POLITECNICO DI TORINO
Repository ISTITUZIONALE

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Original
Analisi trimestrale del sistema energetico italiano / Gracceva, F., Baldissara, B., Zini, A., Colosimo, A., Tommasino, C., Bompard, E., Corgnati, S., Mosca, C., Tomassetti, G.. - In: ANALISI TRIMESTRALE DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO. - ISSN 2531-4750. - 1(2020).

Availability:
This version is available at: 11583/2831493 since: 2020-06-01T12:49:01Z

Publisher:
ENEA

Published
DOI:

Terms of use:

This article is made available under terms and conditions as specified in the corresponding bibliographic description in the repository

Publisher copyright

(Article begins on next page)

21 November 2026

ENEA

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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO



1/2020

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

n. 1/2020

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 e Cristina Tommasino (ENEA), Ettore Bompard, Stefano Corgnati e Carmelo Mosca (est@energycenter/PoliTO), G. Tomassetti (FIRE)

- Capitolo 1: B. Baldissara, A. Zini e F. Gracceva (ENEA), E. Bompard, S. Corgnati e C. Mosca (est@energycenter/PoliTO).
- Capitolo 2: F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: B. Baldissara
- Capitolo 6: F. Gracceva, A. Colosimo, A. Zini, G. Tomassetti (FIRE)
- Capitolo 7: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti 4

1. Prime stime degli effetti dell'emergenza Covid-19 sul sistema energetico italiano . 7

2. L'indice sintetico della transizione energetica alla fine del 2019 16

3. Variabili guida del sistema energetico..... 18

3.1 Mercati internazionali dell'energia..... 18

3.2 Variabili guida dei consumi energetici italiano 23

4. Quadro di sintesi dei consumi di energia nel 2019..... 26

4.1 Consumi di energia primaria 26

4.2 I consumi finali di energia 29

5. Decarbonizzazione 35

6. Sicurezza del sistema energetico 41

6.1 Sistema petrolifero..... 41

6.2 Sistema del gas naturale 45

6.3 Sistema elettrico 51

7. Prezzi dell'energia e competitività 59

7.1 Prezzi dell'elettricità..... 59

7.2 Prezzi dei prodotti petroliferi 62

7.3 Prezzi del gas naturale 63

7.4 L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon..... 65

Nota metodologica 67

Sintesi dei contenuti

Dalla pandemia un impatto senza precedenti sul sistema economico globale e nazionale

All'inizio del 2020 la pandemia legata al Covid-19 ha travolto il sistema economico globale in una misura e con una velocità senza precedenti. Se ancora a gennaio il Fondo Monetario Internazionale stimava per il 2020 una crescita globale di poco superiore al 3%, è poi passato a prevedere una recessione che "non ha precedenti", con una contrazione del 3% per l'anno in corso, incomparabile con quella legata alla crisi finanziaria del 2009, quando la flessione fu dello 0,1%. La caduta del PIL è inoltre prevista particolarmente marcata nell'Eurozona (-7,5%). Nel caso dell'Italia, che è stato il primo dei Paesi occidentali ad essere colpito dall'epidemia, nel I trimestre dell'anno il PIL si sarebbe ridotto di circa il 5% sul trimestre precedente, pressoché interamente per la fermata delle attività produttive non essenziali a marzo, che si stima abbia ridotto la produzione industriale di almeno il 15% sul mese precedente, il più forte calo mensile dal 1960. Il secondo trimestre dell'anno dovrebbe subire gli effetti del blocco in misura ancora maggiore, per cui nell'insieme del primo semestre del 2020 il PIL si ridurrebbe di circa il 15%, un calo "di intensità eccezionale, mai registrato nella storia della Repubblica" (Upb, 2020).

Effetti dirompenti sul sistema energetico globale

Questo shock macroeconomico e sociale ha già iniziato a produrre effetti dirompenti sul sistema energetico globale e sui mercati dell'energia. La domanda globale di petrolio, che a gennaio veniva prevista in crescita dell'1% nel 2020, è stimata ad aprile in calo di quasi 30 milioni di barili/giorno, un calo che non ha precedenti, e nell'ipotesi di un graduale ritorno alla normalità a partire da maggio a fine anno dovrebbe presentare il calo più forte mai registrato su base annua (-10% circa, contro il -7% del 2009). L'eccesso di offerta ha subito determinato un crollo del prezzo del petrolio, che ancora a gennaio era previsto per il 2020 stabile intorno ai 70 $/bbl (Brant dated) e a metà aprile è sceso al di sotto dei 20 $/bbl, livelli non più toccati dalla fine del secolo scorso. Ai minimi storici è precipitato anche il prezzo del gas.

In Italia drastico calo della domanda di energia a marzo (-15%), nel I trimestre 2020 consumi di energia in calo tendenziale del 7%. Complessivamente nel I semestre è probabile un calo superiore al 10%

- L'impatto dello shock risulta già particolarmente drammatico sul sistema energetico italiano, anche perché l'Italia è stato il primo Paese colpito dalla pandemia, con effetti sui consumi di energia e su tutte le dimensioni-chiave della transizione energetica. Secondo la stima preliminare ENEA, basata su dati parziali e non definitivi, nel corso dei primi tre mesi del 2020 i consumi di energia primaria sarebbero in diminuzione di oltre il 7% rispetto allo stesso periodo del 2019. Oltre la metà di tale riduzione è maturata a marzo, quando il fabbisogno di energia è risultato inferiore di oltre il 15% rispetto a marzo 2019. Per i consumi finali si stimano cali della stessa entità.
- In termini di fonti primarie la riduzione del I trimestre, pari a circa 3,5 Mtep in meno rispetto ai primi tre mesi del 2019, è stata trainata da petrolio e gas (-1,5 Mtep circa ciascuno, -12% il petrolio, -6% il gas), cui si aggiunge un calo dei solidi superiore a 0,5 Mtep (N.B.: stima su dati parziali). Sono invece stimate sugli stessi livelli dell'anno precedente le fonti rinnovabili e in lieve aumento le importazioni di elettricità (+0,2 Mtep).
- L'analisi di dettaglio delle prime cinque settimane di lockdown mostra la progressiva contrazione dei consumi di energia elettrica rispetto al corrispondente periodo del 2019, fino a una stabilizzazione su un calo di poco superiore al 20% nell'intero sistema Italia, di poco inferiore al 30% nella zona Nord. Andamento simile hanno avuto la domanda di gas naturale della termoelettrica e dell'industria, che dalla seconda metà di marzo si sono stabilizzate su un calo del 30% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Riduzioni anche più forti hanno riguardato i consumi di carburanti per aviazione (-66% a marzo) e di gasolio e benzina (-43%). Nel caso di questi ultimi, pur in mancanza di dati inframensili, è plausibile che nelle settimane più recenti il calo abbia ricalcato quello del traffico, stimato in riduzione fino all'80% fra fine marzo e inizio aprile.
- Il confronto della domanda di elettricità totale di marzo 2020 di Francia, Spagna, Germania, Gran Bretagna e Svezia mostra una variazione rispettivamente del -4%, -5%, -2%, -2% e 1% rispetto a marzo 2019, variazioni dunque inferiori a quelle registrate in Italia, spiegabili anche con il ritardo temporale del dispiegarsi della pandemia in quei Paesi rispetto all'Italia.
- Nel II trimestre dell'anno il calo dei consumi energetici sarà più forte di quello registrato nel I trimestre. Pur ipotizzando ottimisticamente un ritorno alla normalità già a giugno, la domanda di energia del II trimestre risulterebbe in calo tendenziale di quasi il 20% mentre complessivamente, nell'insieme del I semestre, il calo sarebbe ben superiore al 10% (rispetto al I semestre del 2019).

Ne 2019 i consumi di energia primaria sono stimati in calo superiore all'1%, in sostanziale coerenza con le variabili guida

- Il crollo dei consumi di energia nel 2020 si inserisce su un trend in lieve diminuzione. Secondo la stima ENEA, nel 2019 i consumi di energia primaria sono stati di poco inferiori ai 170 Mtep, in calo di oltre un punto percentuale rispetto al 2018, dopo gli aumenti della stessa entità registrati nei due anni precedenti. Il calo dei consumi nel 2019 è in linea con la modesta spinta negativa proveniente dalle principali variabili guida (clima più mite nei mesi invernali e calo della produzione industriale), ma vista la marginale crescita del PIL (+0,3%) l'intensità energetica dell'economia si è ridotta dell'1,5% circa.
- In termini di fonti primarie la riduzione di circa 2 Mtep rispetto al 2018 è imputabile al minor ricorso a solidi (-21%), import di elettricità (-13%) e in misura minore petrolio (-0,8%), per un totale di oltre 3 Mtep. Sono invece in aumento le rinnovabili (+1,3%) e soprattutto il gas naturale (+2,3%), in particolare nella termoelettrica. Nel 2019 il gas è tornato ad essere la principale fonte di energia del Paese (36% del mix), mentre è stabile al 75% la quota di fonti fossili nel mix energetico.
- Nella stima ENEA anche i consumi finali di energia, pari a circa 125,5 Mtep, sono in riduzione di oltre l'1% rispetto al 2018. Il calo è imputabile alle riduzioni in tutti i settori di impiego finale, nell'industria in coerenza con il calo della produzione industriale (-1,3% rispetto al 2018), nel civile in coerenza con le temperature miti dei mesi invernali. Nei trasporti l'aumento dei consumi nel trasporto aereo ha solo in parte compensato il calo dei trasporti stradali (-1%). Si conferma però il perdurare del peggioramento delle emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato e il rallentamento del tasso di ricambio del parco.

- Anche la richiesta di energia elettrica è diminuita nel 2019 (-0,6%), sebbene meno dei consumi finali totali, per cui è in leggero aumento l'elettrificazione del sistema, che resta comunque su un trend di lungo periodo stazionario. Dopo la forte contrazione degli anni della crisi economica e la ripresa degli anni 2015 e 2017, nell'ultimo biennio i consumi elettrici si sono mossi su un trend stazionario e a fine 2019 risultano ancora inferiori di quasi il 6% rispetto ai livelli precedenti alla crisi del 2009.
- Nella generazione elettrica è tornato a crescere il ricorso al gas naturale (+9%), favorito per un verso dal contesto di mercato, a scapito della produzione da carbone (-25%), per un altro dal calo dell'import di elettricità (-13%). In aumento anche le rinnovabili, che hanno prodotto circa 115 TWh di energia elettrica (1,5 TWh in più rispetto al 2018), grazie ad eolico e solare (+4,5 TWh dopo il calo del 2018) che hanno più che compensato la minore generazione idroelettrica (-3 TWh).

Emissioni di CO_2 nel 2020 verso un calo record a due cifre. Nel 2019 riduzione dell'1,5% trainata dal mercato

- Nel I trimestre del 2020 le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano sono stimate in calo di circa il 10%, maggiore di quello dei consumi di energia perché quest'ultimo si è concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quella a maggiore intensità carbonica. La proiezione dei consumi per il II trimestre descritta sopra porterebbe il calo delle emissioni nell'insieme del I semestre intorno al -15%.
- Nel 2019 la stima preliminare ENEA quantifica le emissioni di CO_2 in poco più di 320 Mt, in riduzione di circa l'1,5% rispetto ai livelli stimati per il 2018. Elemento determinante della riduzione è stata l'accelerazione del *phase out* del carbone nella termoelettrica, che ha portato da sola a una riduzione di circa 3 Mt. L'accelerazione è stata favorita dai bassi prezzi del gas naturale e dal rialzo del prezzo dei permessi di emissione. In calo anche le emissioni dei settori di impiego finale, ma in linea con i rispettivi cali dei consumi di energia. Nonostante il dato positivo dell'ultimo anno, il confronto con gli altri principali Paesi europei evidenzia che negli ultimi anni le emissioni di CO_2 in Italia si sono ridotte meno, pur a fronte di una ripresa dell'economica decisamente più modesta.

Prezzi dell'energia in forte calo nella prima metà del 2020, verso nuovi minimi storici in linea con i mercati all'ingrosso

- Nei primi mesi del 2020 il forte calo dei prezzi dell'energia sui mercati all'ingrosso provocato (o accentuato) dalla crisi sanitaria ha già prodotto effetti rilevanti sui prezzi dell'energia per i consumatori. Nella media del I semestre il prezzo dell'elettricità sul mercato tutelato sarà inferiore del 13% rispetto al II semestre 2019, quello del gas del 9%, a fronte di ribassi della componente materia prima del 26% per l'elettricità, del 12% per il gas. Questi ribassi non hanno però ancora recepito pienamente i cali dei prezzi all'ingrosso, che nel semestre è plausibile che saranno dell'ordine del 30% per l'elettricità, del 20% per il gas (ad aprile sono ai minimi storici sia il PUN sulla borsa elettrica sia il gas al PSV). In ogni caso, i ribassi dei prezzi all'ingrosso saranno frenati dal peso rilevante delle componenti diverse dalla materia prima: nel caso dell'elettricità il prezzo per il consumatore domestico tipo, che un anno fa era al massimo storico, è tornato da aprile sui minimi decennali (del 2011), ma con un costo della materia prima di 3,8 c€/kWh contro gli 8,7 del I trimestre 2011 (-56%). Questo perché le altre componenti, imposte escluse, sono più che raddoppiate.

Conseguenze del crollo della domanda elettrica per la gestione in sicurezza del sistema elettrico

- Il significativo calo della domanda elettrica legato alla pandemia ha già avuto un impatto rilevante sul mercato elettrico, con una riduzione della generazione termoelettrica. La presenza nel mix energetico di una quota predominante di generazione non convenzionale (che ad aprile in alcune ore ha superato il 70% della generazione totale) ha conseguenze sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico. La pronta disponibilità e flessibilità delle centrali convenzionali, quando richiesta dal gestore del sistema, rende comunque possibile mantenere il sistema in condizioni di sicurezza, pur a fronte di costi più elevati nel mercato dei servizi del dispacciamento.
- Sembra però significativo il calo della produzione oraria media eolica (oltre 2 GW) nelle ore centrali della giornata registrato nelle prime due settimane di aprile (confrontate con le prime due settimane di marzo), che induce a ritenere che sia stato necessario tagliare parte di questa produzione intermittente per lasciare spazio al termoelettrico, necessario alla sicurezza del sistema. Anche gli scambi con l'estero ne hanno risentito, anche in questo caso per la necessità di mantenere un numero maggiore di impianti convenzionali in produzione.

