in modo da consentire il trasferimento dei disturbi legati ad un eventuale sbilanciamento alle masse rotanti. L'uso dei convertitori elettronici di potenza per interfacciare generazione e carichi, per sua natura non presenta un accoppiamento diretto, annullando di fatto il contributo all'inerzia del sistema, anche se eventualmente disponibile come nel caso dell'eolico. L'effetto della riduzione di inerzia può essere valutato considerando due parametri: ① *ROCOF* (Rate of Change of Frequency, derivata di frequenza iniziale all'istante in cui si verifica lo sbilanciamento) ② *Massima escursione di frequenza* (differenza tra il minimo/massimo valore raggiunto e il valore nominale distinta in *zenith*, nel caso in cui si verifichi un fenomeno in sovralfrequenza e *nadir*, nel caso in cui si verifichi un fenomeno in sottofrequenza). Il ROCOF e la massima escursione di frequenza dipendono dall'ampiezza dello sbilanciamento e dall'inerzia del sistema. La risalita della frequenza, a valle dello sbilanciamento, dipende dalla regolazione primaria (Fig. 5.43).

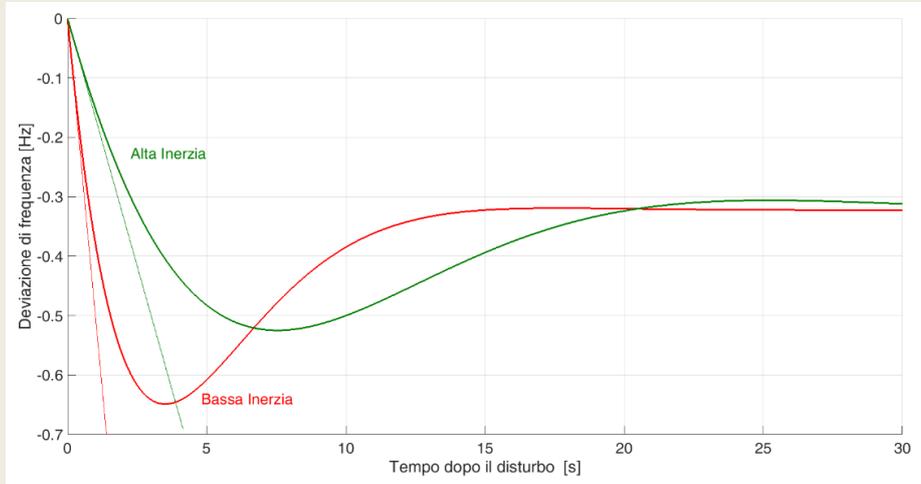


Figura 5.43 - Esempio di risposta in frequenza per perdita di generazione con incidente pari a 0.1 pu della potenza del sistema, nel caso di un rapporto pari a 3 tra alta e bassa inerzia (fonte: ESL@energ center, Politecnico Torino/Terna, 2018).

La quantificazione dell'inerzia del sistema nazionale

Distinguiamo l'“inerzia installata”, legata alla somma delle inerzie della generazione convenzionale esistente e potenzialmente dispacciabile in uno scenario temporale di breve-medio periodo, determinata e costante per un certo anno e “l'inerzia dispacciata”, legata alla somma delle inerzie della generazione convenzionale on-line in una certa ora, legata agli esiti del mercato in cui la generazione convenzionale compete con quella da fonti rinnovabili che hanno ordine di merito più elevato. La prima è legata alla consistenza del parco di generazione convenzionale, mentre la seconda alla effettiva presenza in parallelo delle unità in produzione in una certa ora in base all'esito dei mercati elettrici, ossia Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Alla capacità di generazione convenzionale installata corrisponde una energia cinetica “installata”, che rappresenta un vincolo fisico alla energia cinetica massima di cui si può disporre nel sistema che si distingue dalla energia cinetica “dispacciata”, che è quella disponibile nel sistema e dipende dalle unità di generazione che sono effettivamente connesse al sistema in un certo momento.

Il calcolo dell'energia cinetica disponibile, che misura l'inerzia del sistema, viene effettuato a partire dai dati di costante di inerzia disponibili degli impianti di generazione convenzionale. L'energia cinetica è ottenuta sommando il prodotto di costante di inerzia e potenza nominale per ogni generatore, usando l'Equazione (2). Si tratta di una stima cautelativa, in quanto non considera l'inerzia addizionale dovuta ai carichi, a tecniche innovative di supporto da parte della generazione non-convenzionale e dei collegamenti in alta tensione in corrente continua e ai compensatori sincroni installati e previsti.

Per quantificare in modo sintetico la situazione della generazione, in una data configurazione del parco installato o dispacciato, definiamo, come “indicatore di inerzia” regionale/zonale, l'intensità d'inerzia per unità di potenza installata/dispacciata, definita come il rapporto tra il valore totale di energia cinetica E_k e il totale della generazione convenzionale (P_c) e non convenzionale (P_r):

$$\chi = \frac{E_k}{P_c + P_r} \quad [\text{s}] \quad (3)$$

Questo indicatore evidenzia quanti MW di energia cinetica sono presenti nel sistema per ogni MW di potenza convenzionale e non convenzionale installata o dispacciata. Al crescere della generazione non convenzionale, poiché questa non contribuisce all'energia cinetica, l'indice decresce. L'indice decresce anche se a parità di generazione convenzionale e non convenzionale, vengono dispacciati unità con energia cinetica associata inferiore, quindi sulla base del tipo di tecnologia e unità di generazione in gioco (per esempio due turboalternatori di simile potenza ma costanti d'inerzia molto diverse).

Una visione prospettica al 2030

L'inerzia, sia installata che dispacciata, e il suo andamento nel tempo dipendono dallo stato attuale e dalla evoluzione del parco di generazione nazionale in termini di potenza convenzionale e non convenzionale distribuita sul territorio. La quota maggiore di energia cinetica “installata” si trova in corrispondenza delle regioni dove sono situati i più grandi gruppi di generazione convenzionale, e quindi al Nord, nel Lazio e in Puglia. Mentre la distribuzione di fotovoltaico è abbastanza omogenea sul territorio nazionale, la distribuzione di eolico è prevalente al Sud, con poca potenza installata al Nord. Tra i vari scenari al 2030, i valori minori di penetrazione di generazione non convenzionale si hanno nello scenario BAU, con un totale a livello nazionale di 43,6 GW installato, rispetto ai 67,5 GW del PNIEC e 68,2 GW del DEC. Mentre la crescita di fotovoltaico è abbastanza omogenea sul territorio nazionale, l'eolico continua a crescere prevalentemente al Sud, passando dai circa 9 GW installati al 2018 ai poco più di 17 GW per lo scenario DEC. L'indice, sulla base dei dati disponibili, viene calcolato per zona di mercato, con riferimento agli anni 2018 e 2030 per i tre scenari considerati.

Per l'inerzia dispacciata si considera come situazione di riferimento il picco di carico invernale. Per quanto riguarda l'inerzia dispacciata (Figura 5.44) si è deciso di riportare una situazione specifica, relativa al picco di carico invernale, ovvero il terzo mercoledì del mese di gennaio, confrontando i valori al 2018 e al 2030 in corrispondenza dello scenario PNIEC. Si osserva una riduzione dell'intensità di inerzia nella situazione analizzata del picco di carico invernale, con la minore variazione in percentuale per la zona Nord (30%) e la maggiore variazione in percentuale (91%) rispetto al 2018 per la zona Sardegna, con un indice che passa da 3,7 a 0,3. Questo è dovuto sia alla dismissione degli impianti a carbone, sia agli esiti del mercato che favoriscono il dispacciamento della generazione non convenzionale.