Indice ISPRED in calo per il quarto anno consecutivo (-8%), penalizzato dai prezzi e dalla lenta crescita delle rinnovabili

- A fine 2019 l'indice ISPRED è sugli stessi livelli di fine 2018, grazie ai due miglioramenti trimestrali consecutivi nella seconda metà dell'anno, che lo hanno fatto risalire dai minimi della serie storica (dal 2008) toccati a metà 2019. Nella media del 2019 l'ISPRED risulta però in calo per il quarto anno consecutivo (-8%), penalizzato delle componenti decarbonizzazione (-7%) e prezzi (-14%), le stesse componenti che hanno spinto il miglioramento dell'indice nella seconda metà dell'anno.
- Il peggioramento della dimensione decarbonizzazione in media d'anno è dovuto da un lato al fatto che il calo delle emissioni di CO_2 del settore elettrico non è stato sufficiente a spostare il trend di lungo periodo sulla traiettoria coerente con gli obiettivi, da un altro lato al fatto che la crescita delle fonti rinnovabili (quota sui consumi di energia ferma a poco più del 18%) si è ulteriormente allontanata dalla traiettoria coerente con gli obiettivi al 2030.
- Il peggioramento della dimensione prezzi in media d'anno sconta per un verso i prezzi più elevati dell'anno precedente, sia per l'elettricità sia per il gas naturale, nonostante la favorevole situazione dei mercati all'ingrosso (-33% il gas al PSV, -15% il PUN), per un altro verso il peggioramento relativo della posizione italiana rispetto alla media UE nel caso dei prezzi del gas. È invece migliorata la posizione relativa italiana nel caso dei prezzi dell'elettricità, che restano però tra i più alti d'Europa. Nella seconda metà dell'anno i cali dei prezzi all'ingrosso si sono progressivamente trasmessi sui prezzi al dettaglio, riportando l'indice su una traiettoria di miglioramento, ma il peso delle altre componenti del prezzo finale ha comunque limitato i ribassi.
- Complessivamente la dimensione sicurezza dell'ISPRED presenta una variazione contenuta rispetto al 2018 (-3%), ma con variazioni differenziate tra i diversi mercati e segmenti della supply chain. Nel sistema petrolifero sono aumentate le importazioni di greggio nonostante il calo dei consumi, perché è calata la produzione interna. Si segnala però la tenuta della raffinazione italiana in un contesto di mercato non favorevole. Il sistema del gas naturale ha invece beneficiato delle condizioni

prevalenti sui mercati internazionali, dove l'eccesso di offerta di GNL ha portato ai massimi le importazioni italiane, migliorando gli indicatori di diversificazione e di stabilità media dei fornitori (il GNL è divenuto la seconda fonte di import dopo la Russia). Infine nel sistema elettrico si segnala il calo dei margini di adeguatezza, causato dalla riduzione delle importazioni di elettricità (un dato che negli anni a venire potrebbe consolidarsi), mentre riguardo alla gestione del sistema è di rilievo l'ulteriore aumento dei volumi e dei costi dei servizi di dispacciamento.

Peggiorata la posizione competitiva dell'Italia negli scambi internazionali delle tecnologie energetiche low-carbon

Questo numero dell'Analisi trimestrale torna ad analizzare la situazione della competitività dell'Italia negli scambi internazionali delle tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio (fotovoltaico, veicoli elettrici e ibridi, accumulatori, solare termico, eolico). Dal 2015 al 2019 il saldo normalizzato italiano evidenzia una sempre maggiore dipendenza dalle importazioni: a fine 2019 l'indicatore si è collocato a –0,53, dunque un valore negativo piuttosto elevato. Particolarmente critico appare il posizionamento nella mobilità a basse emissioni (–0,97 per veicoli ibridi, –0,89 quelli elettrici), con un saldo negativo di 1,53 miliardi di dollari, un valore tale da incidere anche sulla bilancia commerciale del Paese. Parimenti, l'indice di vantaggio comparato rivelato, che misura il grado di specializzazione delle esportazioni, segna un valore di gran lunga inferiore a 1, in costante peggioramento dal 2012.

1. Prime stime degli effetti dell'emergenza Covid-19 sul sistema energetico italiano

Drammatico impatto dell'emergenza Covid-19 sul sistema economico: cali record per PIL e produzione industriale

Tra fine febbraio e inizio marzo si è assistito alla rapida diffusione del Covid-19, che ha determinato come risposta il ricorso alla decretazione governativa d'urgenza, con l'imposizione di un sostanziale blocco alle attività produttive e limitazioni agli spostamenti. Al momento in cui è redatta questa pubblicazione non è possibile stimare una data di ritorno alla normalità. Sussiste inoltre un notevole grado d'incertezza epistemica nelle stime dei diversi istituti circa le conseguenze della crisi sanitaria e del blocco delle attività sulla variazione del PIL. Secondo le valutazioni più recenti (Banca d'Italia, *Bollettino economico* n. 2/2020; Ufficio Parlamentare di Bilancio, Nota sulla congiuntura, aprile 2020) nel I trimestre del 2020 il PIL si sarebbe ridotto di circa il 5% sul trimestre precedente, pressoché interamente per la fermata delle attività produttive non essenziali a marzo, che si stima abbia ridotto la produzione industriale di almeno il 15% sul mese precedente, il calo mensile più forte dal 1960 (inizio della serie storica), tale da riportare l'indice sui livelli di marzo 1978 (Figura 1.1). A questo si è aggiunta la limitazione degli spostamenti, che ha più che dimezzato il traffico sulla rete stradale e autostradale (-55% a marzo).
Il secondo trimestre dell'anno dovrebbe subire ancor più gli effetti del blocco, come mostra il dato del traffico di aprile (-80% rispetto a febbraio; Figura 1.1). Ne deriva che "nell'ipotesi che le restrizioni vengano allentate in misura molto graduale a partire da maggio, si prefigura una contrazione congiunturale del PIL del secondo trimestre dell'ordine di ulteriori dieci punti percentuali" (UPB, cit., p. 19). Nell'insieme dei primi due trimestri dell'anno il PIL si ridurrebbe di circa quindici punti percentuali (Figura 1.1), un "calo dell'attività economica di intensità eccezionale, mai registrato nella storia della Repubblica". È significativo come questa stima sia decisamente più negativa del -10% ipotizzato per il I semestre nelle (meno recenti) previsioni di Confindustria (CSC, "*Le previsioni per l'Italia",* Primavera 2020), sempre sotto la condizione del "superamento della fase acuta dell'emergenza a fine maggio".
La condizione di estrema incertezza rende meno significative le previsioni circa l'evoluzione dell'economia italiana nell'intero 2020, le più recenti delle quali stimano comunque un calo del PIL di poco inferiore al 10%: la bozza di Documento di Economia e Finanza governativo prevede un calo dell'8%, mentre il World Economic Outlook di aprile del FMI prevede una contrazione del 9,1 per cento.

Una stima anticipata della diminuzione del PIL per zona di mercato sulla base della variazione del carico elettrico

Si è provato a elaborare una stima anticipata della riduzione del PIL italiano, anche differenziato per zona di mercato, sulla base delle rispettive riduzioni del consumo di energia elettrica (v. nota metodologica). I valori assunti e i risultati dell'analisi sono riportati in Tabella 1.1, in cui sono stimate a partire dai valori di intensità energetica elettrica assunti, le riduzioni di PIL per mese e zona geografica. Nella diminuzione dei consumi possono giocare un ruolo la variazione delle condizioni meteo, che non sono state, in prima approssimazione, espressamente considerate. Si può tuttavia considerare che l'impatto di tali variazioni possa essere limitato ad un massimo del 5%.
Si evidenzia una riduzione PIL più marcata al Nord e Centro Nord, con una variazione percentuale del 15% rispetto al mese di marzo medio di riferimento.

La riduzione di PIL totale a livello nazionale risulta del 12%, pari a circa *17.5 miliardi di euro*, di cui *12 miliardi di euro* solo al Nord (pari al 69% del totale). La variazione di PIL risulta così ripartita: zona Nord 69%, Centro Nord 13%, Centro Sud 15%, Sud 2.2%, Sicilia 0.6% e Sardegna 1.1%.

Figura 1.1 – Driver della domanda di energia (IV trimestre 2019=100)

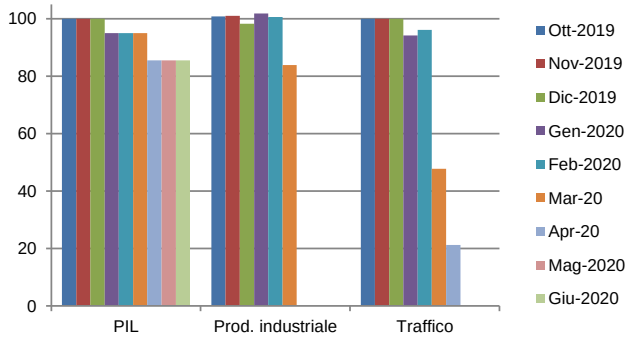


Tabella 1.1 – Valori di consumo di energia elettrica, stima di PIL, intensità energetica a marzo 2020 e variazione rispetto al mese di marzo medio 2018-2019 per zone di mercato e nazionale

		Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	*ITALIA*
MARZO 2020	consumo energia elettrica (TWh)	13,2	2,5	3,6	2,3	1,5	0,7	23,8
	Prodotto Interno Lordo (G€)	67,0	12,5	24,5	9,9	7,0	2,6	123,6
	Variazioni consumi - PIL (%)	-15%	-15%	-10%	-4%	-1%	-6%	-12%
	ΔPIL (G€)	-12,1	-2,2	-2,6	-0,4	-0,1	-0,2	-17,5

Nel I trimestre 2020 consumi di energia in calo tendenziale del 7% (-15% solo a marzo)

L'incertezza delle prime stime dell'impatto dell'emergenza sanitaria sull'economia è legata alla disponibilità ancora parziale degli indicatori sintetici del ciclo economico. Tra gli indicatori congiunturali utilizzati per l'elaborazione delle stime anticipate della crescita del PIL diversi sono relativi ai consumi di energia, per cui è invece possibile una più robusta prima stima dell'impatto del blocco dell'attività economica sui consumi di energia.
Secondo la stima preliminare ENEA, basata su dati parziali e non definitivi, nel corso dei primi tre mesi del 2020 i consumi di energia primaria risulterebbero in diminuzione di oltre il 7% rispetto allo stesso periodo del 2019. Oltre la metà di tale riduzione è maturata nel corso del mese di marzo, durante il quale il fabbisogno di energia è risultato inferiore del 15% rispetto al marzo dell'anno precedente. Anche per i consumi finali si stimano cali della stessa entità.

Nel II trimestre si accentua il calo dei consumi energetici, per il I semestre probabile un calo superiore al 10%

Proiettare l'evoluzione dei consumi di energia nei prossimi mesi è in questo caso esercizio di particolare complessità, anche perché non possono giungere in soccorso modelli econometrici che tentino di estrapolare dal passato schemi comportamentali in una situazione del tutto nuova.
D'altra parte, una proiezione di massima dei consumi di energia nel breve termine è resa possibile dalla combinazione di estrema tempestività di alcuni dati, che arrivano fino ad oltre la metà del mese di aprile, e di discreto grado di plausibilità dell'ipotesi di una sostanziale estensione ad aprile e in misura minore a maggio degli andamenti recenti.
Un dato relativamente certo è che nel II trimestre dell'anno il calo dei consumi energetici sarà più forte di quello registrato nel I trimestre, per il semplice fatto che gli effetti del *lockdown* si sono pienamente manifestati solo a partire dalla seconda metà di marzo. Il calo della domanda di energia stimato per il I trimestre ne ha risentito dunque solo in misura molto parziale. In questa prospettiva, assumendo per aprile la continuazione della tendenza della prima metà del mese, per maggio un progressivo ritorno sui livelli di marzo e infine a giugno una ottimistica ipotesi di ritorno alla "normalità", la domanda di energia del II trimestre risulterebbe in calo di quasi il 20%.

Calo dei consumi trainato da petrolio e gas

In termini di fonti di energia primaria la riduzione del I trimestre, pari a circa 3,5 Mtep in meno rispetto ai primi tre mesi del 2019 (Figura 1.3) è il risultato di cali simili della domanda di gas e petrolio (circa 1,5 Mtep ciascuno, ma in termini relativi il calo del petrolio è maggiore) e di un calo dei solidi superiore a 0,5 Mtep (N.B.: stima su dati parziali). Sono invece stimate sugli stessi livelli dell'anno precedente le fonti rinnovabili, mentre sono in lieve aumento le importazioni di elettricità (+0,2 Mtep).
Nel dettaglio, i consumi di gas sono diminuiti di circa 1,4 Mtep rispetto al I trimestre del 2019 (-7%), per la minore domanda di gas sia per la generazione termoelettrica (circa mezzo Mtep in meno, -10%) che per usi diretti (-6%). Il calo dei consumi di gas si è registrato sia nel bimestre gennaio-febbraio (-8% tendenziale), che nel mese di marzo (-4%).
I fattori climatici hanno favorito il calo della domanda di gas nel primo bimestre (-10% il gas per usi riscaldamento), mentre hanno invece contribuito a ridimensionare la riduzione complessiva del mese di marzo (+13% i consumi gas sulle reti di distribuzione).
La richiesta di gas per usi termoelettrici e industriali, in lieve calo già nei mesi di gennaio e febbraio (di circa il 6% medio tendenziale), è ulteriormente calata nel mese di marzo per gli effetti delle restrizioni alle attività produttive: -16% il gas per usi industriali, -18% quello alla termoelettrica (rispetto a marzo 2019, vedi oltre).
Nel corso del I trimestre 2020 anche i consumi di petrolio sono stimati in riduzione di circa 1,5 Mtep rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-11% la variazione tendenziale). Dopo il primo bimestre di marginale aumento tendenziale (inferiore allo 0,5%), nel mese di marzo i consumi di petrolio sono infatti diminuiti di circa il 30% rispetto a marzo 2019, per la riduzione del traffico veicolare (vedi oltre).
Per quanto riguarda le rinnovabili si stima una sostanziale invarianza rispetto ai livelli del I trimestre 2019; il risultato positivo della generazione idroelettrica (+17% tendenziale), ha di fatto compensato la minore produzione da fonti intermittenti (-10%): invariata la produzione solare, in deciso calo quella eolica (-18% tendenziale).
La riduzione della domanda di energia nei settori di impiego finale è stimata nel corso del I trimestre del 2020 pari a circa l'8% tendenziale (Figura 1.4). Oltre a gas e prodotti petroliferi (complessivamente in calo dell'8% tendenziale), anche la richiesta di elettricità sulla rete è diminuita nei primi tre mesi del 2020 (-4,5% tendenziale), per il deciso calo del mese di marzo (-10%, si veda oltre). Tale stima preliminare si deve per almeno il 50% al calo della domanda di energia del mese di marzo, ma è da ricercare anche nel fattore climatico, responsabile di almeno il 20% del calo complessivo della domanda nel trimestre (Figura 1.4).

Figura 1.2 – Fabbisogno di energia primaria in Italia (variazione trimestrale tendenziale, %)

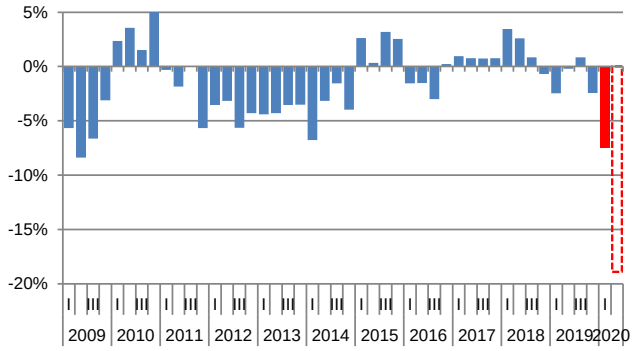
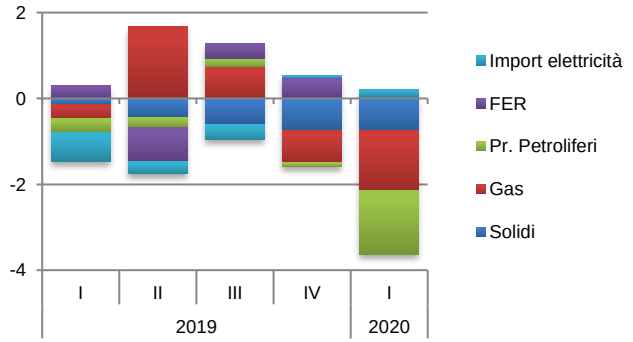


Figura 1.3 – Fabbisogno di energia primaria in Italia (var. tendenziale, Mtep)



Emissioni di CO_2 in calo più accentuato rispetto ai consumi energetici, intorno al -10% la stima per il I trimestre

Sulla base di tali stime preliminari è possibile quantificare il calo delle emissioni di CO_2 nel I trimestre 2020 pari a circa 9 Mt, corrispondenti a un valore del -10% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Si tratta di un calo più accentuato di quello dei consumi, perché la riduzione della domanda si è concentrata sulle fonti fossili, e tra queste su quella a maggiore intensità carbonica (questa stima dipende marginalmente anche dall'ipotesi che il calo dei solidi sia proseguito nei primi mesi del 2020 almeno ai ritmi del 2019, un'ipotesi peraltro confermata dal fortissimo calo delle vendite di elettricità da solidi sulla borsa elettrica nel bimestre febbraio-marzo). Vi sono inoltre segnali che alcuni operatori potrebbero decidere di anticipare i tempi per l'abbandono del carbone alla luce di possibili criticità negli approvvigionamenti, come nel caso di A2A con la centrale Lamarmora di Brescia (*QE* 16/4/2020).
In corrispondenza della proiezione dei consumi per il II trimestre descritta sopra il calo delle emissioni di CO_2 potrebbe nel II trimestre corrispondere a un calo di circa altri 15 Mt, superando il -20%, mentre nell'insieme del I semestre si collocherebbe intorno al -15%.
Pur considerando che queste stime sono necessariamente approssimative, la Figura 1.5 evidenzia come in questo scenario la riduzione delle emissioni del I semestre 2020 sia comparabile con quella registrata nel 2009. Allora nell'intero anno si verificò una riduzione di circa 45 Mt, nel I semestre 2020 si profila una riduzione di circa 25 Mt.
In termini di importanza relativa dei diversi settori, la riduzione delle emissioni dei trasporti rappresenta il 40% del calo complessivo del I trimestre (rispetto allo stesso periodo 2019), l'industria il 10%, il civile il 15%, la termoelettrica il 35%. Nel caso del 2009 circa la metà della riduzione complessiva delle emissioni rispetto ai livelli dell'anno precedente (-45 Mt CO_2) era da imputare al settore della generazione elettrica, il 40% all'industria, il 10% ai trasporti.

Nelle prime cinque settimane di lockdown netta riduzione dei consumi di energia elettrica (-17%)

La Figura 1.6 riporta l'andamento dei consumi di energia elettrica nel periodo compreso tra il primo lunedì di marzo e la seconda domenica di aprile per il 2020 e il 2019. È evidente la portata e l'istantaneità dello *shock* esogeno determinato dai provvedimenti d'emergenza. In termini tendenziali, complessivamente la riduzione rispetto alle omologhe cinque settimane del 2019 è pari ad oltre 5,1 TWh, equivalente a un -17%.
Il valore di potenza medio è passato da un massimo di 36 GW nella settimana *02-08 marzo 2020* ad un valore minimo di 27,4 GW nella settimana *06-12 aprile 2020*. Da stime Terna, nel mese di marzo 2020 i consumi elettrici in Italia si sono ridotti del 10% rispetto allo stesso del mese del 2019, passando da 26,4 TWh a 23,7 TWh. Per la zona Nord si è passati da 15,2 TWh di marzo 2019 a 13,2 TWh con riduzione del 13%.
Se si guarda al dato mensile, per trovare un mese di marzo con una richiesta di energia elettrica in rete inferiore a quella del 2020 occorre tornare indietro di 23 anni.
Un altro segnale della portata dello shock sembra venire dal fatto che dai dati emerge come nella prima settimana di *lockdown* si siano registrati persistenti errori medi di previsione negativi nelle stime di fabbisogno elaborate da Terna (v. Nota metodologica).

Figura 1.4 – Variazione tendenziale dei consumi di gas, petrolio ed elettricità nei settori di uso finale nel I trimestre 2020 (Mtep)

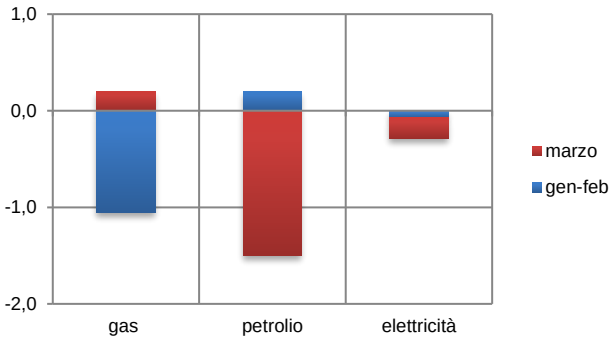


Figura 1.5 – Emissioni totali di CO_2 da usi energetici nell'anno scorrevole (somma ultimi 4 trimestri)

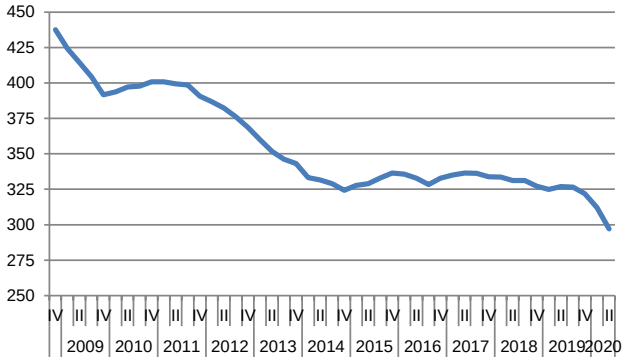
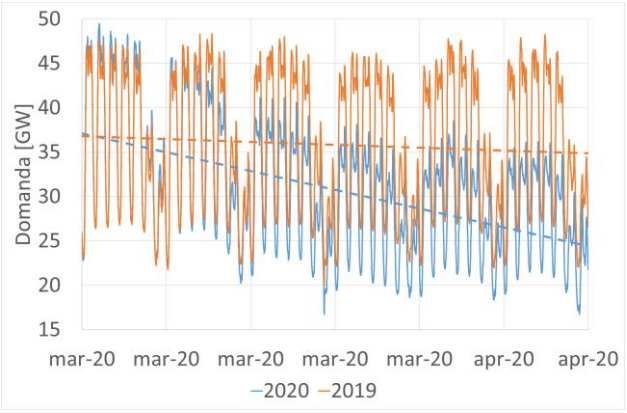


Figura 1.6 – Andamento giornaliero della domanda di energia elettrica tra il primo lunedì di marzo e la seconda domenica di aprile a confronto per il 2020 e il 2019



Si appiattisce il profilo della curva di domanda media oraria

La curva della domanda elettrica oraria media relativa alle prime sei settimane di lockdown (Figura 1.7) ha subito una traslazione verso il basso, ma a questo si aggiunge un significativo cambiamento della sua forma, perché la riduzione è stata più forte nelle prime ore della mattina e nel primo pomeriggio: tra le 7 e le 10 la diminuzione della domanda ha superato il 20% in termini relativi, gli 8 GW in termini assoluti; tra le 14 e le 17 la riduzione ha superato il 18% e i 7GW; nelle ore restanti si è invece aggirata intorno al 15%, tra i 4 e i 6 GW in valore assoluto.

Ripartizione territoriale e settimanale dei consumi

La Figura 1.8 riporta una sintesi per settimane e per le principali zone geografiche. Senza grande sorpresa sono le regioni italiane a maggior connotazione industriale, quelle del nord e del centro-nord, ad essere particolarmente caratterizzate dalla riduzione dei consumi (rispettivamente circa -22% e -19% nelle cinque settimane in esame). Nondimeno, anche per queste regioni si tratta di una riduzione dei consumi forse inferiore a quella corrispondente a una fermata generalizzata dell'attività produttiva, o almeno compatibile con la considerazione che molte attività produttive sono comunque rimaste aperte. Una considerazione che trova riscontro nell'ultima *Nota mensile sull'andamento dell'economia italiana* dell'ISTAT (marzo 2020), in base alla quale soltanto un terzo della produzione italiana si sarebbe fermato.
Guardando all'evoluzione dei consumi elettrici nel corso delle cinque settimane in esame, la settimana che comprende l'entrata in vigore del primo decreto di chiusura delle attività produttive (*w2*) registra subito un calo tendenziale significativo, ma è a partire dalla settimana successiva (*w3*) che la riduzione si fa più consistente, fino ad arrivare al *plateau* (*w4*-*w6*). Infine, è interessante che sembra scorgersi nella zona Nord un accenno di ripresa congiunturale dei consumi nelle ultime due settimane.
In Tabella 1.2 viene confrontata l'evoluzione della situazione elettrica della zona Nord, come zona maggiormente interessata dal fenomeno, con la Sicilia, come zona, insieme alla Sardegna, in cui si è avuto il minore impatto. La perdita di carico rispetto alla settimana di riferimento *17-23 febbraio 2020* risulta del 20% per la zona Nord e del 9% per la Sicilia, mentre la potenza massima si riduce del 20% nella zona Nord, rimanendo abbastanza costante in Sicilia.

Figura 1.7 – Curva di domanda oraria media delle prime sei settimane di lockdown

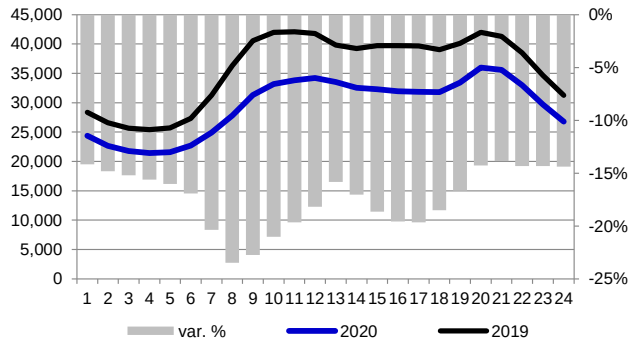


Figura 1.8 – Domanda di energia elettrica settimanale (TWh) e sua variazione % rispetto al 2019 tra la prima settimana di marzo (w1) e la seconda settimana di aprile (w6) nel 2020

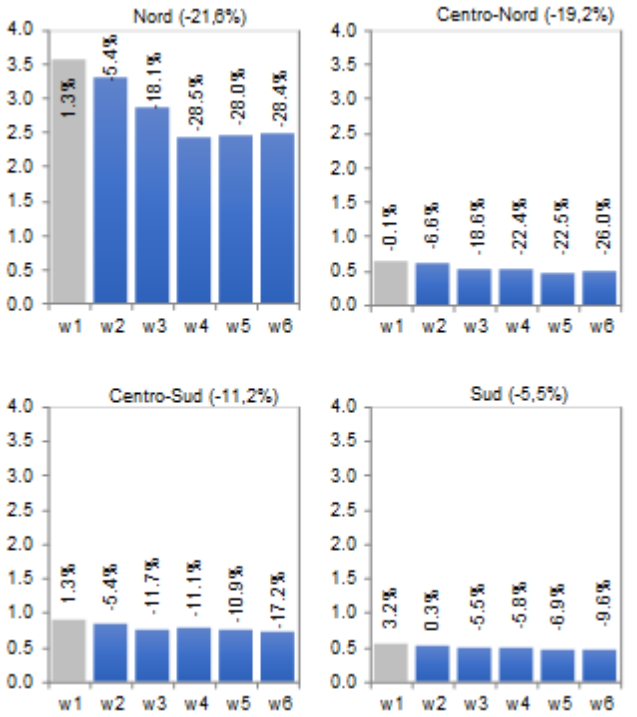


Tabella 1.2 – Valori di potenza massima, potenza media, energia e variazione percentuale per le settimane in esame tra le zone Nord e Sicilia

	Nord				Sicilia			
	P_{max} [*pu*]	P_{med} [*pu*]	Energia [*TWh*]	Var. [*%*]	P_{max} [*pu*]	P_{med} [*pu*]	Energia [*TWh*]	Var. [*%*]
17-23 Feb 2020	1,00	1,00	3579	0%	1,00	1,00	362	0%
24-01 Feb 2020	1,00	0,98	3512	-2%	0,97	0,97	352	-3%
02-08 Mar 2020	1,01	0,99	3551	-1%	0,98	0,99	356	-1%
09-15 Mar 2020	0,93	0,91	3257	-9%	1,03	0,96	348	-4%
16-22 Mar 2020	0,80	0,79	2834	-21%	0,97	0,91	330	-9%

Consumi totali di gas in calo del 3% a marzo, sostenuti dalle temperature

Per effetto delle restrizioni alle attività produttive per il contenimento della crisi sanitaria, nel corso delle cinque settimane che vanno dal 1 marzo al 4 aprile 2020 la domanda di gas naturale in Italia è stata pari a quasi 7,4 miliardi di Sm^3, in calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente di circa 230 milioni di Sm^3 (-3%, Figura 1.9).
A contenere un calo altrimenti molto più significativo della domanda è stato l'aumento dei consumi di gas del residenziale, perché i cali della domanda nella termoelettrica e nell'industria sono invece stati molto forti.
Più nel dettaglio, nel corso delle settimane di analisi la domanda di gas per usi termoelettrici è stata pari a circa 1920 milioni di Sm^3, 515 in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-20%), per il deciso calo dei consumi elettrici derivanti dal blocco delle attività produttive. Dalla Figura 1.10 emerge infatti come nel corso della seconda metà del mese il ricorso al gas per la termoelettrica si sia ridotto del 30% in termini tendenziali, in modo sostanzialmente coerente con l'andamento della domanda elettrica sulla rete, in progressivo calo fino al 20% nella terza settimana. La riduzione della domanda di gas è comunque stata superiore a quella della domanda di elettricità, dal momento che la generazione da fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mese di marzo è calata di appena il 4% rispetto allo stesso periodo del 2019, mentre le importazioni nette sono in lieve aumento.