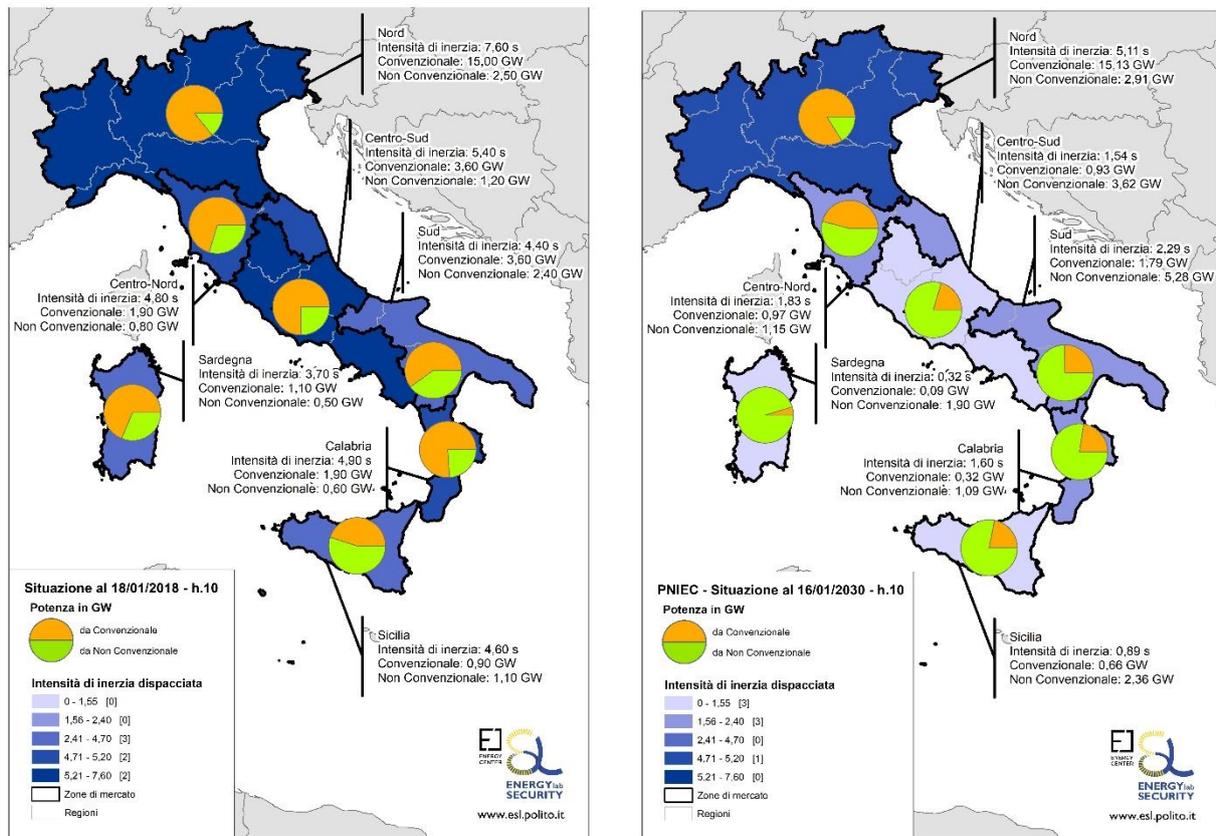


Figura 5.44 - Intensità d'inerzia per unità di potenza dispacciata, convenzionale e non convenzionale per zona di mercato – 2018, 2030 PNIEC (ESL@energ center, Politecnico Torino/Terna, 2018).

La Tabella 2 riporta, per un più immediato confronto, i valori di intensità d'inerzia e generazione convenzionale/non convenzionale per zona di mercato di Figura 5.45.

Tabella 2 - Intensità inerzia per unità di potenza dispacciata, convenzionale e non convenzionale per zona di mercato – 2018, 2030 PNIEC (elaborazioni esl@energycenter/ Politecnico di Torino su dati Terna)

	INTENSITA' D'INERZIA [s]		CONVENZIONALE [GW]		NON CONVENZIONALE [GW]	
	18/01/18 h10:00	16/01/2030 h10:00	18/01/18 h10:00	16/01/2030 h10:00	18/01/18 h10:00	16/01/2030 h10:00
NORD	7,6	5,1	15	15,1	2,5	2,9
CENTRO NORD	4,8	1,8	1,9	1,0	0,8	1,1
CENTRO SUD	5,4	1,5	3,6	0,9	1,2	3,6
SUD	4,4	2,3	3,6	1,8	2,4	5,3
SICILIA	4,6	0,9	0,9	0,7	1,1	2,4
SARDEGNA	3,7	0,3	1,1	0,1	0,5	1,9
CALABRIA	4,9	1,6	1,9	0,3	0,6	1,1

Si vede come i valori di intensità minore si hanno in genere al Sud, con valori circa la metà rispetto al Nord, sia al 2018 (4,4 s contro 7,6 s) che al 2030 (2,3 s contro 4,7 s). Nelle due medesime situazioni di picco, si nota il sostanziale aumento della produzione da generazione non convenzionale nel 2030, che comporta la riduzione di intensità d'inerzia rispetto al 2018, nonostante qualche valore stabile nella produzione da generazione convenzionale, come al Nord.

Poiché l'inerzia dispacciata varia durante l'anno, sulla base degli esiti del mercato e della disponibilità degli impianti, in Figura 5.45 sono riportate le curve di durata dell'intensità d'inerzia per zona di mercato con riferimento al totale delle ore annue, secondo lo scenario 2030 PNIEC. Si osserva che i valori d'intensità d'inerzia si mantengono inferiori per Sud e isole per tutto l'anno.

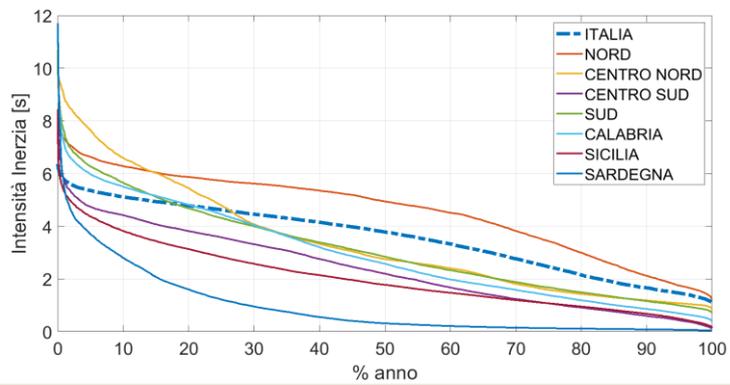


Figura 5.45 - Curva di durata annuale di intensità d'inerzia per unità di potenza dispacciata per il sistema italiano al 2030 PNIEC per zona di mercato (elaborazioni Politecnico di Torino/Terna su dati Terna).

6. Prezzi dell'energia

6.1. Prezzi dell'energia elettrica

Nel periodo aprile – giugno 2020 prezzi in netto calo, -20% in media. Calo congiunturale della componente “prezzo energia” del 53%.

Il forte rallentamento globale dell'economia incide in tutta evidenza sul livello generale dei prezzi, e in particolare su quello dell'energia elettrica. Per le *commodity* energetiche il netto calo dei prezzi all'ingrosso è chiaramente una conseguenza della riduzione dell'attività produttiva dovuta alle misure di contenimento della pandemia. In particolare, il calo dei prezzi all'ingrosso è stato marcato nel caso del gas, inasprando peraltro una tendenza al ribasso che sembrava precedere l'inizio della pandemia.

In Italia tra il primo e il secondo trimestre il calo dei prezzi dell'elettricità per i consumatori non domestici può essere stimato nell'ordine del 20% (Figura 6.1), con valori superiori (fino a oltre il -25%) per le imprese di maggiori dimensioni, che traggono maggiormente vantaggio dalla riduzione dei costi della materia prima. La variazione rispetto al secondo trimestre 2019 è pressoché della stessa misura, tra il 18% e il 29%.

Il dato più saliente è forse quello della variazione trimestrale della componente “prezzo energia”, pari a -53% (Figura 6.2). La variazione di questa componente è nettamente più alta anche di quella del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica (-53% contro -37% del PUN, Figura 6.3). 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 6.2).

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

Per il terzo trimestre si stima un rialzo ancora più netto della componente “prezzo dispacciamento” (+38% rispetto al già elevato livello del secondo trimestre). Nel complesso la risultante delle spinte al ribasso, riconducibili ancora una volta al rallentamento dell'economia e alla diminuzione dei prezzi all'ingrosso delle materie prime, e quella delle spinte al rialzo, dovute all'aumento dei costi di dispacciamento, si risolve in un aumento del 3% circa, per tutte le classi di consumo (Figura 6.1). Come si è visto nel capitolo precedente, è proprio in un contesto di forte riduzione della domanda, quale quello attuale, che aumentano i costi per il mantenimento dell'equilibrio del sistema, legati alle esigenze di coordinamento tra gli impianti di produzione e la rete di trasmissione dell'energia elettrica. In generale, *questi costi tendono ad aumentare nei periodi caratterizzati da bassi consumi in cui è necessaria una maggiore “movimentazione” degli impianti nel mercato per il servizio di dispacciamento* (Comunicato ARERA, 25 giugno 2020).

Effetti della riduzione del costo delle materie prime sulle imprese energivore.

La riduzione del costo delle *commodity* fa sentire gli effetti sulla stima del prezzo a carico delle imprese energivore. Lo sconto del quale beneficiano le imprese dei settori energivori è pari a circa 3 e a 2.5 centesimi di euro al kilowattora, rispettivamente per i grandissimi utenti in alta tensione e i grandi utenti in media tensione (Figura 6.4).

Figura 6.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).