Consumi di gas per usi industriali in calo a marzo del 18%

Nel corso del mese di marzo i consumi di gas per usi industriali si sono ridotti in maniera drastica rispetto allo stesso periodo del 2019. Come emerge dalla Figura 1.11, dopo che nelle prime due settimane del mese la domanda di gas era risultata inferiore mediamente del 6% rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente, nelle settimane successive il calo della domanda è risultato via via sempre più sostenuto, in perfetto allineamento con le misure sempre più restrittive decise. La Figura 1.11 evidenzia come nel corso della terza settimana di marzo (dal 21 al 28) la domanda industriale di gas naturale sia risultata inferiore di circa il 20% in termini tendenziali (oltre 50 Mni di Sm^3 in meno). Nel corso della successiva quarta settimana la riduzione tendenziale è ulteriormente cresciuta, fino al -30% circa, quasi 85 Mni di Sm^3 in meno, per poi assestarsi sugli stessi livelli nella settimana a cavallo tra marzo ed aprile. In termini cumulati, nel corso delle 5 settimane analizzate i consumi di gas naturale per usi industriali sono stati pari a circa 1230 milioni di Sm^3, oltre 260 Mni in meno rispetto allo stesso periodo del 2019 (-18%).
In base ai dati disponibili al momento di chiusura di questa pubblicazione la variazione acquisita per la prima metà dell'anno è pari al – 8%.

Cunsumi di gas sulle reti di distribuzione in aumento nel mese di marzo per le temperature più rigide

Nel corso delle stesse cinque settimane i consumi di gas naturale sulle reti di distribuzione sono stati pari a circa 4,2 Mdi di SMC, superiori di circa il 15% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Come emerge dalla Figura 1.12, la domanda di gas è stata superiore in particolare nel corso della prima settimana (+20%) e delle ultime due (oltre il 30% in termini tendenziali). Tale risultato è coerente con le temperature mediamente più rigide a marzo di oltre un grado e mezzo (-13%), ed in particolare a fine mese. Un dato in totale controtendenza con il resto dell'inverno appena concluso, che risulta essere stato il più caldo di sempre sull'Europa da quando si effettuano le misurazioni.

Figura 1.9 – Consumi di gas naturale in Italia a marzo 2020 (var. tend. cumulata in Mni SMC su asse sx e % asse dx)

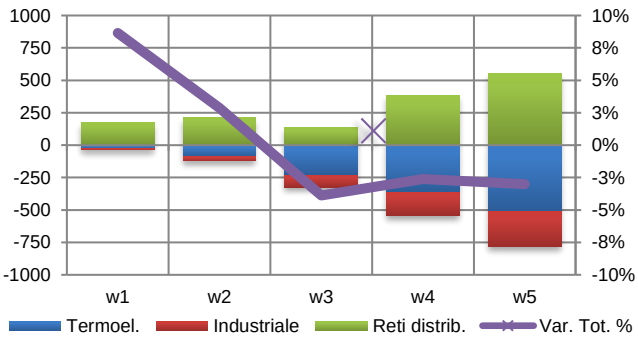


Figura 1.10 – Consumi di gas naturale per usi termoelettrici nel mese di marzo (var. tendenziale in Mni SMC su asse sx e % su asse dx) e domanda el. (var.% asse dx)

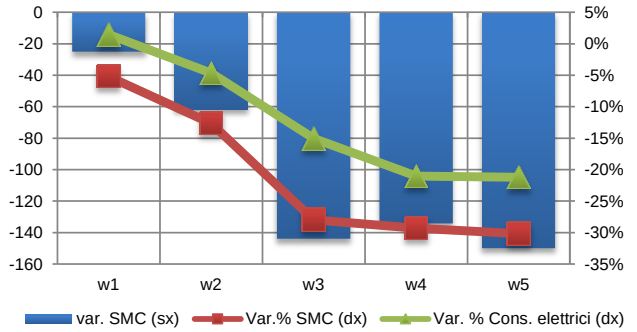


Figura 1.11 – Variazione tendenziale dei consumi di gas naturale per usi industriali nelle 5 settimane di marzo 2020 (Mni SMC asse sx, in % asse dx)

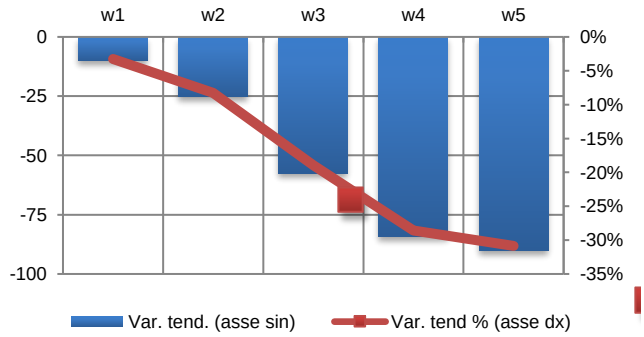
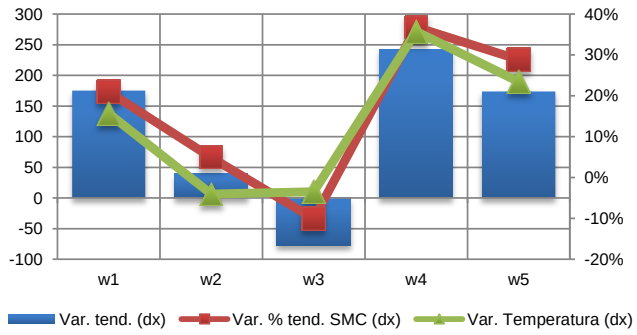


Figura 1.12 – Var. tend. consumi di gas su rete di distribuzione nelle 5 settimane di marzo 2020 (Mni SMC asse dx, in % asse sx) e della proxy temperatura (1/temperatura media, asse dx)



A marzo vendite di prodotti petroliferi in calo del 30%, cali maggiori per carburanti per autotrazione e carboturbo

Nel mese di marzo i consumi di prodotti petroliferi sono stati pari a circa 3,3 milioni di tonnellate, quasi 1,5 milioni in meno rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-31%). In termini di prodotti (Figura 1.13), i principali carburanti per autotrazione (gasolio motori e benzina) sono complessivamente diminuiti di circa 1,1 milioni di tonnellate (-43% rispetto al marzo 2019). Le vendite di benzina hanno registrato riduzioni tendenziali più marcate (-52%) rispetto alle vendite di gasolio (-41%), in linea con i dati relativi al traffico veicolare, che mostrano un calo meno deciso per i soli veicoli pesanti (si veda oltre). In termini relativi sono i consumi di carboturbo a far segnare il calo tendenziale più marcato: -66% rispetto al marzo 2019 (-24% complessivo nel trimestre), per effetto del deciso calo del traffico aereo.
Si sottolinea infine il calo della petrolchimica, -10% (dopo il -2% registrato nel precedente bimestre) e dei bitumi, i cui consumi si sono di fatto dimezzati rispetto al marzo 2019, per la chiusura dei cantieri (Figura 1.13).
Secondo elaborazioni dell'Unione Petrolifera basate su stime preliminari e non definitive, nel mese di aprile i consumi di prodotti petroliferi dovrebbero mostrare cali anche più decisi, circa il 50% in meno rispetto ai livelli dello stesso mese dell'anno scorso. In particolare, i consumi di carboturbo per aviazione ad aprile potrebbero ridursi fino ad appena un decimo dei livelli di aprile 2019, mentre i carburanti per autotrazione potrebbero mostrare riduzioni tendenziali superiori al 50%.

Traffico veicolare dimezzato rispetto ai livelli di marzo 2019; più contenuta la riduzione dei veicoli pesanti

Secondo i dati ANAS il traffico veicolare sulla rete di competenza ANAS, misurato tramite l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR), nel mese di marzo 2020 risulta 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 più contenuto (-25%). Anche rispetto al precedente mese di febbraio, le riduzioni stimate per marzo 2020 sono di simile entità: oltre il 50% in meno per il traffico veicolare totale, del 24% per i pesanti.
Come emerge dalla Figura 1.14, rispetto ai livelli di traffico della prima settimana di marzo 2020, i dati dell'ANAS evidenziano come il traffico veicolare totale si sia dimezzato nel corso della seconda settimana del mese, dal 9 al 15 Marzo, in corrispondenza dell'attuazione delle misure di contenimento. Nella settimana 16-22 marzo il traffico è stato meno che un terzo ed in quella successiva appena un quinto rispetto ai livelli di inizio mese. Il calo dei soli veicoli pesanti è stato invece più contenuto: "solo" -10% nella seconda settimana, fino a dimezzarsi nell'ultima settimana del mese (sempre rispetto alla prima settimana del mese).
La decisa riduzione del traffico veicolare sulla rete ANAS di marzo è confermato dai dati parziali del mese di aprile: nella prima metà del mese il calo del traffico veicolare è stato pari al 79% rispetto allo stesso periodo del 2019, del 48% per i soli veicoli pesanti. Anche i dati relativi alla rete autostradale gestita da Atlantia confermano che il traffico si è progressivamente ridotto dall'inizio di marzo, fino a risultare nella prima settimana di aprile inferiore di circa l'80 per cento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Crollo del mercato dell'auto a marzo, appena 28 mila nuove immatricolazioni (-85% rispetto al marzo 2019)

Elemento di preoccupazione sia per l'economia che per la decarbonizzazione del settore trasporti è rappresentato inoltre dal crollo del mercato dell'auto, sostanzialmente annullato dal blocco delle vendite. Nel mese di marzo le nuove immatricolazioni sono appena 28 mila autovetture, con un calo senza precedenti dell'85% sia rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (194 mila vetture) sia rispetto alle vendite dei primi due mesi del 2020 (quasi 160 mila immatricolazioni al mese, Figura 1.15).
In termini cumulati, nei primi tre mesi del 2020 le nuove immatricolazioni sono inferiori a 350 mila vetture, il 35% in meno rispetto ai livelli dello scorso anno.

Figura 1.13 – Vendite dei principali prodotti petroliferi nel mese di marzo (var. assoluta kt asse sin, var. % asse dx)

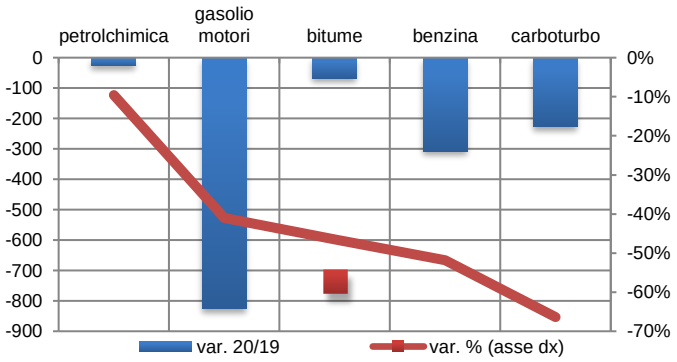


Figura 1.14 – Traffico veicoli leggeri e pesanti su rete ANAS nelle settimane di marzo 2020 (I settimana=100)

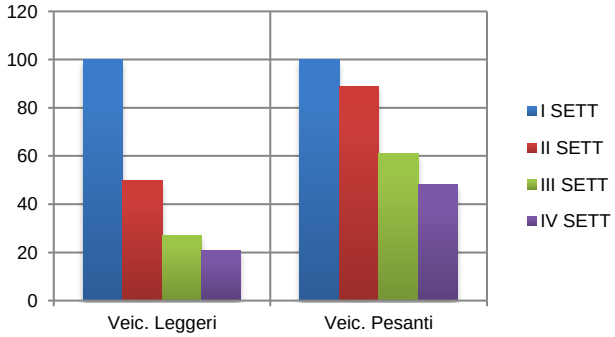
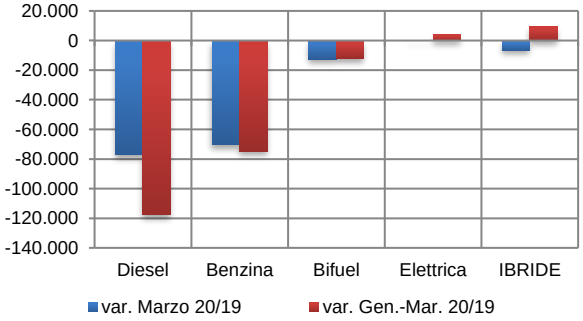


Figura 1.15 – Nuove immatricolazioni autovetture in Italia a marzo e nel I trimestre del 2020 (variazione rispetto al 2019)



Trasporto marittimo in calo a marzo (-5%), ma atteso in deciso riduzione ad aprile

Ad essere meno colpito nel mese di marzo è stato il trasporto navale (circa il 5% di riduzione tendenziale), con differenze nei diversi porti italiani. Per quanto riguarda ad esempio il porto di Genova, si è registrato un calo tendenziale delle merci mobilitate del 10%, e le stime per il mese di aprile sono di una contrazione del 25% (fonte ANSA). Anche a livello nazionale per il mese di aprile si prevede un calo più marcato rispetto a marzo (dell'ordine del 20% tendenziale), sia per la frenata del commercio estero, che per il trasporto passeggeri (crociere e collegamenti con le isole, fonte UP).

Primi effetti della crisi di domanda sui prezzi dell'elettricità

La riduzione della domanda di elettricità ha effetti immediati sul mercato elettrico, in quanto ha come conseguenza diretta una riduzione della generazione termoelettrica dovuta al suo posizionamento più in alto nell'ordine di merito economico rispetto al rinnovabile, con una riduzione dei prezzi dell'energia nel mercato del giorno prima. È possibile osservare la notevole riduzione del PUN (Prezzo Unico Nazionale) nella settimana *16-22 marzo* rispetto alle precedenti in Figura 1.16. In particolare, il PUN ha avuto una riduzione media di circa 10 €/MWh (pari al 24%) dalla settimana *17-23 febbraio* alla settimana *16-22 marzo*.
Se, da un lato, il calo della domanda ha determinato una riduzione del costo dell'energia, dall'altro possono esserci extra-costi determinati dal raggiungimento dei requisiti di adeguatezza e sicurezza, che implica la disponibilità di una serie di servizi (*servizi ancillari*) quali la regolazione di frequenza, l'approvvigionamento della riserva, la regolazione della tensione/potenza reattiva e la riaccensione della rete. Questi servizi, che in un contesto competitivo, sono approvvigionati anche seguendo una logica di mercato (MSD – Mercato Servizi Dispacciamento), non possono essere garantiti nel caso di massiccia penetrazione di generazione da fonti rinnovabili di tipo fotovoltaico ed eolico non convenzionali.
Nei primi mesi del 2020 il forte calo dei prezzi dell'energia sui mercati all'ingrosso provocato (o accentuato) dalla crisi sanitaria ha già prodotto effetti rilevanti sui prezzi dell'energia per i consumatori.
Nella media del I semestre il prezzo dell'elettricità sul mercato tutelato sarà inferiore del 13% rispetto al II semestre 2019, quello del gas del 9%, a fronte di ribassi della componente materia prima del 26% per l'elettricità, del 12% per il gas. Il prezzo per il consumatore domestico tipo, che un anno fa era al massimo storico, è tornato da aprile sui minimi decennali (del 2011), ma con un costo della materia prima di 3,8 c€/kWh contro gli 8,7 del I trimestre 2011 (-56%). Questo perché le altre componenti, imposte escluse, sono più che raddoppiate: la spesa per la materia energia è diminuita del 56% e il suo peso in bolletta è passato dal 56% al 24%; la spesa per la commercializzazione è triplicata (+196%) e il suo peso in bolletta è passato dal 4% all'12; la spesa per il trasporto dell'energia e la gestione del contatore è aumentata del 57% e il suo peso in bolletta è passato dal 16% al 24%; la spesa per oneri di sistema è quasi triplicata (+185%, da 1,5 a 4,2) e il suo peso in bolletta è passato dal 9% al 26%; infine, le imposte sono aumentate del 2% e il loro peso in bolletta è rimasto invariato al 14%.

Primi effetti sul prezzo del gas per i consumatori domestici

All'inizio dell'anno anche il prezzo del gas è sceso sotto il minimo decennale (minimo precedente registrato nel II trimestre 2016). In questo caso il prezzo sul mercato tutelato ha seguito in modo più preciso l'evoluzione del prezzo della materia prima. D'altra parte, sembra invece ancora parziale l'allineamento tra quest'ultima e il prezzo al PSV (Figura 1.18). I ribassi registrati finora non hanno infatti ancora recepito pienamente i cali dei prezzi all'ingrosso, che nel semestre è plausibile che saranno dell'ordine del 30% per l'elettricità e del 20% per il gas (ad aprile sono ai minimi storici sia il PUN sulla borsa elettrica sia il gas al PSV). In ogni caso i ribassi dei prezzi all'ingrosso saranno frenati dal peso rilevante assunto delle componenti diverse dalla materia prima.

Figura 1.16 – Andamento PUN medio giornaliero nelle settimane indicate (elaborazione ESL@energycenter/PoliTO su dati GME).

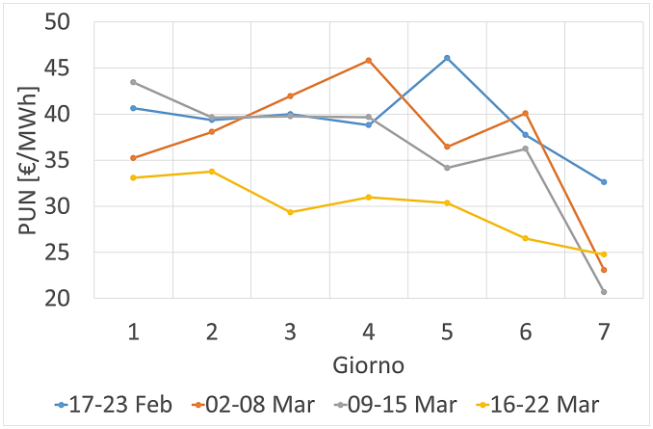


Figura 1.17 – Prezzo dell'energia elettrica sul mercato tutelato e sue componenti nel I trimestre 2011 e nel II trimestre 2020

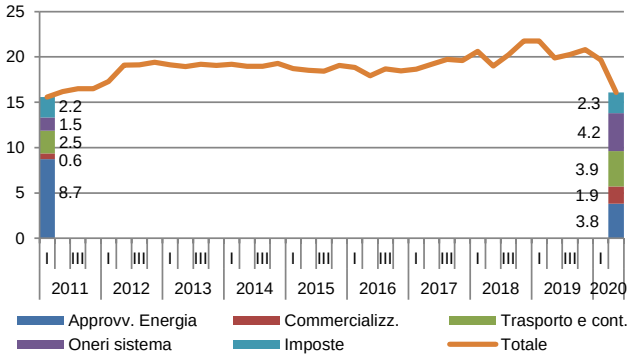
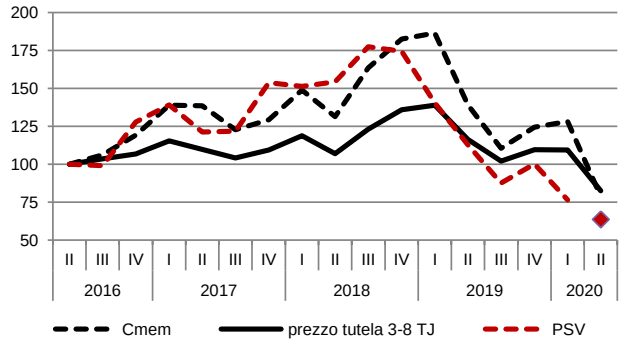


Figura 1.18 – Prezzo del gas sul mercato tutelato e della sua componente materia prima, prezzo del gas al PSV (II trimestre 2016=100)



Effetti della crisi di domanda sul dispacciamento e la sicurezza del sistema elettrico

In seguito al lockdown italiano dovuto alla diffusione dell'epidemia da COVID-19, desta particolare attenzione la sicurezza del sistema elettrico nazionale con riferimento alla conseguente riduzione del carico elettrico e al rapporto percentuale tra fonti fossili e rinnovabili, con particolare riferimento al fotovoltaico e all'eolico.
Per una valutazione preliminare dei possibili effetti sulla sicurezza degli eventi susseguitesi nei giorni scorsi in seguito alla diffusione dell'epidemia da COVID-19, si è calcolato l'*indice di penetrazione non convenzionale σ*, inteso come la quota di generazione non convenzionale rispetto alla generazione totale (Figura 1.19). Se si analizza l'indice *σ* orario per alcune settimane dell'anno 2020, i valori sono cresciuti notevolmente nelle settimane di evoluzione dell'epidemia, con valori massimi di 0.46 nelle settimane *17-23 febbraio* e *09-15 marzo* e 0.42 nella settimana *16-22 marzo*. In particolare, nella settimana *16-22 marzo* si sono avuti valori maggiori a 0.25 per più del 30% della settimana. Tuttavia, un confronto con la settimana a cavallo delle festività pasquali dello scorso anno (*19-25 aprile 2019*), mostra valori di σ simili e anche maggiori di quelli delle settimane del 2020 analizzate (valore massimo 0.46). Questo indica che il sistema ha già affrontato simili situazioni in passato ed è in grado di gestirle.
In genere, i rischi per il sistema sono maggiori in caso di aumento della domanda, situazione in cui si può avere carenza nella ridondanza della generazione e maggiore sollecitazione della infrastruttura. Nel caso di significativo calo della domanda il problema è relativo alla presenza nel mix energetico di una quota predominante di generazione non convenzionale. Tuttavia, se le centrali convenzionali sono disponibili a produrre quando servono, e quando richiesto dal gestore del sistema elettrico, si riesce a mantenere comunque il sistema in condizioni di sicurezza. Ciò può significare ad esempio mantenere in produzione gruppi termoelettrici necessari per i requisiti di qualità e stabilità di tensione e frequenza, a fronte di costi che potrebbero essere più elevati per il sistema. Quello che conta in termini di sicurezza è anche la flessibilità degli impianti, necessaria per intervenire in tempi rapidi, che potrebbe essere soddisfatta dai generatori di tipo idroelettrico, previa disponibilità di risorse dai bacini di accumulo. Anche gli scambi con l'estero possono essere tenuti in considerazione, riducendo l'import per mantenere un numero maggiore di impianti convenzionali in produzione.
In definitiva, il sistema elettrico nazionale ha tutte le condizioni per mantenere i requisiti di adeguatezza e sicurezza, anche se a fronte di possibili incrementi nei costi per l'approvvigionamento di servizi ancillari.

Impatto rilevante sul mix di generazione

Confrontando il mix di generazione delle prime due settimane di aprile con quello delle prime due settimane di marzo (Figura 1.19) un dato che sembra significativo è il calo della produzione eolica nelle ore centrali della giornata, fino a circa 2 GW di differenza, un valore che non sembra spiegabile con la semplice variabilità della ventosità, ma induce a ritenere che sia stato necessario tagliare parte di questa produzione intermittente, per lasciare uno spazio minimo al termoelettrico. Sempre al fine di favorire quest'ultimo è stato necessario per la sicurezza del sistema ridurre in modo drastico le importazioni di elettricità, divenute negative nella gran parte delle ore, con variazioni superiori a -7 GW. Infine, evidentemente per inseguire la ripida rampa di carico della domanda residua, è divenuta ancora più ripida la risalita serale della produzione idroelettrica (+6 GW in media ad aprile, +4 GW a marzo). Mentre l'assorbimento medio dei pompaggi è arrivato ad aprile a 1,5 GW nelle ore centrali, salendo fino a quasi 3 GW nei giorni festivi.
Riguardo al netto dei transiti di potenza verso l'estero, un'elaborazione dei dati relativi alla settimana *16-22 marzo 2020* evidenzia come si sia osservata una riduzione dell'energia importata del 9% (pari a circa 88 GWh) rispetto alla settimana *27-23 febbraio 2020*, fino ad un massimo del 22% (circa 250 GWh) rispetto alla settimana *02-08 marzo 2020*. In Figura 1.20 si riporta a livello esemplificativo la curva di durata degli scambi con la Svizzera per alcune settimane di marzo e aprile 2020: a partire dal 30 marzo si è avuto un annullamento degli scambi con un export che ha raggiunto anche i 3 GW dall'Italia verso la Svizzera.

Figura 1.19 – Curva media oraria della produzione idroelettrica ed eolica e delle importazioni – confronto tra il periodo 1-14 marzo 2020 e 1-14 aprile 2020

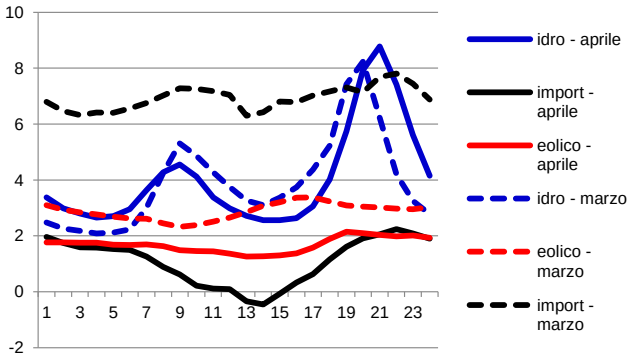


Figura 1.20 – Curva di durata indice di penetrazione non convenzionale orario per le settimane indicate (elaborazione ESL@energycenter/PoliTO su dati Terna)

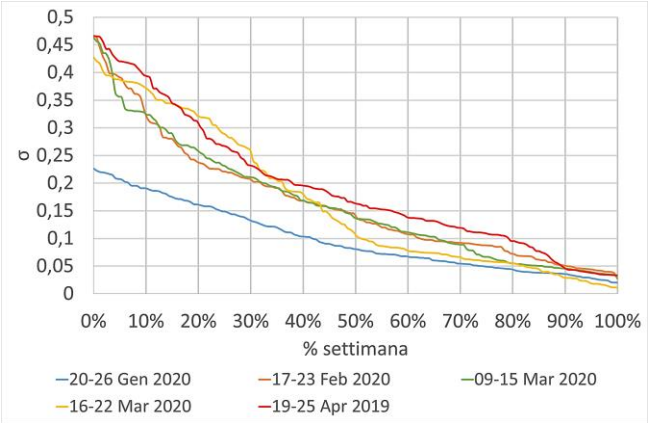
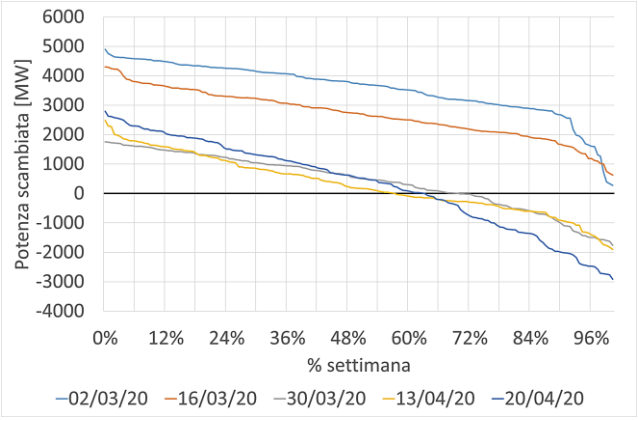


Figura 1.21 – Curva di durata scambio di potenza Italia-Francia nelle settimane indicate (elaborazione ESL@energycenter/PoliTO su dati Terna)



Variazioni della domanda elettrica nei principali Paesi europei

Confrontando la domanda di elettricità totale di marzo 2020 di Francia, Spagna, Germania, Gran Bretagna e Svezia, senza considerare effetti metereologici o di calendario, si osserva in Tabella 1.3 una riduzione del carico dovuta anche alle misure di contenimento per l'emergenza sanitaria da COVID-19 intraprese da ogni singolo Paese, con un ritardo rispetto alla situazione italiana di circa una settimana per Spagna (-5%), Germania (-2%) e Francia (-4%), e di due settimane rispetto al Regno Unito (-2%). Emblematico il caso della Svezia, con domanda in lieve aumento (1%) e dove il governo non ha intrapreso misure di emergenza per il Paese, se non su base volontaria e parziali, almeno fino al periodo in esame. La riduzione della domanda di elettricità nei Paesi analizzati non ha raggiunto i valori registrati in Italia, che ne detiene al momento il primato (-10%).