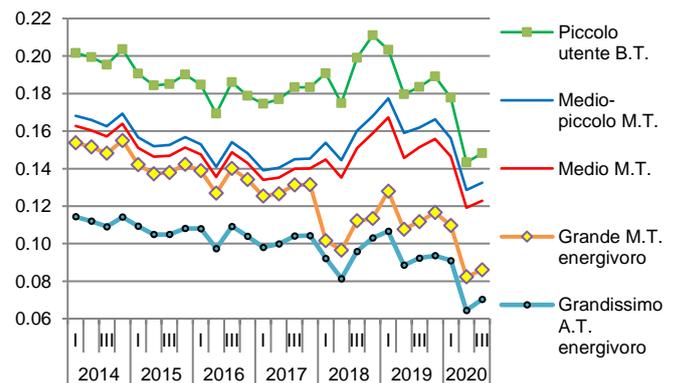


Figura 6.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

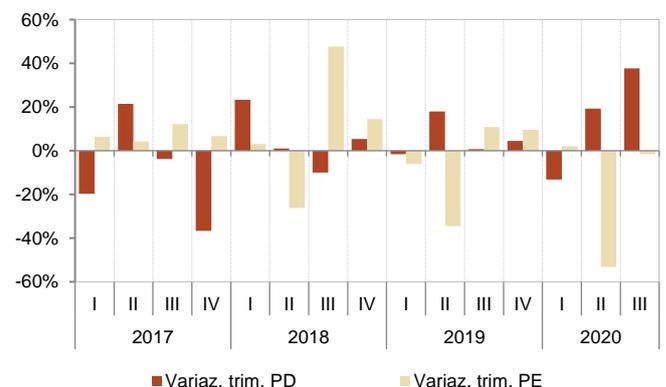


Figura 6.3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN

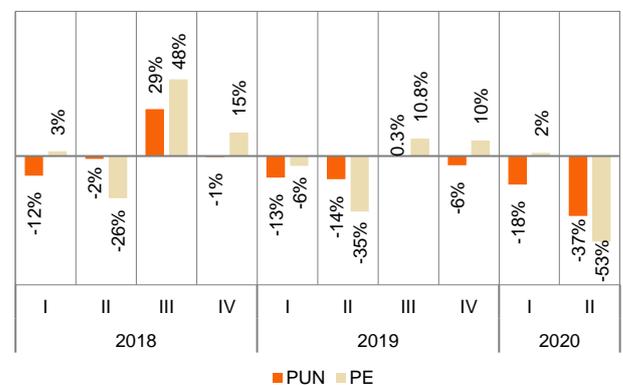
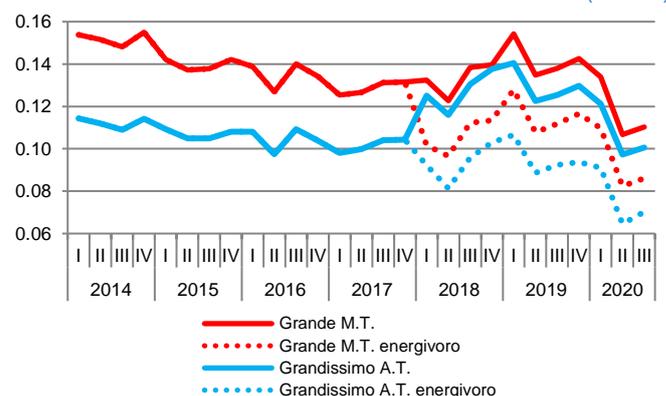


Figura 6.4 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per i consumatori non domestici di maggiori dimensioni (€/kWh).



Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. Per l'Italia differenziali ancora elevati.

Ai fini del confronto internazionale circa i prezzi praticati alle imprese, l'ultimo dato disponibile Eurostat è relativo al secondo semestre 2019. Prendendo ad esempio il segmento caratteristico degli utenti non domestici, quello con un consumo compreso tra 500 e 2.000 MWh annui, l'Italia si colloca nella fascia di prezzo medio-alta, con oltre 16 c€/kWh, contro i 12,5 della media dell'Unione Europea (Figura 6.5). Tra i principali Paesi dell'Europa occidentale, solamente la Germania sperimenta un livello di prezzo comparabile. Nei numeri precedenti di questa pubblicazione si è avuto modo di sottolineare come un generale miglioramento della dinamica del prezzo all'ingrosso per l'Italia, verificatosi nell'ultimo anno, non sia ancora stato in grado di far guadagnare un buon posizionamento competitivo alle imprese italiane.

I prezzi per le utenze domestiche in Italia. Riduzione consistente nel secondo trimestre (-18%), leggera risalita nel terzo (+3%)

Il dato ARERA, che si riferisce al consumatore domestico tipo in regime di tutela, segna per il secondo trimestre una riduzione del 18% (da 19,7 a 16,1 c€/kWh). La decisa riduzione della componente "materia energia" si accompagna all'invarianza delle altre voci di costo (Figura 6.6). Diversa è la condizione del terzo trimestre, con una ripresa complessiva del livello dei prezzi rispetto al periodo precedente (+3%). Ad incidere è la variazione verso l'alto della componente "materia energia", che incorpora gli effetti al rialzo della sotto componente dei costi di dispacciamento, superiore a quella dei costi d'acquisto.

Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze domestiche. Per l'Italia prezzi superiori alla media UE a fine 2019, in miglioramento nel 2020 secondo alcune indagini

Rispetto al resto dell'Unione Europea le famiglie italiane pagano l'energia elettrica ad un prezzo più elevato nel secondo semestre 2019, ultimo dato disponibile Eurostat (circa 24 c€/kWh contro circa 22 c€/kWh, Figura 6.7). Il divario, considerate anche le differenze nel potere d'acquisto dei 28 Paesi dell'UE, è pari all'8%. Il dato va letto anche alla luce di una tendenza all'aumento di questo divario, più volte sottolineata nei numeri precedenti di questa pubblicazione.

Per avere un dato più aggiornato sull'evoluzione dei prezzi della bolletta per le famiglie, si può fare riferimento all'indagine HEPI (Household Energy Price Index, <https://www.energypriceindex.com/latest-update>), che su base mensile analizza un campione finalizzato alla stima dei prezzi pagati dai consumatori residenziali delle capitali europee. Anche da questa indagine emerge come nel periodo tra aprile e giugno 2020 tra le capitali dei principali cinque Paesi la città nella quale le famiglie pagano più cara l'energia elettrica sia Berlino (quasi 33 c€/kWh), seguita da Londra (22,5 c€/kWh), e, quasi appaiate, Parigi, Roma e Madrid (intorno ai 20 c€/kWh). L'indicazione di massima che si trae dalla lettura dei dati HEPI è quella di una forte riduzione dall'inizio del 2020 per città come Roma e Madrid, mentre Berlino e Londra si sono mantenute su livelli sempre elevati e con riduzioni congiunturali più contenute.

La Figura 6.8 mostra le variazioni trimestrali occorse. Le capitali dei Paesi colpiti più duramente dalla pandemia, Italia e Spagna segnano già dal primo trimestre riduzioni di prezzo consistenti

Figura 6.5 - Prezzi elettricità non domestici - Il semestre 2019, fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/a (c€/kWh in p.p.p.)

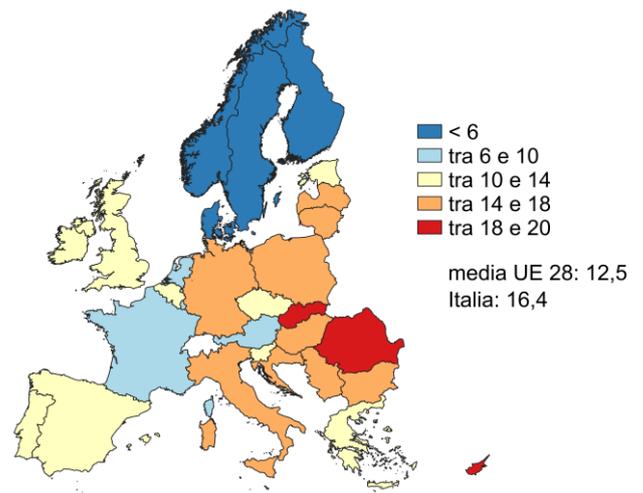


Figura 6.6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh).

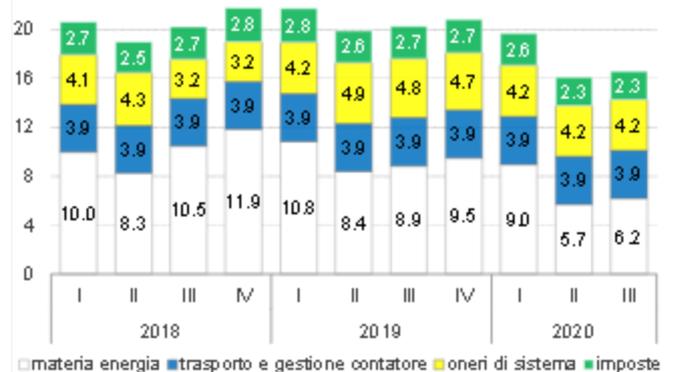


Figura 6.7 - Prezzi elettricità cons. domestici – Il semestre 2019, fascia consumo 2.500 - 5.000 kWh/a (c€/kWh in p.p.p.)

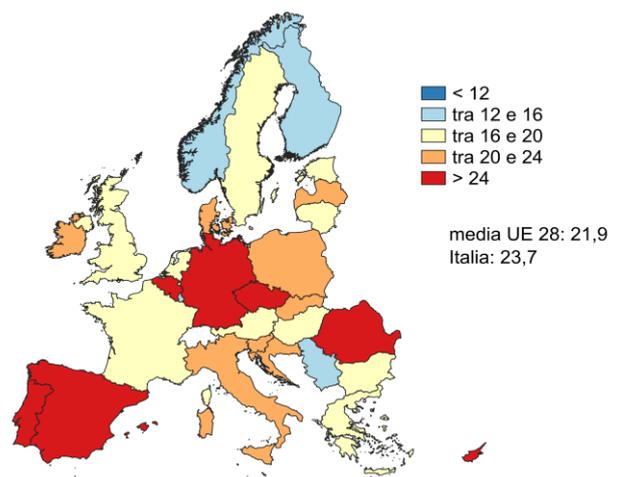
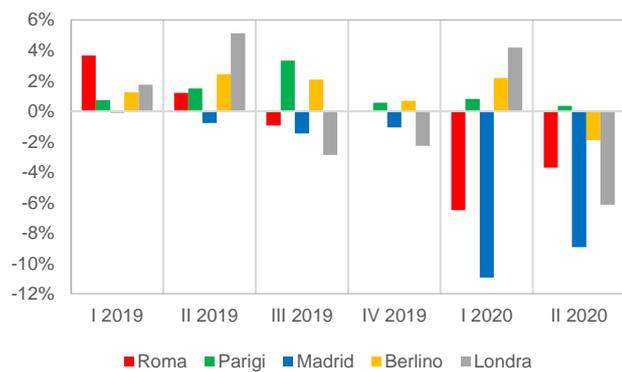


Figura 6.8 - Variazioni congiunturali prezzi medi dell'elettricità per i consumatori domestici in cinque capitali (Indagine HEPI)



6.3. Prezzi dei prodotti petroliferi

Crolla il prezzo del gasolio in Italia nel II trimestre 2020 (-11% rispetto ai primi tre mesi dell'anno); nel I semestre calo dell'8% rispetto al prezzo medio del 2019

In Italia nel II trimestre del 2020 il prezzo medio al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) è stato pari a 1,27 €/litro, in calo dell'11% rispetto alla media del precedente trimestre (-15% la variazione tendenziale). Anche nel corso dei primi tre mesi dell'anno il prezzo era calato (rispetto alla fine del 2019), seppure ad un ritmo decisamente inferiore (-2,7%).

In riferimento alla prima metà del 2020 il prezzo medio è stato pari a circa 1,35 €/litro, in deciso calo (oltre il -8%) rispetto a quello registrato nel corso dell'intero 2019 (anche le variazioni tendenziali e congiunturali risultano della stessa entità).

Come mostra la Figura 6.9, dopo il trend di crescita quasi costante dai livelli minimi di inizio 2016 (1,2 €/litro) fino ai massimi di fine 2018 (1,57 €/litro a fine ottobre), dopo la rapida riduzione di fine 2018 - inizio 2019 (1,43 €/litro a metà gennaio), e la successiva risalita nelle 18 settimane seguenti (a fine maggio 1,52 €/litro), si è poi registrato un nuovo calo nei mesi successivi, fino a 1,45 €/litro di metà settembre. I prezzi hanno poi proseguito su una traiettoria più stabile nei successivi tre mesi (1,47 €/litro medio nel IV trimestre 2019). Nel corso del 2020 si invece assistito ad un progressivo calo dei prezzi, arrivati al minimo di 1,25 €/litro a metà maggio, per poi riprendere su una traiettoria di moderata ripresa nelle successive sei settimane (1,29 €/litro a fine giugno).

Il prezzo medio del gasolio nel II trimestre 2020 risulta superiore di appena il 5% rispetto ai livelli minimi del I trimestre 2016 (Figura 6.9).

Il prezzo medio del gasolio nel II trimestre 2020 risulta superiore di appena il 5% rispetto ai livelli minimi del I trimestre 2016 (Figura 6.9).

Calo dei prezzi in tutti i principali Paesi UE; torna a crescere il divario tra prezzi nazionali e media UE (+16% nel II trimestre)

Nel corso del II trimestre dell'anno anche a livello UE il prezzo medio del gasolio, pari ad 1,10 €/litro, ha fatto registrare un deciso calo rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (-14%), anche più sostenuto di quanto osservato in Italia (-11%). Ne consegue un nuovo incremento del divario tra i prezzi italiani ed UE. In questo senso, nonostante anche a livello UE i prezzi stiano alternando fasi di crescita e di riduzioni, si rileva un progressivo incremento del gap tra prezzi italiani e medi UE: dopo la rapida riduzione dal 15% di metà 2017 al 10% di fine 2018, ed un 2019 sostanzialmente invariato (+10% in media), nel corso della prima metà 2020 il divario è tornato ad aumentare, arrivando a quasi il 16% nel II trimestre 2020.

In riferimento ai principali Paesi UE, nel corso del II trimestre del 2020 le riduzioni più sostenute si sono registrate in Spagna (-15% rispetto al precedente trimestre) e Francia (-14%); ma anche in Gran Bretagna e Germania i cali sono stati importanti, e superiori a quelli italiani (-13% e -12% rispettivamente).

Più deciso il calo del prezzo industriale nel II trimestre 2020, -23% la variazione congiunturale; nei sei mesi -17% rispetto al 2019

Nel corso del II trimestre 2020 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è stato mediamente pari a 0,43 €/litro, in netto calo rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (-23%), notevolmente più sostenuto del calo dei prezzi al consumo, diminuiti nello stesso periodo di circa la metà (-11%). In riferimento ai primi mesi dell'anno il prezzo industriale in Italia è stato mediamente pari a 0,49 €/litro, in calo rispetto al quanto rilevato nel corso dell'intero 2019 di circa il 17%.

A livello europeo il calo dei prezzi industriali nel corso della prima metà del 2020 è stato solo lievemente più sostenuto del risultato italiano (-17,4% rispetto alla media del 2019). Dalla Figura 6.10 emerge come nel corso del II trimestre 2020 il

prezzo medio industriale nel nostro Paese sia stato inferiore di mezzo punto percentuale rispetto a quello medio europeo, in attenuazione tuttavia rispetto a quanto nel corso del 2019 e dei primi mesi del 2020, quando il prezzo industriale in Italia era risultato inferiore di circa il 2% rispetto a quello medio UE.

Nel II trimestre 2020 la tassazione in Italia torna ad aumentare (circa il 67% del prezzo al consumo), superiore di sei punti percentuali rispetto alla media UE

Nel corso del II trimestre 2020 in Italia (come del resto in UE), il calo del prezzo industriale è stato quindi molto più sostenuto rispetto a quello dei prezzi al consumo: l'incidenza percentuale della tassazione risulta pertanto in aumento, pari al 67%. Come emerge dalla Figura 6.10, dopo il lungo periodo di riduzione dai livelli massimi di inizio 2016 (69%) al 58,3% di fine 2018, l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia nel corso del 2019 è tornata ad aumentare, assestandosi a circa il 60% fino ai primi tre mesi del 2020, per poi subire un nuovo deciso nel II trimestre.

Nel confronto internazionale, nel II trimestre 2020 la tassazione nel nostro Paese resta ancora ben al di sopra dell'incidenza media in UE (Figura 6.11), di sei punti percentuali, anche maggiore rispetto al divario del precedente triennio 2017-19 (+5,4 punti percentuali).

Figura 6.9 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

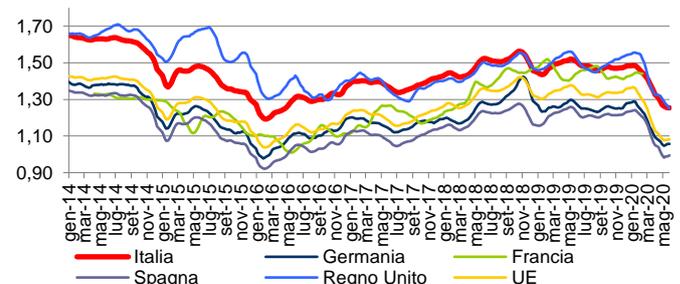


Figura 6.10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

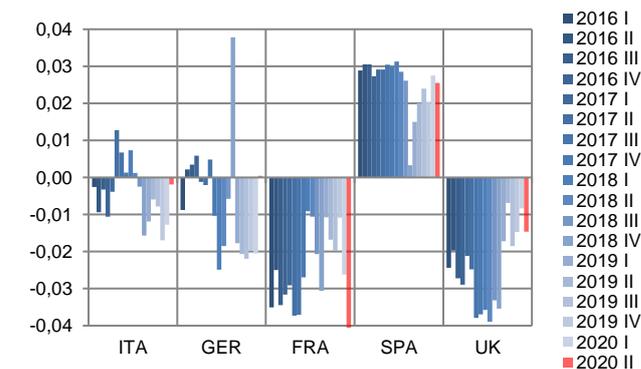
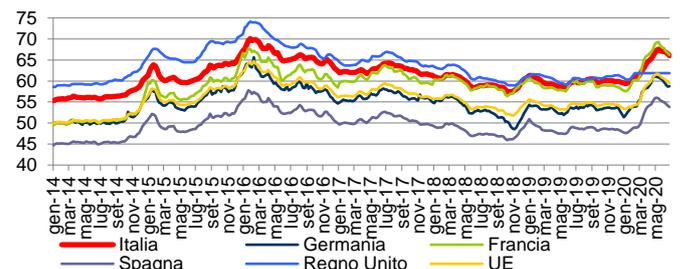


Figura 6.11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.4. Prezzi del gas naturale

Netta diminuzione dei prezzi nel secondo trimestre (27% su base annua).

Il secondo trimestre 2020 è caratterizzato da una forte contrazione dei prezzi. Per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ annui la variazione congiunturale è pari a -22%, mentre quella rispetto al secondo trimestre 2019 sfiora -27%. Il livello del prezzo si attesta a poco meno di 8 euro per GJ (Figura Figura 6.12). Prima ancora dell'emergenza Covid-19 si era andata manifestando una tendenza al ribasso, imputabile sia alla debole dinamica congiunturale macroeconomica, sia al maggiore afflusso del gas naturale liquefatto, con conseguente aumento degli stoccaggi. Il prezzo del gas al TTF manifestava un rallentamento già a partire da ottobre 2019. Il fenomeno della pandemia si è innestato in questo quadro, aggravandolo pesantemente. Il dato di maggio 2020 registra un valore record – il massimo degli ultimi quindici anni per questo mese - nella giacenza di gas naturale negli stoccaggi, in aumento del 28% rispetto allo stesso periodo del 2019. Gli effetti (Figura 6.13) sono visibili sia sulla componente Cmem (-44% la variazione tendenziale), relativa al costo previsto per l'acquisto del gas, sia su quella della 'Materia energia' (-37% rispetto a dodici mesi prima). La voce di costo Cmem si attesta a poco più di 3 euro per GJ, con un'incidenza pari al 47% sul totale (era pari al 58% circa sia tre mesi prima che un anno prima).

Prosegue la diminuzione dei prezzi nel terzo trimestre 2020 (27% su base annua). Toccato il valore più basso degli ultimi sette anni.