Tabella 1.3 – Confronto domanda di energia elettrica per alcuni Paesi europei a marzo per il 2020 e il 2019 e relativa variazione percentuale (elaborazione ESL@energycenter/PoliTO su dati Terna/ENTSO-E)

Domanda [TWh]	**mar-19**	**mar-20**	**var. %**
Italia	26,4	23,7	-10%
Francia	42,4	40,9	-4%
Germania	43,1	42,2	-2%
Spagna	20,8	19,8	-5%
Gran Bretagna	27,9	27,3	-2%
Svezia	13,2	13,3	1%

2. L'indice sintetico della transizione energetica alla fine del 2019

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

Indice ISPRED in calo per il quarto anno consecutivo (-8%), penalizzato dai prezzi e dalla lenta crescita delle rinnovabili

Nella media del 2019 l'ISPRED risulta in calo per il quarto anno consecutivo (-8%), penalizzato delle componenti decarbonizzazione (-7%) e prezzi (-14%). Le stesse due componenti hanno però spinto il miglioramento dell'indice nella seconda metà dell'anno: a fine 2019 l'indice è infatti tornato sugli stessi livelli di fine 2018, grazie ai due miglioramenti trimestrali consecutivi della seconda metà dell'anno (+9% nell'ultimo trimestre), che lo hanno fatto risalire dai minimi della serie storica (dal 2008) toccati a metà 2019. Nell'ultimo trimestre l'indice relativo alla dimensione decarbonizzazione è risultato in aumento del 9%, quello relativo alla dimensione prezzi del 20%.
In valore assoluto, a fine anno (IV trimestre) il valore dell'ISPRED si è collocato a 0,43. Il valore medio sull'anno è stato invece pari a 0,37, dunque ben al di sotto della soglia di 0,5 che demarca la situazione di peggioramento relativo rispetto all'intero orizzonte temporale preso a riferimento. In Figura 2.2 è rappresentata la traiettoria in atto del sistema energetico italiano come sintetizzata dalla tre componenti dell'ISPRED. Dalla figura emerge come il risultato dell'ultimo anno sia stato determinato dal calo delle due componenti prezzi e decarbonizzazione.

Figura 2.1 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse dx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse sx)

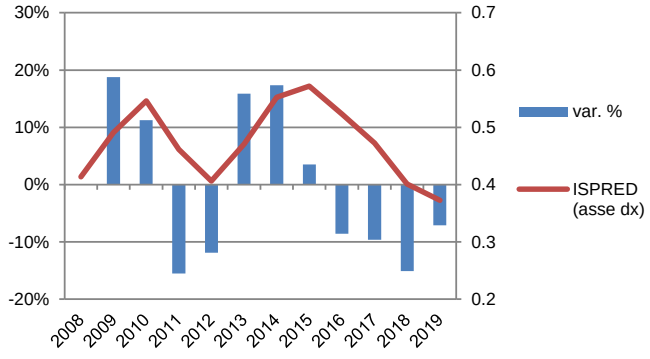
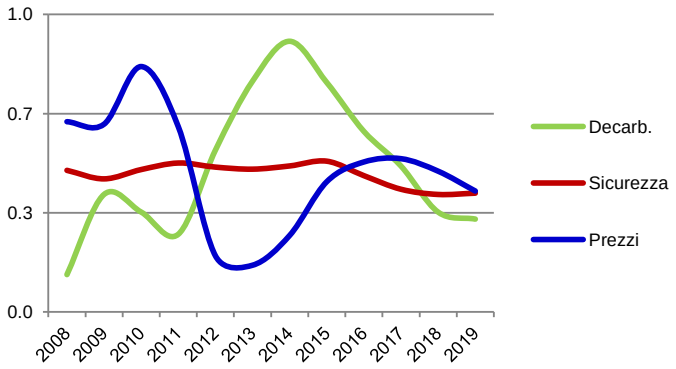


Figura 2.2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Dimensione decarbonizzazione tornata in miglioramento nella seconda parte dell'anno, ma sul confronto con il 2018 pesa la performance delle FER

Il peggioramento della dimensione decarbonizzazione in media d'anno è dovuto a due elementi.

- In primo luogo, il calo delle emissioni di CO_2 del settore elettrico non è stato sufficiente a spostare il trend di lungo periodo sulla traiettoria coerente con gli obiettivi. Nel corso dell'anno si sono registrati segnali positivi, che hanno portato a una ripresa del percorso di riduzione delle emissioni di CO_2 in disaccoppiamento con i consumi di energia. L'intensità energetica del PIL è comunque tornata a una riduzione significativa, anche se ancora di molto inferiore a quella coerente con gli obiettivi 2030 e ipotizzata negli scenari del recente Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNiEC). Ma le riduzioni delle emissioni sono rimaste confinate al settore elettrico, dove i fattori di mercato (prezzi del gas e dei permessi di emissione) hanno portato a un'accelerazione del *phase-out* del carbone. Complessivamente, rispetto all'anno scorso non si è dunque ridotta la distanza fra le emissioni stimate per fine 2019 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030, e resta sui massimi dell'ultimo decennio, in particolare nel caso delle emissioni dei settori non-ETS.
- In secondo luogo, a pesare sul peggioramento della componente decarbonizzazione è soprattutto la lenta crescita delle fonti rinnovabili, la cui quota sui consumi è ferma a poco più del 18%, allontanandosi così in misura sempre più rilevante della traiettoria di crescita coerente con gli obiettivi al 2030. Se continuasse a seguire la traiettoria degli ultimi anni nel 2030 tale quota si fermerebbe ben al di sotto del 30%, l'obiettivo fissato nel PNiEC.

Come detto un segnale positivo viene dal ritorno al miglioramento congiunturale dell'indice relativo alla dimensione decarbonizzazione nella seconda parte dell'anno, sebbene per fattori prevalentemente congiunturali, cioè il clima mite nei mesi invernali e il calo della produzione industriale

Dimensione sicurezza complessivamente invariata, migliora la sicurezza gas, peggiora il sistema elettrico

Complessivamente la dimensione sicurezza dell'ISPRED presenta una variazione contenuta rispetto al 2018 (-3%), ma con variazioni differenziate tra i diversi mercati e segmenti della *supply chain*.

- L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema petrolifero risulta in calo del 13% rispetto al 2018. Nel sistema petrolifero è tornata a scendere la produzione interna di greggio, per cui le importazioni sono aumentate nonostante il calo dei consumi. Si segnala d'altra parte la tenuta della raffinazione italiana in un contesto di mercato non favorevole: nell'anno sono in aumento il tasso di utilizzo degli impianti e lavorazioni, in controtendenza rispetto agli altri Paesi dell'Europa continentale, grazie anche alla capacità di trovare uno sbocco all'eccesso di produzione dei prodotti in una fase di domanda calante. D'altra parte, sul confronto con un anno fa pesa il forte calo della prima metà dell'anno e il calo dei margini di raffinazione.

- L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema del gas naturale risulta in miglioramento del 21% rispetto al 2018. Il sistema gas ha beneficiato delle condizioni prevalenti sui mercati internazionali, dove l'eccesso di offerta di GNL ha portato ai massimi le importazioni italiane, migliorando gli indicatori di diversificazione e di stabilità media dei fornitori (la quota di GNL sulle importazioni italiane si è posizionata al secondo posto dietro all'import dalla Russia). Inoltre la punta di domanda giornaliera di nuovo inferiore ai 400 milioni di m^3, ha prodotto un miglioramento degli indici relativi all'adeguatezza del sistema, come confermato dall'analisi dei rischi contenuta nel recente aggiornamento del Piano di azione preventiva (sebbene il pieno rispetto della regola N-1 ci sarà solo nel 2021). Unico elemento negativo è l'elevatissimo spread PSV-TTF, perfino aumentato in una fase di prezzi bassi e in discesa.
- L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema elettrico risulta in peggioramento del 19% rispetto al valore medio 2018, e in valore assoluto si colloca ai minimi della serie storica. Nel sistema elettrico si registrano variazioni molto forti in tutti gli indicatori elementari utilizzati per rappresentare la sicurezza del sistema. In particolare si segnala il forte calo dei margini di adeguatezza del sistema, causato dalla riduzione delle importazioni di elettricità (un dato che negli anni a venire potrebbe consolidarsi). Gli indicatori relativi alla complessità di gestione del sistema in conseguenza della crescita delle fonti intermittenti mostrano valori simili a quelli degli ultimi anni, ma si segnala l'ulteriore in aumento dei volumi e dei costi dei servizi di dispacciamento, al quinto anno consecutivo. Unico segnale di miglioramento viene dalla risalita dello spark spread, notevole in media d'anno, ma di nuovo in forte riduzione nell'ultimo trimestre.

Dimensione prezzi in miglioramento congiunturale, non ancora tendenziale, in particolare per i consumatori domestici

- La componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia risulta in calo del 14% rispetto al 2018. Il peggioramento della dimensione prezzi in media d'anno sconta per un verso i prezzi più elevati dell'anno precedente, sia per l'elettricità sia per il gas naturale, nonostante la favorevole situazione dei mercati all'ingrosso (-33% il gas al PSV, -15% il PUN), per un altro verso il peggioramento relativo della posizione italiana rispetto alla media UE nel caso dei prezzi del gas.
- È invece migliorata la posizione relativa italiana nel caso dei prezzi dell'elettricità, che restano però tra i più alti d'Europa. Nella seconda metà dell'anno i cali dei prezzi all'ingrosso si sono progressivamente trasmessi sui prezzi al dettaglio, riportando l'indice su una traiettoria di miglioramento, ma il peso delle altre componenti del prezzo finale ha comunque limitato i ribassi.

3. Variabili guida del sistema energetico

- La pandemia Covid-19 ha già avuto effetti dirompenti sull'economia globale e sui mercati dell'energia. Si stima una distruzione della domanda di petrolio senza precedenti, pari a circa 10 mb/g su base annuale. L'eccesso di offerta che si è determinato non sarà probabilmente riassorbito entro l'anno, per cui i prezzi di petrolio e gas sono previsti rimanere deboli.
- In Italia il lockdown del solo mese di marzo si stima che abbia portato a una riduzione del PIL del 5% nel I trimestre. Gli effetti del blocco dovrebbero essere maggiori nel II trimestre, per cui nel I semestre il PIL si ridurrebbe di circa il 15%.
- Anche nel 2019 le principali variabili guida dei consumi energetici italiani, sintetizzate nel Superindice ENEA hanno fornito nel complesso un impulso alla riduzione della domanda di energia. In termini di componenti il ruolo prevalente lo ha avuto il clima più mite dei mesi invernali, ma anche le variabili economiche hanno nel complesso contribuito a frenare i consumi, perché a fronte di una crescita solo marginale del PIL è risultata in forte riduzione la produzione industriale.

3.1 Mercati internazionali dell'energia

Dalla pandemia un impatto senza precedenti sul sistema economico globale e nazionale

All'inizio del 2020 la pandemia legata al Covid-19 ha travolto il sistema economico globale in una misura e con una velocità senza precedenti. Ancora a gennaio il Fondo Monetario Internazionale stimava per il 2020 una crescita globale di poco superiore al 3%, pure sui minimi dalla crisi del 2008-2009, frenata dalla guerra dei dazi. Ad aprile il FMI è passato a prevedere per il 2020 una recessione che "non ha precedenti", con una contrazione del 3% per l'anno in corso, incomparabile con quella legata alla crisi finanziaria del 2009, quando la flessione fu dello 0,1%. Sebbene ogni valutazione circa gli effetti dello shock sia soggetta a un elevatissimo grado d'incertezza, è molto probabile che si tratterà della recessione più severa dalla Grande depressione del 1929. La caduta del PIL è inoltre prevista particolarmente marcata nell'Eurozona (-7,5%).
Nel caso dell'Italia, che è stato il primo dei Paesi occidentali ad essere colpito dall'epidemia, secondo le valutazioni più recenti nel I trimestre dell'anno il PIL si sarebbe ridotto di circa il 5% sia sul trimestre precedente sia rispetto al I trimestre 2019, pressoché interamente per la fermata delle attività produttive non essenziali a marzo, che si stima abbia ridotto la produzione industriale di almeno il 15% su febbraio, il più forte calo mensile dal 1960. Il secondo trimestre dell'anno dovrebbe subire gli effetti del blocco in misura ancora maggiore, per cui nell'insieme del primo semestre del 2020 il PIL si ridurrebbe di circa il 15%, un calo "di intensità eccezionale, mai registrato nella storia della Repubblica" (Ufficio parlamentare di bilancio, Nota sulla congiuntura, aprile, 2020).

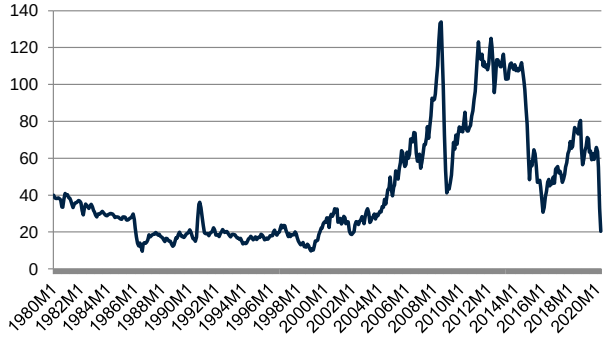
Effetti dirompenti sul sistema energetico globale

Questo shock macroeconomico e sociale ha già iniziato a produrre effetti dirompenti sul sistema energetico globale e sui mercati dell'energia. La domanda globale di petrolio, che a gennaio veniva prevista in crescita dell'1% nel 2020, è stimata ad aprile in calo di quasi 30 milioni di barili/giorno, un calo senza precedenti, e nell'ipotesi di una graduale ritorno alla normalità a partire da maggio a fine anno dovrebbe comunque presentare il calo più forte mai registrato (-10% circa, contro il -7% del 2009). L'eccesso di offerta ha subito determinato un crollo del prezzo del petrolio, che ancora a gennaio era previsto per il 2020 stabile intorno ai 70 $/bbl (Brant dated) e a metà aprile è sceso al di sotto dei 20 $/bbl (Figura 3.1), livelli non più toccati dalla fine del secolo scorso (con i *futures* sul WTI perfino su momentanei valori negativi, legati però a situazioni contingenti del mercato finanziario).
Ai minimi storici è precipitato anche il prezzo del gas, sul quale la crisi sanitaria si è aggiunta a una situazione già consolidata di eccesso di offerta.

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

La distruzione della domanda di petrolio provocata dalla pandemia Covid-19 ha determinato una situazione di eccesso di offerta senza precedenti sul mercato petroliero globale, ma una situazione di tendenziale eccesso di offerta è condizione che ha caratterizzato il mercato petrolifero nell'ultimo quinquennio (vedi cap. 6). Condizione contrastata per un verso dalle restrizioni alla produzione da parte dell'OPEC e poi dell'OPEC+, con successi alterni, per un altro verso dalle periodiche crisi di natura geopolitica. Anche il 2019 aveva seguito questa dinamica, sebbene il prezzo sia rimasto su valori sempre superiori ai 60 $/bbl. Ma con il rischio di una caduta sempre prossimo, fino alla crisi dell'alleanza OPEC+ a inizio 2020, con il mancato accordo tra Arabia Saudita e Russia per un ulteriore modesto taglio produttivo, appena prima del crollo della domanda.
In media d'anno nel 2019 le quotazioni medie del Brent si sono attestate a circa 64 $/bbl, circa 7 $/bbl in meno (-10%) rispetto alla quotazione media del 2018. L'anno era iniziato con un trend rialzista che aveva portato il Brent fino a 73 $/bbl a maggio, spinto dalla scelta USA di non rinnovare le deroghe alle importazioni di grezzi iraniani e dal blocco dei flussi di Ural dalla Russia all'Europa centrale a causa della contaminazione della pipeline Druzhba. Con l'inizio del II trimestre sono però divenuti via via prevalenti i timori relativi a un rallentamento dell'economia mondiale e alle tensioni commerciali tra USA e Cina, e le quotazioni del Brent sono arretrate a 62 $/bbl nel III trimestre (-10% sul precedente), rimanendo a 63 $/bbl nel IV trimestre, sebbene con notevole volatile, legata all'instabilità geopolitica. Ma anche dopo gli attacchi a due delle più importanti infrastrutture petrolifere dell'Arabia Saudita, il trend ribassista è tornato presto a prevalere.