Sul prezzo del gas al momento in cui vengono redatte queste note, le prospettive a breve termine sembrano ancora sulla linea del ribasso. L'indice $P_{FOR,t}$, pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC del gas presso l'hub TTF, che ha segnato una riduzione a partire dal mese di aprile, per i mesi luglio-settembre è in ulteriore calo. Diminuisce di conseguenza in Italia la spesa per la materia prima. La stima del prezzo del gas nel trimestre luglio-settembre si fissa al livello più basso mai raggiunto negli ultimi sette anni. Il livello del prezzo viene stimato intorno ai 6,5 euro per GJ (Figura 6.12). Il trend di riduzione del prezzo instaurato a partire dal terzo trimestre 2019 si pone ora in tutta evidenza (Figure 6.12 e 6.13). Il consueto effetto al ribasso della componente stagionale sembrerebbe peraltro molto contenuto, se è vero che la variazione del prezzo per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ annui appare cospicua anche rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-28%). Un dato significativo appare quello relativo al peso della componente Cmem, sceso al 38% (Figura 6.14).

Di conseguenza, oramai meno della metà del costo del gas è riconducibile ai servizi di vendita (Figura 6.15). 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 ha caratterizzato il periodo compreso tra il terzo trimestre 2018 e il quarto 2019, con una sostanziale stabilizzazione nell'anno in corso.

Figura 6.12 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

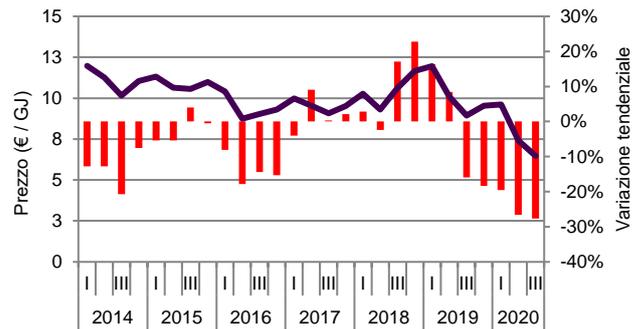


Figura 6.13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)

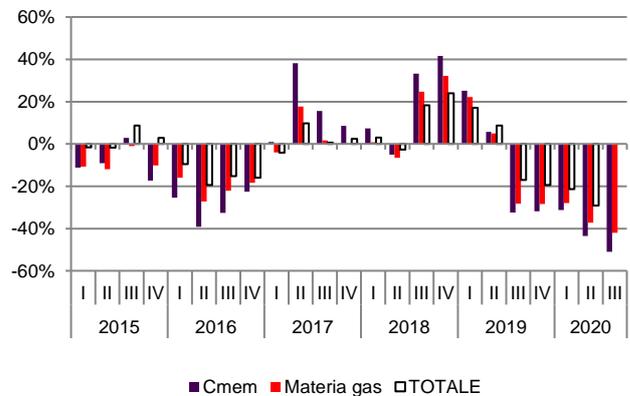


Figura 6.14 - Componente Cmem per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

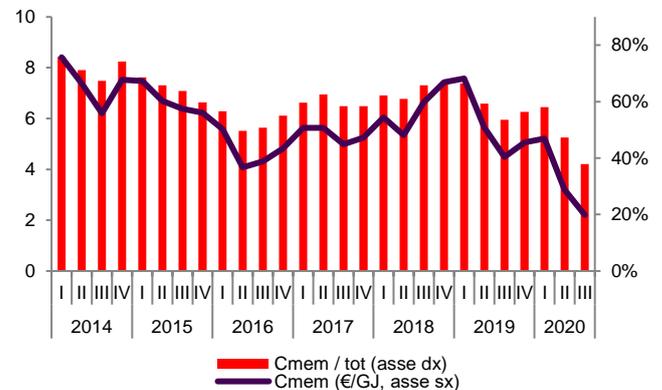
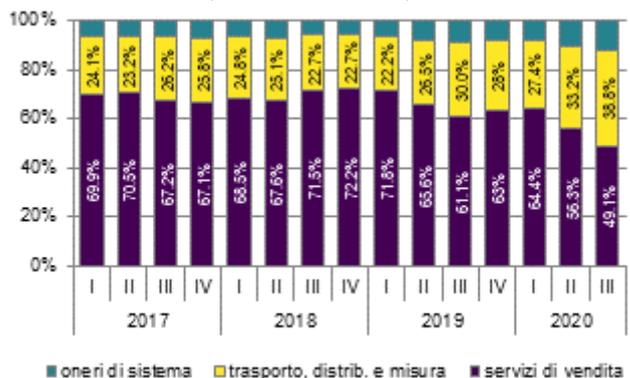


Figura 6.15 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)



La variazione tendenziale delle diverse componenti

Nel secondo e terzo trimestre la riduzione riguarda tutte le componenti. Come sottolineato più volte, la riduzione più consistente riguarda i Servizi di Vendita (per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno, rispettivamente -37% e -42% rispetto ai periodi omologhi dell'anno precedente), ma anche la componente Trasporto, Distribuzione e Misura conosce una variazione verso il basso (-8% e -6,5% circa la variazione tendenziale, Figura 6.16).

Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura in diminuzione in tutte le zone. Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. In Calabria e Sicilia la componente ha un costo del 70% più alto che nel Nord Est.

Nel secondo e nel terzo trimestre il costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas è diminuito di concerto con le altre componenti, collocandosi intorno a 2,4-2,5 €/GJ. Permangono forti divari territoriali (Figura 6.17) La stima aggiornata relativa al terzo trimestre indica come questa componente vari dal minimo dell'ambito Nord Est (2,2 €/GJ) al massimo di quello Sud (3,7 €/GJ). In termini percentuali, in Calabria e in Sicilia la voce di costo è di oltre il 70% più elevata che nelle regioni del nord est del Paese.

Il confronto internazionale. Italia in buon posizionamento nonostante un lieve peggioramento dei differenziali di costo nel 2019.

Il dato Eurostat aggiornato al secondo semestre 2019 colloca l'Italia in una posizione positiva (Figura 6.18). Il prezzo stimato per la classe di consumo ritenuta più rappresentativa (band I4, consumo tra 100.000 e 1.000.000 di GJ) si aggira intorno a 26 c€/kWh, sensibilmente superiore soltanto a quello del Regno Unito, Belgio, Paesi Bassi e Danimarca, ed inferiore del 6% rispetto alla media dell'Unione a 28 Paesi. In termini di dinamica, il dato relativo al differenziale di prezzo per questa classe di imprese denota tuttavia un peggioramento. Si sottolinea tuttavia come, a differenza del caso dell'energia elettrica, il livello di tassazione sia pienamente in linea con la zona euro.

Per le famiglie italiane prezzi superiori rispetto alla media dei Paesi della UE 28, ma con una tendenza alla riduzione del divario. Dall'indagine HEPI si ricava una riduzione del prezzo dall'inizio dell'anno a Roma pari al 6%.

Il dato Eurostat relativo ai prezzi al consumo per gli utenti domestici, aggiornato al secondo semestre 2019 (Figura 6.18) indica un valore più elevato per il Paese rispetto alla media UE 28 (più precisamente 23,7 c€/kWh contro 21,9 c€/kWh, per un differenziale pari all'8%). A corredo di questo dato, l'indagine HEPI ((Household Energy Price Index, <https://www.energypriceindex.com/latest-update>), aggiornata al mese di giugno del corrente anno, può essere utile per cogliere la dinamica occorsa nei prezzi del gas per le famiglie nel periodo della pandemia. In tutte le capitali dei maggiori Paesi si stima una netta diminuzione del prezzo dall'inizio dell'anno. A Roma il calo si stima intorno al 6%, minore solo al quello relativo alla città di Parigi. Nella capitale italiana, a differenza che nelle altre, soltanto a partire dall'inizio del secondo trimestre, cioè da aprile, si registra un progressivo calo dei prezzi. Lo stesso rapporto HEPI sottolinea come a Roma il calo sia dovuto alla diminuzione della componente energetica, dando quindi conferma alle analisi di cui sopra.

Figura 6.16 - 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)

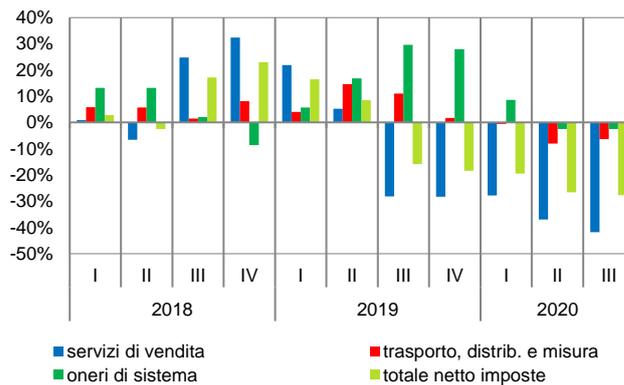


Figura 6.17 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).

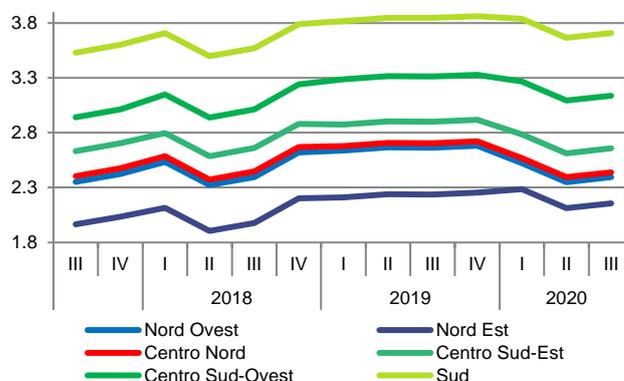
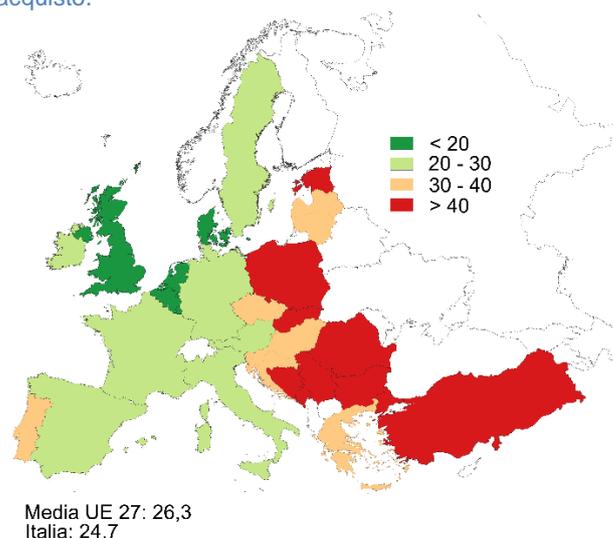


Figura 6.18 - Prezzi del gas al dettaglio in UE 28 per i consumatori non domestici nel secondo semestre 2019, al netto di tasse e imposte recuperabili, band I4 (100.000 - 1.000.000 GJ/a). Valori in c€/kWh in parità di potere d'acquisto.



Alessandro Zini

Introduzione

Lo sviluppo delle tecnologie “a basso contenuto di carbonio” risulta fondamentale per la transizione dell’Unione Europea verso un’economia decarbonizzata, come evidenziato negli obiettivi dell’“Unione dell’Energia”, la cui quinta dimensione, quella della ricerca, innovazione e competitività, promuove soluzioni innovative nel campo delle tecnologie energetiche pulite e a basse emissioni di carbonio. In questa luce, utilizzando le più recenti statistiche Eurostat e United Nation, è stata svolta un’analisi degli scambi internazionali riguardanti le principali tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio, con particolare attenzione alla posizione competitiva dell’Italia. Sono stati individuati nell’ambito della base dati della Nomenclatura Combinata (CN-8 digit) i codici identificativi di cinque prodotti centrali per le tecnologie energetiche low-carbon: autoveicoli a basse emissioni, sia elettrici che ibridi; sistemi di accumulo elettrici a ioni di litio; celle fotovoltaiche; impianti solari termici; generatori eolici.

Il quadro internazionale

In termini squisitamente monetari, l’insieme di questi prodotti rappresenta una quota modesta sul totale del commercio mondiale (quantificabile nello 0,76% nel 2019), ma in costante crescita. L’indice di concentrazione geografica delle esportazioni, quale ottenuto dalla somma delle quote detenute dai primi sei Paesi (C6), oscilla tra il 66% per gli impianti solari termici e il 97% per i generatori eolici, un valore molto elevato se rapportato a quello relativo alla totalità dei prodotti mondiali (41%). La tabella 1 sintetizza le informazioni più recenti per l’aggregato dei prodotti presi in considerazione. Vengono riportati alcuni indicatori di sintesi, che nell’insieme valgono ad evidenziare i Paesi che possiedono le posizioni più rilevanti nel commercio internazionale. In particolare, la seconda colonna mostra la quota di esportazioni sul totale mondiale, mentre la terza illustra il grado di specializzazione dell’export di prodotti low-carbon per ciascun Paese (*Revealed Comparative Advantage, RCA*) un indicatore proxy dell’esistenza di vantaggi comparati. Un valore superiore ad uno dell’indicatore RCA è indizio di vantaggi comparati rivelati. La quarta colonna riporta il saldo commerciale normalizzato tra -1 e +1, laddove un valore superiore allo zero indica l’esistenza di un saldo positivo. Come si scorge agevolmente, la posizione italiana è debole sotto tutti e tre gli indicatori utilizzati, e colloca il Paese all’ultimo posto tra quelli evidenziati. Uno dei primi elementi che cattura l’attenzione per buona parte di questi prodotti è la persistenza del baricentro geografico nel sud-est dell’Asia. Il dominio commerciale di quest’area è pressoché totale nel solare fotovoltaico. I settori nei quali l’Europa conserva la supremazia sono quelli dei veicoli a basse emissioni e dei generatori eolici. Nicchie di specializzazione vera e propria si riscontrano per i generatori eolici, con la Danimarca e la Germania costantemente in testa, mentre ancora USA, Germania e Francia e Regno Unito si caratterizzano per la leadership nel mercato dei veicoli.

La posizione dell’Italia

Si è già detto come, tra i Paesi esaminati, l’Italia occupi la posizione di coda, per tutti e tre gli indicatori. L’unico prodotto in ordine al quale può vantare una posizione di eccellenza è quello degli impianti solari termici, per i quali è il sesto Paese esportatore al mondo. Se si considera il solo indicatore del saldo normalizzato, nel 2019 il Paese concentra le situazioni positive per lo più al di fuori dell’Europa, ed in particolar modo al di fuori del core dei competitor rappresentato da Regno Unito, Francia, Germania e Spagna. Il dettaglio dei saldi commerciali degli ultimi tre anni (Tabella 2), indica come - a fronte di una situazione per la totalità dei prodotti scambiati nettamente positiva (circa 54 miliardi di euro nel 2019) - per i prodotti *low-carbon* si rilevi un disavanzo in crescita (circa 600 milioni di euro nell’ultimo anno). La quasi totalità del disavanzo è riconducibile al comparto della mobilità verde (veicoli elettrici, veicoli ibridi e batterie agli ioni di litio, queste ultime ancora una rilevante voce di costo nella fabbricazione dei primi). I Paesi dai quali l’Italia importa questo tipo di prodotti sono sostanzialmente i leader del commercio internazionale, come Cina, Germania, Regno Unito, Corea, Francia, Giappone (per i soli veicoli PHEV), con l’aggiunta di Paesi dell’Unione Europea come Paesi Bassi, Belgio, Polonia e Austria, spesso beneficiari di investimenti diretti in entrata da parte dei principali costruttori mondiali. Come è noto, il 2019 ha segnato un traguardo importante per la diffusione in Italia della mobilità a basse emissioni, che può aver contribuito a spiegare la forte incidenza del comparto della mobilità verde sull’andamento dei saldi. In assenza di marchi nazionali, ciò si è tradotto in un peggioramento dei saldi commerciali. In particolare, il dato relativo ai BEV venduti in Italia nel 2019 presenta ai primi 10 posti modelli prodotti da case automobilistiche estere, quali Smart, Renault, Tesla, Nissan, BMW, Hyundai e Jaguar. Una nota di rilievo è quella relativa alla specializzazione commerciale italiana nella componentistica, vale a dire nella produzione ed esportazione di elementi che a buona ragione non possono essere ritenuti il core delle tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio, e probabilmente neppure la parte a maggior valore aggiunto commerciale, ma costituiscono nondimeno elemento essenziale del prodotto finito. Il dato relativo al settore eolico, ad esempio, è particolarmente eclatante: il Paese possiede una posizione di tutto rispetto nell’esportazione di torri per i sistemi eolici, con notevole incidenza della destinazione addirittura in Germania, uno dei due leader mondiali nei generatori eolici. Il quadro raffigurato sembrerebbe quindi ripetere uno schema visto altre volte, ad esempio nella interazione tra meccanica italiana e industria automobilistica europea. Situazione analoga si riscontra nel caso della tecnologia fotovoltaica, laddove il Paese rivela una posizione meno negativa per prodotti classificati come *Light-emitting diodes, incl. laser diodes* rispetto al core costituito da *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*. Un altro elemento saliente è quello relativo alla buona performance nel solare termico, tra tutti, come visto in precedenza, proprio il prodotto caratterizzato dalla più bassa concentrazione geografica (C6). Per tutti gli altri prodotti la forte concentrazione geografica è indizio della consistente connotazione tecnologica e dell’esistenza di vantaggi comparati. Alla concentrazione geografica fa peraltro il paio la concentrazione oligopolistica delle quote di mercato globale per azienda, un mercato per lo più dominato da multinazionali con un forte orientamento strategico ed elevata propensione agli investimenti. Tutti questi elementi, per i prodotti che caratterizzano le tecnologie pulite, lasciano intendere che un Paese che sia rimasto indietro per molto tempo potrebbe trovare particolarmente faticoso recuperare quote commerciali. Alla luce dei dati fin qui analizzati, l’Italia rischia di trovarsi nella posizione di chi è costretto a dipendere dall’estero per l’esercizio delle tecnologie a basse emissioni.