Figura 3.1 – Prezzo del petrolio Brent dated dal 1980 ad oggi ($/bl)



Relativamente ai fondamentali del mercato, in media d'anno la domanda globale dovrebbe aver raggiunto i 100 milioni di barili/giorno, con un aumento probabilmente inferiore al milione di barili/giorno atteso dalla dell'International Energy Agency e dell'OPEC ancora a fine 2019. La Cina, pur in rallentamento, si è confermata il principale motore della crescita della domanda, con una crescita superiore ai 600 mila barili/giorno. Dal lato dell'offerta, la produzione globale di greggio ha registrato un aumento inferiore a quello della domanda, ma non sufficiente a eliminare l'eccesso di offerta (anche prima dell'esplosione della crisi di domanda legata alla pandemia), perché ha continuato a crescere la produzione OCSE, quella statunitense in particolare (Figura 3.3). Di fronte al consolidarsi dell'eccesso di offerta i Paesi OPEC+ hanno infatti convenuto a dicembre di approfondire i tagli produttivi già in essere, con l'onere maggiore ancora una volta sull'Arabia Saudita, fino a portare il taglio totale a oltre 2 Mbbl/g. Ma come segnalato nel numero precedente dell'Analisi trimestrale ENEA, per la prima parte del 2020 la prospettiva restava quella di un significativo surplus di offerta.

Le prospettive per il 2020 dopo la distruzione della domanda provocata dalla pandemia

Le previsioni più recenti relative alla distruzione della domanda globale di petrolio a seguito della pandemia Covid-19 indicano che l'impatto delle misure di contenimento, estese alla quasi totalità dei Paesi mondiali, ha portato in aprile a un calo della domanda di circa 30 Mbbl/g rispetto a un anno fa, un livello non più toccato da metà anni novanta. Per il II trimestre dell'anno la domanda dovrebbe ancora risultare inferiore ai livelli al 2019 per più di 20 Mbbl/g. Le previsioni circa la ripresa successiva sono al momento (aprile 2020) ancora altamente ipotetiche, in quanto legate all'evoluzione della pandemia, ma sembra plausibile che anche a fine anno la domanda continuerà a risultare inferiore ai livelli di fine 2019. Mentre per l'insieme del 2020 la previsione attuale è di un calo di circa 10 Mbbl/g, dunque a circa 90 Mbbl/g. L'ipotesi di una veloce ripresa dei consumi sembra infatti meno probabile dell'ipotesi opposta, perché ad esempio la ripresa del trasporto aereo sarà probabilmente solo graduale. Anche nel medio periodo è plausibile che gli effetti di questo shock sulla domanda di petrolio possano estendersi nel tempo, con la crescita media annua della domanda post-crisi più debole rispetto al passato.
Dal lato dell'offerta al momento la previsione per il breve periodo è di un calo (record) superiore ai 10 Mbbl/g a maggio, dopo che l'OPEC+ concordato un taglio di 9,7 Mbbl/g, che tenendo conto dei livelli produttivi di aprile potrebbe già risultare superiore ai 10 Mbbl/g. A questi si aggiungono le riduzioni della produzione attese negli altri Paesi, Stati Uniti e Canada in primis. Il calo della produzione non-OPEC, la cui dimensione e i cui tempi saranno però limitati dall'elasticità dell'offerta, potrebbe continuare fino a fine anno, fino a superare i 5 Mbbl/g, mentre in media d'anno risulterebbe dell'ordine di circa 2 Mbbl/g rispetto alla media 2019.
In questo scenario di domanda e offerta, che è quello al momento dipinto dall'International Energy Agency, per tutta la prima metà del 2020 l'offerta risulterebbe di gran lunga superiore alla domanda, con la crescente accumulazione di scorte, già oggi ai limiti della disponibilità di stoccaggio (Figura 3.2). Ma a partire dalla seconda metà dell'anno i tagli produttivi, combinati alla ripresa della domanda, riporterebbero l'offerta al di sotto della domanda, permettendo un progressivo decumulo delle scorte. Al di là del livello di probabilità di questo scenario, estremamente difficile da stimare, è chiaro che la prospettiva per l'intero 2020 è quella di un anno caratterizzato da un forte eccesso di offerta, con evidenti implicazioni sui prezzi, tali per cui anche un ritorno nella fascia 30-40 $/bbl sembra al momento uno scenario "ottimistico".

D'altra parte, nel medio periodo i prezzi attuali minacciano la stabilità dell'industria, che deve continuare a effettuare investimenti anche nell'ipotesi che il picco di domanda sia ora più vicino, anche solo per compensare il naturale calo produttivo dei giacimenti. Le spese in conto capitale globali delle società di esplorazione e produzione nel 2020 sono stimate in cali variabili, ma saranno comunque probabilmente al livello più basso da più di un decennio, e ciò potrebbe porre le basi per un nuovo ciclo di rialzi dei prezzi.

Figura 3.2 – Bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bl, asse dx) – dati storici e previsione Energy information Administration di gennaio 2020

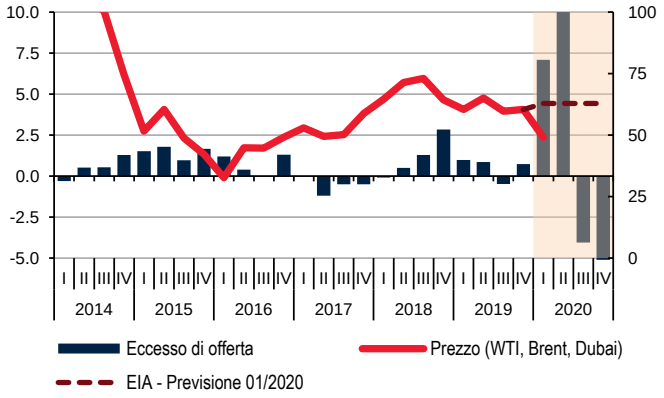


Figura 3.3 – Produzione di petrolio negli USA (migliaia di bl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx)

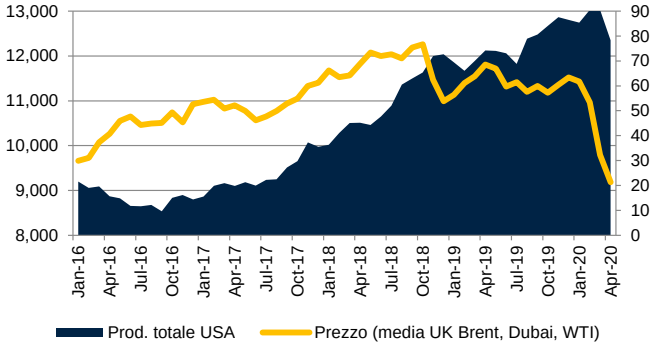
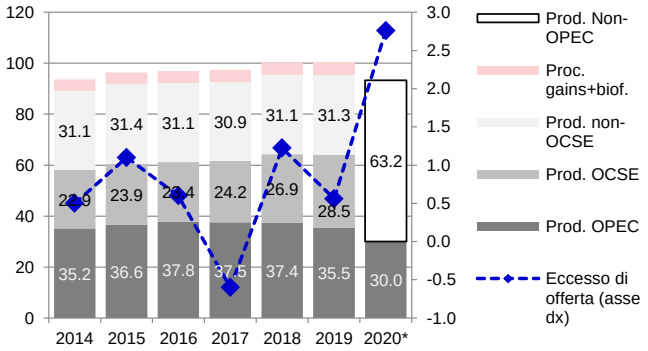


Figura 3.4 – Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2020) ed eccesso di offerta (Mbl/g)



Prezzi del gas in Europa forte calo (-40%) nel 2019, con accelerazione del trend già a inizio 2020

Il prezzo del gas ha subito nel corso del 2019 un trend nel complesso uniformemente negativo, seppure interrotto da alcune brevi fasi di rimbalzo, prima di un effimero recupero stagionale nella parte finale dell'anno.
In particolare, sul principale mercato europeo (TTF) la media annuale del prezzo si è attestata a 13,6 €/MWh, passando dai 18,5 del primo trimestre ai 13 del secondo, per poi toccare un minimo pluriennale nel terzo a 10,22 €, prima di rimbalzare nell'ultimo a 12,77. Si è dunque nuovamente riproposto il consueto andamento stagionale, che vede una riduzione dei prezzi nei mesi estivi ed una ripresa invernale, dopo le anomalie del 2018 nel corso del quale si era registrato un andamento opposto. Allo stesso tempo si è andato ampliando, rispetto al 2018, lo spread di prezzo al PSV rispetto al TTF, specialmente nel secondo trimestre (quando ha oscillato sui massimi intorno ai 4 €) per poi rientrare fino ai minimi dell'anno a 1,32 nel mese di dicembre. A livello annuale, la media dello spread PSV-TTF è risalita da 1,79 fino a 2,86 €, su livelli che non venivano registrati fin dal 2012 e soltanto brevemente avvicinati nel 2017.
A livello annuale il prezzo medio al TTF segna una forte riduzione, pari a circa il 40%, rispetto ai 22,8 €/MWh registrati in media nel 2018, quando però si era avuta una notevole impennata (oltre il 30%) rispetto ai 17,3 € del 2017. Le variazioni tendenziali dei singoli trimestri hanno quasi fedelmente replicato nell'entità, ma col segno negativo, quelle di segno positivo che il 2018 aveva fatto registrare rispetto all'anno precedente, determinandone così un pressoché completo riassorbimento. Il confronto è diventato tuttavia più che compensativo nell'ultimo trimestre dell'anno, la cui variazione tendenziale rispetto al 2018 (-48,3%) è stata molto più netta di quella corrispondente del 2018 sul 2017. Nel IV trimestre 2019 la debolezza del rimbalzo dei prezzi, legato alla stagionalità, è stata sintomatica del persistente eccesso di offerta e del rallentamento economico globale. La discesa è infatti ripresa, e con una ulteriore accelerazione all'inizio del 2020: già gli 11,2 €/MWh di gennaio hanno rappresentato il minimo decennale per la media di questo mese (meno della metà rispetto a gennaio 2018), prima che il lockdown continentale dovuto all'emergenza sanitaria del coronavirus facesse precipitare i prezzi fin sotto i 7 €.
Il 2019 ha dunque visto ripristinarsi, e poi anche rafforzarsi, il trend discendente di lungo periodo del prezzo del gas, che l'emergenza sanitaria pandemica del 2020 ha semplicemente estremizzato. In particolare, secondo le ultime stime, si calcola che un periodo di tre mesi di lockdown generalizzato, producendo un drastico ridimensionamento della domanda proveniente dai settori industriale e commerciale, solo in parte compensato dalla resilienza della domanda residenziale (che comunque sarebbe a sua volta mitigata dalla stagionalità primaverile ed estiva), determinerebbe un ammanco di domanda nell'ordine di 17 miliardi di m^3 di gas in soli sette mercati nazionali che rappresentano il 70% del mercato europeo (Germania, Regno Unito, Italia, Francia, Spagna, Paesi Bassi, Belgio), di cui quasi 10 soltanto nei maggior tre (Germania, Regno Unito, Italia). Di conseguenza, la media della domanda scenderebbe sotto la media a 5 anni, determinando di fatto una repentina interruzione del recente trend di ripresa (vedi cap. 6.2).
Questa situazione si è riflessa nell'andamento degli stoccaggi che già nella prima parte del 2019 si erano collocati nella alta del *range* quinquennale e che sono poi stabilmente fuoriusciti da questo *range*, in misura via via più netta (Figura 3.6). All'inizio dell'inverno erano sul 96-97%, scendendo poi nei primi mesi del 2020 in modo estremamente contenuto rispetto alle medie mensili storiche, prima per effetto di un inverno mite, poi per il lockdown da Covid-19. Il tasso di stoccaggio delle scorte al 60% della capacità registrato a inizio marzo rappresenta il livello più alto mai registrato in quel periodo.

Prospettive per il 2020

A fine marzo l'Europa ha registrato un record di 57 miliardi di metri cubi di gas in stoccaggio, 13 miliardi di metri cubi sopra il livello massimo di marzo 2014 e 25 miliardi di metri cubi sopra la media quinquennale (32 bcm). A questo punto, per tornare entro ottobre al livello medio quinquennale di 92 miliardi di metri sarà sufficiente iniettare 35 miliardi metri cubi, circa la metà del 2018. Anche considerata l'ampia offerta globale, questi livelli di iniezione potrebbe non essere sufficiente a sostenere la domanda e l'equilibrio del mercato per tutto il resto dell'anno. Inoltre, a inizio inverno il gas in stoccaggio supererà di molto i 100 miliardi di metri cubi, che a meno di un inverno eccezionalmente freddo sarebbero sufficienti ad estendere ulteriormente l'eccesso di offerta.
In questo quadro, la capacità di importazione europea via gasdotti continua ad aumentare. A gennaio 2020 è entrato in servizio il gasdotto TurkStream, che trasporta il gas russo sotto il Mar Nero direttamente in Turchia e Bulgaria, mentre il gasdotto Trans Adriatico, che fornirà gas naturale dall'Azerbaigian al sud-est Europa, è attualmente in fase di messa in servizio e dovrebbe essere completato a metà del 2020.