Tab. 1 - Principali indicatori relativi al commercio internazionale di prodotti afferenti al comparto low carbon per l'anno 2019

Paese	% Export mondiale	RCA*	Saldo normalizzato	Settori di punta **
Cina	27,3%	2,05	0,46	Li-Ion; PV
Germania	10,5%	1,32	0,19	BEV; PHEV; WIND
USA	9,1%	1,04	-0,13	BEV
Corea del Sud	8,1%	2,80	0,41	BEV; PHEV; Li-Ion
Giappone	6,1%	1,62	0,22	PHEV
Hong Kong	4,5%	1,58	-0,04	Li-Ion
Paesi Bassi	4,1%	1,07	-0,24	SOLAR; WIND
Malaysia	4,0%	3,15	0,75	Li-Ion; PV
Belgio	4,0%	1,66	0,03	BEV
Vietnam	2,3%	1,42	-0,21	PV
Danimarca	2,2%	3,77	0,60	WIND; SOLAR
Singapore	1,7%	0,81	0,15	Li-Ion; PV
Taipei	1,7%	0,95	0,20	PV
Regno Unito	1,7%	0,66	-0,20	BEV; PHEV
Francia	1,6%	0,53	-0,27	BEV; SOLAR
Polonia	1,5%	1,14	0,21	Li-Ion; SOLAR
Austria	1,3%	1,38	0,00	BEV; SOLAR
Svezia	1,3%	1,54	-0,02	PHEV
Ungheria	1,0%	1,47	0,22	Li-Ion
Tailandia	1,0%	0,74	0,02	PV
Repubblica Slovacca	0,7%	1,49	0,39	BEV; PHEV
Italia	0,4%	0,13	-0,43	SOLAR

* RCA: Indice di vantaggio comparato rivelato

** 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

Tab. 2 - Saldi monetari per l'Italia (migliaia di € a valore corrente)

	PV	SOLAR	WIND	Li-Ion	PHEV	BEV
2006	- 210.709	- 2.281	44.293	*	*	*
2007	- 491.190	- 7.440	-121.342	*	*	*
2008	-1.027.427	- 7.623	-188.484	*	*	*
2009	-1.759.094	1.937	- 40.910	*	*	*
2010	-8.369.139	-17.177	- 80.107	*	*	*
2011	-6.570.192	- 2.240	12.493	*	*	*
2012	-1.884.654	22.423	98.125	- 19.921	*	*
2013	- 359.228	16.767	-121.965	- 33.622	*	*
2014	- 174.614	24.313	- 26.902	- 56.259	*	*
2015	- 14.945	25.612	- 44.359	- 68.118	*	*
2016	17.523	29.003	- 52.293	- 75.435	*	*
2017	5.309	56.258	- 20.342	- 97.251	- 22.110	- 54.341
2018	- 75.615	57.124	- 41.110	-138.885	- 57.814	-108.063
2019	- 116.207	50.842	- 471	-184.149	-113.998	-230.910

* Dato non disponibile dovuto a nomenclatura HS obsoleta

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) "Traguardare 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 INDICATORE COMPOSITO ISPRED:

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)
			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)
Energia elettrica	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.

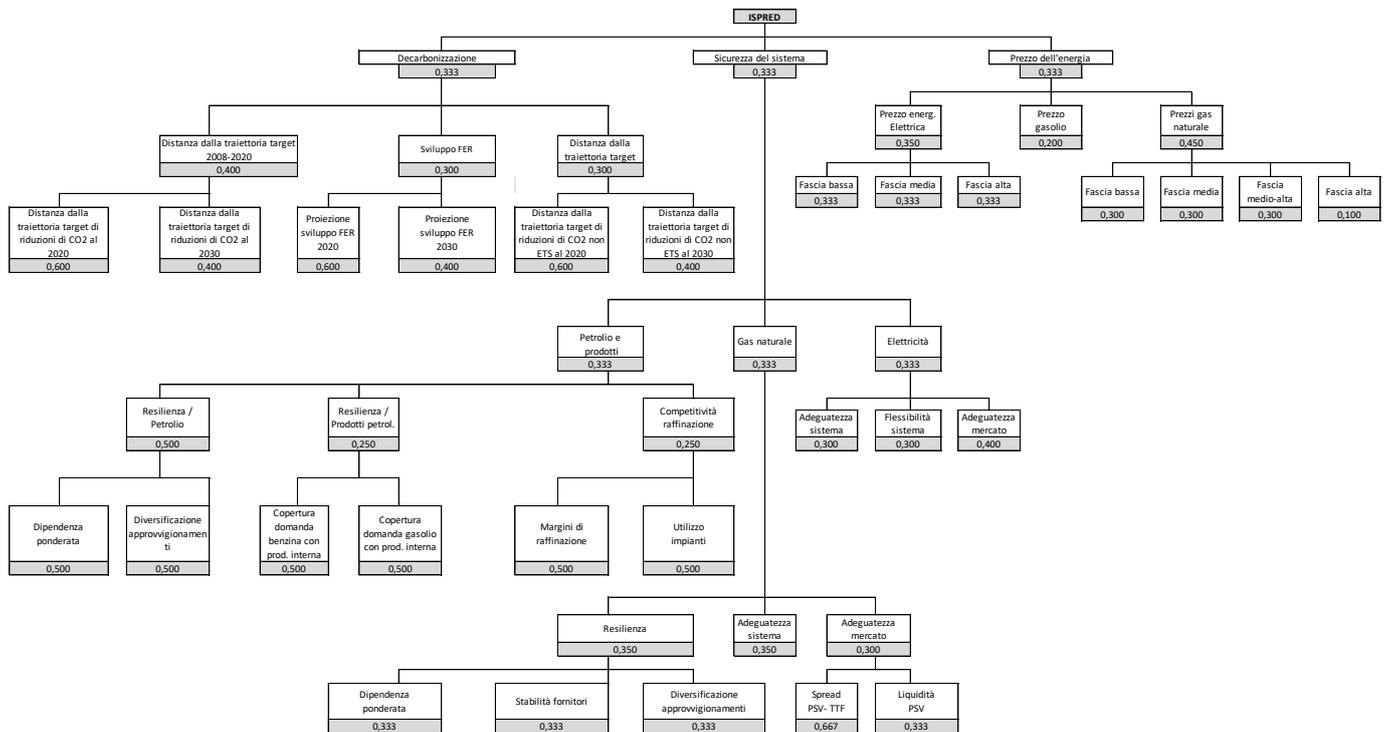
Successivamente alla fase di normalizzazione si è proceduto combinando matematicamente gli indici elementari utilizzando delle medie ponderate, al fine di **aggregarli**.

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:

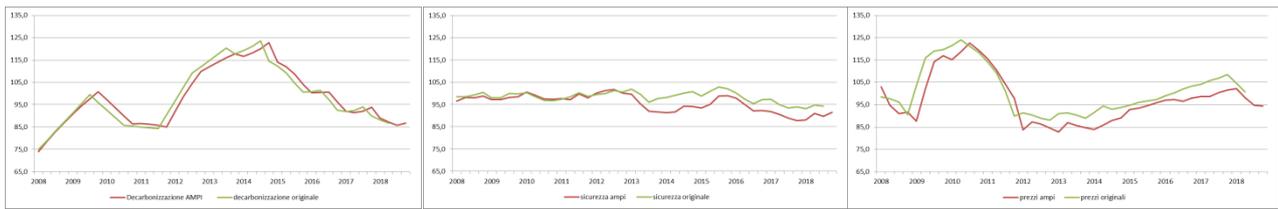
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + /- S_{r_i} CV_i$$

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'.

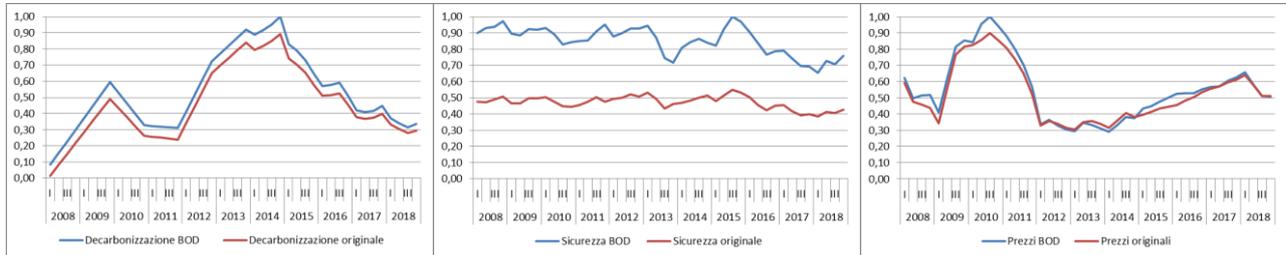
BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

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:

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

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.

Figura 1.1 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

È riportato il valore annuale dell'indice ISPRED, ottenuto dalla combinazione dei valori delle tre dimensioni, e la variazione percentuale di ciascuno sull'anno precedente.

Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico

La figura descrive l'evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico, ottenuti dalla combinazione degli indicatori inclusi in ciascuna dimensione, come descritto in Figura 1.1.

Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione (indici variabili tra 0 e 1)

Vedi nota Figure 1.1 e 1.2.

Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica (indici variabili tra 0 e 1)

Vedi nota Figure 1.1 e 1.2.

Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell'energia (indici variabili tra 0 e 1)

Vedi nota Figure 1.1 e 1.2.

2. Variabili guida del sistema energetico

Figura 2.1 - Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

Fonti dati:

- <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>
- IEA, Oil market report
- OPEC, Monthly Oil market report

Figura 2.2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bl, asse dx)

La fonte dei dati sulla produzione di petrolio è www.eia.gov

Figura 2.3 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)

Fonte dati: <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>

Figura 2.4 - Prezzi del gas naturale (€/MWh)

Fonti dati: <https://agsi.gie.eu/#/>

Figura 2.5 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

Fonti dati:

- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo medio mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>
- 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 2.6 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)

Figura 2.7 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)

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 e del 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 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 temperatura sono stati utilizzati fino al dicembre 2015 i dati ISPRA (relativi come detto alla stazione di Firenze Peretola); per l'anno 2016 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (<http://en.tutempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.

Fonti dati:

- ISTAT <http://dati.istat.it/>
- ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
- TUTIEMPO <http://en.tutempo.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>

Figura 2.8 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

Elaborazioni su dati ISTAT:

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

Figura 2.9 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)

Elaborazioni ENEA su dati ISTAT:

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

Figura 2.10 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2020 e del 2019 (gradi, asse sin) e delat (gradi, asse dx)

Elaborazioni ENEA su dati TuTempo. Fonte:

- <http://en.tutempo.net/climate/italy.html>

Figura 2.11 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

Elaborazioni su dati AEEG e Commissione Europea:

- 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>

Figura 2.12 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)

Vedi nota figure 2.7 - 2.11.

3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 3.1 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, 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), Newsletter trimestrale di Elettricità Futura, 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/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 3.2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

Vedi nota Figura 3.1 e Figura 2.7

Figura 3.3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

Variazione tendenziale dei consumi trimestrali 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).

Fonti dati: vedi la nota di Figura 3.1.

Figura 3.4 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

Dato trimestrale 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/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 3.5 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)

Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2008 al 2017 e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2008-2018. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA.

Fonte dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

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

Elaborazioni su dati ISTAT (PIL e produzione industriale) e ANAS (dati di traffico).

Figura B – Variazione tendenziale del fabbisogno di energia primaria in Italia nei primi sette mesi del 2020 (Mtep)

Elaborazioni su dati MISE (Petrolio e solidi), SNAM (gas) e TERNA (Import elettrico e FER).

Figura C – Vendite dei principali prodotti petroliferi nei primi sei mesi dell'anno (var. tendenziale, kt)

Elaborazioni su dati MISE (Consumi petroliferi).

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

Elaborazioni su dati ANAS.

Figura E - Consumi di gas naturale in Italia 1 marzo – 4 luglio 2020 (var. tend. cumulata, milioni SM3 su asse sin e % asse dx)

Elaborazioni su dati SNAM.

Figura F – Variazione tendenziale cumulata della domanda elettrica in Italia dal 1 marzo – 4 luglio 2020 (in GWh asse sin, in % asse dx)

Elaborazioni su dati TERNA (Transparency report).

Figura 3.6 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

Vedi Nota figura 3.1.

Figura 3.7 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

Vedi Nota figura 3.1

Figura 3.8 - Consumi elettrici (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % en. elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- MiSE, Bilanci energetici nazionali <https://dgsaie.mise.gov.it/ben.php>
- per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 3.1

Figura 3.9 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

- Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php

Figura 3.10 – Consumi energetici per trasporto stradale ed Indice di Mobilità Relativa nei primi sei mesi 2020 (var. % tendenziali)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE ed Aiscat.

Figura 3.11 - Consumi energetici dell'industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e del totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia: vedi la nota di Figura 3.1
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

Figura 3.12 - Consumi energetici del settore Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 3.1
- l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

4. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 4.1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (media mobile 4 termini, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

Evoluzione delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale, dal 2005 al 2016, e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.

Fonti dati:

- Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA, Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Per i dati relativi al 2015 e al 2016, 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 per l'anno 2014.

Figura 4.2 – Stima delle emissioni di gas serra del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

Vedi nota Figura 4.1 e Figura 4.3.

Figura 4.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

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>
 - <http://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-2015/eea-proxy-inventory-full-report/view>
- Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

Figura 4.4 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

Vedi Nota Figura 4.1 e Figura 4.2.

Figura 4.5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale.)

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 2015 e 2016 sono stati usati i coefficienti 2014) 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/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 4.6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - variazione tendenziale (somma ultimi quattro trimestri, GWh)

Elaborazioni ENEA su dati Terna:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 4.7 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

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 4.8 - Nuove immatricolazioni auto ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/km, asse dx)

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 4.9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)

Vedi nota figura 4.8

Figura 4.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (somma degli ultimi 4 trimestri precedenti ad ogni periodo; 2010=100)

Vedi nota Figura 4.12.

Figura 4.11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue

Vedi nota Figura 4.12.

Figura 4.12 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

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 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)

Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (<http://anie.it/>).

Figura 4.14 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)

Valori medi trimestrali di nuova potenza connessa alla rete in Italia dal 2014. Per il 2020 il dato si riferisce ai primi quattro mesi.

Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (<http://anie.it/>).

5. Sicurezza del sistema energetico

Figura 5.1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2020 proiezioni IEA e EIA-DOE)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA, Oil Market report, ed EIA-DOE

Figura 5.2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kton, 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 5.3 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 5.4 - Variazione delle importazioni di petrolio greggio per area di provenienza (aprile-maggio 2020 rispetto a gennaio-febbraio 2020)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Unione Petrolifera.

Figura 5.5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Vedi nota Figura 5.4.

Figura 5.6 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)

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 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

Le lavorazioni di greggio sono espresse come quantità (kt) in input nelle raffinerie italiane. 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 5.8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (% , media mobile 12 mesi)

Fonte dati: <https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/>

Figura 5.9 - Crack spread sulla benzina e sul diesel

Figura 5.10 - Differenziale tra Brent e WTI e tra Brent e Ural (\$/bl)

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 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IMF: <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>

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/>

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 5.16 - Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni di m³)

Figura 5.17 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (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 5.18 - 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 5.19 - 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 5.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)

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 5.21 - 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)

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/
- 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 5.22 - 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 5.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5.24 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.
Trend di lungo periodo: stima ENEA in base a modello TRAMO-SEATS.

Figura 5.25 – Punta di domanda in potenza (GW)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5.26 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% su richiesta)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5.27 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,5% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

Figura 5.28 - Domanda residua media oraria nel III trimestre 2020 e 2019

Fonti dati: Elaborazioni ENEA su dati Terna:

- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 5.29 - Variazione della quota % di produzione per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte - Il trimestre 2020 rispetto al II trim. 2019 (asse dx)

Figura 5.30 - Importazioni nette e differenza fra produzione eolica prevista ed effettiva – 27 aprile - 3 maggio 2020

Figura 5.31 - Domanda e sua copertura per fonte, domanda residua (GW), PUN (€/MWh) – 25 aprile 2020

Figura 5.32 - Volumi venduti e costi delle transazioni sul MSD (somma ultimi 4 trimestri)

Figura 5.33 - 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 5.34 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (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 di: capacità termoelettrica effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità), produzione effettiva da fonte idroelettrica, eolica e fotovoltaica, elettricità effettivamente importata dall'estero. I valori pubblicati in figura fanno riferimento all'eccesso di capacità massimo nell'ora più "critica" di ogni trimestre.

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

Elaborazioni ENEA su dati GME:

http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=MSD_ServiziDispacciamento

Figura 5.36 – Variazione della quota % di vendite in borsa per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte (asse dx) – Il trim. 2020

Figura 5.37 – Variazione del prezzo medio orario tra il 2019 e il 2020 nelle diverse ore del giorno (sx) e curva media oraria del PUN (dx)

Elaborazioni ENEA su dati GME:

http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=MSD_ServiziDispacciamento

Figura 5.38 - PUN medio orario nel II trimestre 2020, giorni feriali e giorni festivi

Elaborazioni ENEA su dati GME:

http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=MSD_ServiziDispacciamento

Figura 5.39 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e in F2 e tra prezzo medio in F1 e in F3

Figura 5.40 – 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/l/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.

Figura 5.41 - Prezzi all'ingrosso sulle principali borse europee (€/MWh)

Figura 5.42 - Differenza tra il PUN e il prezzo minimo delle borse elettriche di Germania, Francia e Spagna (€/MWh)

Figura 5.43 - Esempio di risposta in frequenza per perdita di generazione con incidente pari a 0.1 pu della potenza del sistema, nel caso di un rapporto pari a 3 tra alta e bassa inerzia

Fonte: ESL@energ center, Politecnico Torino/Terna, 2018

Figura 5.44 - Intensità d'inerzia per unità di potenza dispacciata, convenzionale e non convenzionale per zona di mercato – 2018, 2030 PNIEC

Fonte: ESL@energ center, Politecnico Torino/Terna, 2018

Figura 5.45 - Curva di durata annuale di intensità d'inerzia per unità di potenza dispacciata per il sistema italiano al 2030 PNIEC per zona di mercato

Elaborazioni Politecnico di Torino/Terna su dati Terna

6. Prezzi dell'energia

Figura 6.1 - 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 6.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

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

Elaborazione ENEA su dati ARERA e GME.

Figura 6.4 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per i consumatori non domestici di maggiori dimensioni (€/kWh)

Elaborazione ENEA su dati ARERA e GME.

Figura 6.5 - Prezzi elettricità non domestici - Il semestre 2019, fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/a (c€/kWh in p.p.p.)

Figura 6.6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

Elaborazione ENEA su dati ARERA.

Figura 6.7 - Prezzi elettricità cons. domestici – Il semestre 2019, fascia consumo 2.500 - 5.000 kWh/a (c€/kWh in p.p.p.)

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT-

Figura 6.8 - Variazioni congiunturali prezzi medi dell'elettricità per i consumatori domestici in cinque capitali (Indagine HEPI)

Elaborazione ENEA su dati HEPI (<https://www.energypriceindex.com/latest-update>)

Figura 6.9 - 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 6.10 - 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 6.11 - Incidenza 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 6.12 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

La fascia di consumi annui è tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non al 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 Sm³/anno e sono calcolati come media pesata delle tariffe previste per le due fasce di consumo 5001-80.000 Sm³/anno e 80.001-200.000 Sm³/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 6.13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)

Vedi nota figura 6.12.

Figura 6.14 - Componente Cmem per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

Vedi nota figura 6.12.

Figura 6.15 - 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 6.12.

Figura 6.16 - 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 6.12.

Figura 6.17 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).

Vedi nota figura 6.12.

Figura 6.18 - Prezzi del gas al dettaglio in UE 28 per i consumatori non domestici nel secondo semestre 2019, al netto di tasse e imposte recuperabili, band I4 (100.000 - 1.000.000 GJ/a). Valori in c€/kWh in parità di potere d'acquisto.

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Luglio 2020