Figura 3.5 – Prezzo del gas naturale su diversi mercati (€/MWh)

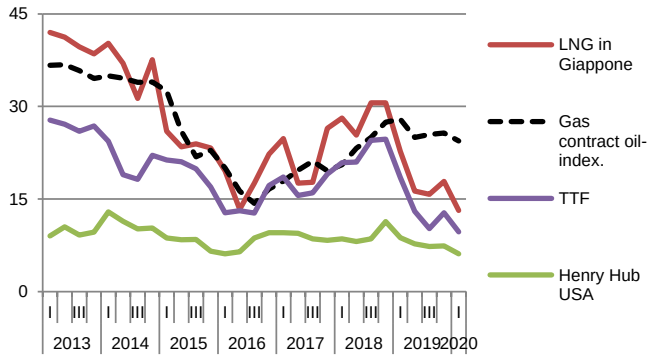
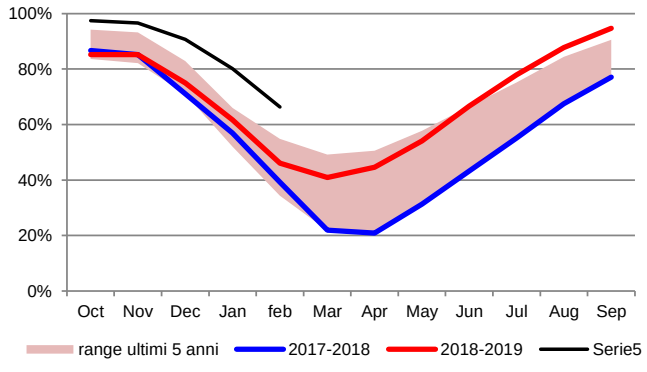


Figura 3.6 – Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%)



Tendenze ribassiste anche all'Henry Hub, che spingono le esportazioni USA

Nel 2019 anche il prezzo all'Henry Hub statunitense, dopo un massimo registrato a gennaio a 3,08 $/MBtu (circa 10 $/MWh), ha avviato una costante discesa fino a un minimo estivo (2,22 $/MBtu in agosto) poi ritestato in chiusura d'anno dopo un temporaneo rimbalzo autunnale (2,2 $/MBtu a dicembre). Su base annuale i prezzi si sono complessivamente mantenuti sui minimi dal 2016, andamento propedeutico al proseguimento della discesa anche nei primi mesi del 2020 fino a livelli, raggiunti in febbraio, inferiori a 2 $/MBtu, con un minimo pluriennale di 1,92 toccato in precedenza soltanto a dicembre 2015.
Ne hanno beneficiato le esportazioni di gas naturale statunitense verso l'Europa, che hanno reso gli Stati Uniti il primo fornitore europeo di GNL, senza però riuscire a compensare la debole domanda interna, per cui con l'aumento strutturale della produzione da bacini di scisto si è consolidata la condizione di eccesso di offerta (riflessa nell'incremento degli stoccaggi).
La pressione ribassista sui prezzi ha determinato nel corso del 2019 la violazione della soglia dei 3 $/MBtu (all'incirca il costo di liquefazione sulla costa del Golfo) sopra la quale resta conveniente lo sviluppo di nuovi progetti, e che agisce pertanto da barriera all'entrata. I prezzi ancora più bassi toccati già nella prima parte del 2020 cominciano inoltre ad intaccare lo spread minimo rispetto al TTF che è tecnicamente necessario a coprire almeno i costi variabili di trasporto (a seconda della posizioni geografiche dei terminal e dell'orizzonte temporale dei contratti), rischiando dunque in prospettiva 2020 di non mantenere economicamente sostenibili parte delle importazioni in Europa e di creare pertanto una strozzatura all'aumento finora strutturale di queste ultime.

Si consolida l'eccesso di offerta di GNL

Per quanto riguarda il GNL, l'offerta globale ha proseguito nel 2019 il trend crescente rispetto al 2018, esasperando però anche i relativi eccessi rispetto a una domanda che fatica a tenere il passo nonostante gli switch da altre fonti. Il 2019 ha sostanzialmente sancito la consacrazione delle importazioni di GNL in Europa, quasi raddoppiate rispetto al 2018 (vedi cap. 6.2). I nuovi record mensili registrati a dicembre 2019 e a febbraio 2020 hanno portato a un utilizzo della capacità di rigassificazione in Europa fino quasi al 60%.
Sia la Russia sia gli Stati Uniti hanno aumentato nel 2019 le esportazioni di GNL in Europa, con i secondi che da novembre 2019 a febbraio 2020 che hanno rappresentato il maggior fornitore di GNL in Europa, con volumi di export che hanno raggiunto un nuovo record a 5,1 Bcf/g, quasi il doppio del volume del secondo fornitore europeo, il Qatar.
Dal punto di vista dei prezzi, per il sistema europeo resta centrale il ruolo chiave dell'evoluzione dei mercati asiatici. Qui agiscono i principali Paesi driver della domanda, Cina in primis, determinando le dinamiche dei prezzi del GNL, che a valle vedono l'Europa come bacino di bilanciamento stagionale attraverso gli stoccaggi. La domanda cinese di GNL, fortemente cresciuta fin dal 2015 con ripetuti incrementi annuali compresi tra il 33 e il 46% tra il 2016 e il 2018, è notevolmente rallentata nel 2019 per la concomitanza di una crescita economica più debole e della concorrenza del carbone, solo in parte compensate dagli effetti dell'aggressiva campagna di gassificazione avviata fin dal 2017 per sostituire nel settore residenziale il carbone con il gas, che secondo PetroChina ne ha aumentato di 8-9 miliardi di m^3 la domanda nell'ultimo trimestre, e di 17 miliardi su base annuale. Inoltre, l'entrata in funzione in dicembre del raddoppio del gasdotto tra Russia e Cina, Power of Siberia 2, con una capacità di 50 miliardi di m^3 di metano, è destinato ad attutite ulteriormente la domanda cinese di GNL sui mercati asiatici, con un probabile effetto depressivo sui prezzi.
Lo spread GNL/TTF, che resta un significativo indicatore della sincronia tra l'andamento relativo della domanda globale rispetto a quella continentale europea, nel 2019 ha risentito di queste dinamiche, fino a quasi azzerarsi nella prima metà dell'anno. Si è poi ripreso in vista dell'inverno, ma è poi tornato presto su valori storicamente molto bassi (Figura 3.5).

In calo anche il prezzo del carbone

Anche il mercato del carbone ha mostrato nel 2019 un trend decrescente: l'indice calcolato dal Fondo Monetario Internazionale stima una riduzione del 27% sull'anno precedente. In Europa la domanda di carbone nella termoelettrica è stata contenuta dalla competitività del gas naturale e dal nuovo incremento della produzione da fonti rinnovabili, in un contesto di offerta abbondante sul mercato globale.

Andamento dei prezzi EUA, dello switching price e dei proventi da aste

Nel corso del 2019 il prezzo dei diritti di emissione (EUA) ha consolidato il forte andamento rialzista registrato nell'anno precedente, stabilizzandosi intorno ai 25 euro (24,65 € la media annuale), con un incremento di ben il 60% rispetto ai 15,4 € del 2018. Nell'ambito di un andamento oscillatorio all'interno di un range comunque più contenuto rispetto al 2018 sia in termini di prezzo che di volatilità, sono stati toccati in estate i valori maggiori mai registrati nell'intera Terza Fase, con un massimo assoluto che il 25 luglio ha sfiorato i 30 euro (29,46). Al contempo, i prezzi delle principali commodity, sia il carbone sia ancor più il gas naturale sono notevolmente diminuiti, incrementando perciò la divaricazione e la forbice rispetto all'andamento degli EUA.
Il 2019 è iniziato con prezzi delle quote saldamente sopra i 20 euro sulla scia dell'ultimo trimestre 2018; ciò – in combinazione con il calo del prezzo del gas naturale in Europa – ha sostanzialmente annullato il differenziale tra EUA e switching price, migliorando i costi marginali delle centrali a gas naturale rispetto alla generazione con carbone e riducendo le emissioni del settore termoelettrico.
Nel secondo trimestre i prezzi EUA hanno proseguito la loro dinamica rialzista portandosi su valori medi intorno ai 25 € proprio mentre, al contempo, si inaspriva la discesa del prezzo del gas naturale, portando per la prima volta gli EUA a superare lo switching price: in sostanza, sia pur in modo estemporaneo, il prezzo dei diritti è risultato essere in grado di determinare – da solo – la convenienza allo switch sul gas.
Infine, nel secondo semestre il prezzo delle quote CO_2 si è attestato sui medesimi livelli riscontrati nel secondo trimestre mentre l'andamento dei prezzi del gas naturale e del carbone, pur con temporanei rimbalzi congiunturali, ha confermato la dinamica di contrazione avviata nel primo semestre. Ciò ha continuato a consentire alla maggior parte delle centrali alimentate a gas naturale di risultare economicamente preferibili alle centrali a carbone. Poiché sull'arco complessivo del 2019 il prezzo medio del gas è diminuito in modo più marcato di quello del carbone (determinandosi quindi una diminuzione anche del prezzo relativo tra gas e carbone), ne è scaturita una discesa anche dello switching price, passato da una media di 28,7 €/t del 2018 a 11,8 nel 2019 (-57,5%), e rendendo così i costi marginali della generazione a gas mediamente inferiori a quelli delle centrali a carbone.

Il prezzo medio notevolmente maggiore dei prezzi EUA nel 2019 si è riflesso anche in un analogo controvalore delle aste, che hanno generato per l'insieme degli Stati membri proventi per 14,5 miliardi di euro rispetto ai 14,1 del 2018.
Risulta tuttavia evidente come l'incremento (circa il 3%) sia nettamente inferiore rispetto a quello dei prezzi (pari, come

visto, al 60%), essendo ciò dovuto alla forte riduzione delle quote scambiate (589 milioni rispetto a 916, pari a -35,7%) a sua volta determinata dal prelievo effettuato dalla Riserva di Stabilità entrata in vigore a regime in quest'anno. Si è reso pertanto plasticamente visibile l'effetto per il quale era stato concepito il meccanismo della MSR, ossia il drenaggio di tutti i potenziali eccessi di offerta a sostegno dei prezzi.
L'Italia, terzo tra gli Stati membri per ricavi derivanti da EUA, ha collocato 52 milioni di quote a un prezzo medio ponderato di 24,6 € e con proventi per circa 1,3 miliardi di euro. A latere, sono state collocate anche 700mila quote destinate al settore aereo (EUA – A) a un prezzo medio di 25,2 € (rispetto ai 18,9 del 2018) e con proventi per 18 milioni di euro, in aumento del 30%. Anche in questo caso tale aumento è derivato esclusivamente dall'incremento dei prezzi (pari al 33,3%) a fronte di una sostanziale invarianza delle quote collocate.

Prime valutazioni sulle prospettive per il 2020

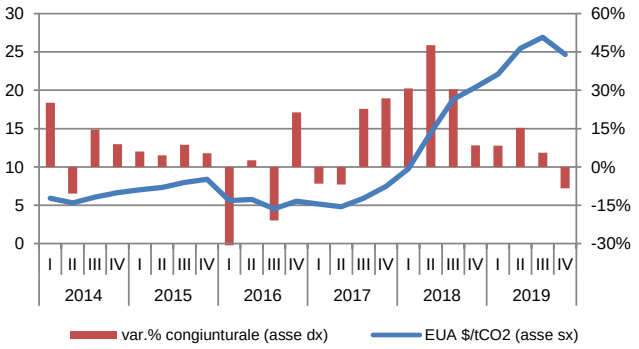
In prospettiva del 2020, l'emergenza dovuta al lockdown pandemico ha già mutato profondamente il quadro. Il crollo dei consumi energetici si è riflesso non solo sui prezzi delle commodity, esasperandone l'andamento già negativo, ma anche sul mercato ETS, interrompendone bruscamente dopo oltre 2 anni un trend che si era fatto strutturalmente crescente grazie alle misure correttive introdotte in precedenza. Il prezzo dei diritti EUA ha mantenuto un andamento oscillatorio tra 23 e 25 € all'inizio del 2020 fino alla metà del mese di marzo allorché nel volgere di appena dieci giorni ha subito un tracollo del 30% fino a 14,3 €, su valori che non registrava dalla primavera 2018.

Sistema ETS: andamento delle emissioni ed aspetti normativi

La Commissione Europea ha reso noti i dati preliminari relativi alle emissioni nel sistema ETS nel 2019, che forniscono un quadro abbastanza approssimato dei valori definitivi pur essendo ancora leggermente incompleti (è coperto il 90% delle segnalazioni relative a installazioni fisse).
In base a tali dati, nel 2019 le emissioni di gas serra regolate dal mercato europeo del carbonio provenienti da sorgenti fisse (centrali elettriche e fabbriche), pari a 1536 miliardi di tonnellate equivalenti CO_2 e circa il 45% di quelle totali, sono diminuite dell'8,7 % rispetto all'anno precedente (Figura 3.7).
Il dato complessivo è tuttavia fortemente disomogeneo nelle sue componenti. La diminuzione è stata in gran parte imputabile a un calo delle emissioni dalla produzione di energia elettrica e riscaldamento, che sono scese del 14% a circa 767 milioni di t equivalenti soprattutto grazie alla sostituzione del carbone con generazione a gas e fonti rinnovabili (eolico e solare). Il calo delle emissioni nel settore industriale è stato invece molto più basso, appena del 2,7% a 768,8 milioni di tonnellate equivalenti.
Per quanto riguarda invece il settore aereo, nel 2019 le emissioni delle principali compagnie che ricadono nel sistema ETS sono aumentate: dei 20 vettori con maggiori emissioni nel mercato del carbonio, 14 hanno registrato emissioni più elevate, pari complessivamente a 37,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica nel 2019, con un aumento di 1,5 milioni di tonnellate rispetto al 2018 (dati NGO Transport & Environment's, T&E).
A livello globale, il fatturato correlato allo scambio di emissioni ha raggiunto su base annua nel 2019 i 194 miliardi di euro (163 miliardi di sterline), circa il 34% in più rispetto all'anno precedente e addirittura circa 5 volte di più rispetto al 2017.

Dal punto di vista normativo, dopo le notevoli modifiche introdotte negli anni precedenti con la Direttiva ETS per migliorare il funzionamento e il bilanciamento del mercato, stabilizzarne i prezzi, prevenirne l'eccesso di offerta di quote, il 2019 ha rappresentato semplicemente l'anno di entrata a regime delle misure già pianificate e predisposte, prima fra tutte la MSR (Riserva di Stabilità).
A complemento delle disposizioni generali della direttiva, è stata sviluppata la regolazione di secondo livello a carattere attuativo e di dettaglio : rivolta per un verso alla definizione degli automatismi (il regolamento per le assegnazioni gratuite di EUA; le regole per l'adeguamento dinamico delle assegnazioni al variare della produzione degli impianti); per altro verso alla definizione e/o creazione degli opportuni soggetti e procedure (il Fondo europeo per l'Innovazione; la revisione generale del Regolamento europeo sulle Aste; la consultazione pubblica sugli orientamenti della Commissione per gli aiuti di Stato su Eu ETS).

Figura 3.7 – Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO_2)



3.2 Variabili guida dei consumi energetici italiano

Nel 2019 le principali variabili guida hanno fornito una spinta alla riduzione della domanda di energia

Nel corso del 2019 le principali variabili guida dei consumi energetici italiani, sintetizzate nel Superindice ENEA (vedi nota metodologica) hanno fornito nel complesso una spinta alla riduzione della domanda di energia.
Nel corso dell'anno, un moderato impulso all'aumento dei consumi proveniente dalle variabili guida nel II e III trimestre è stato più che compensato dalla spinta negativa di inizio e fine anno, legata ai fattori di natura climatica. In termini di componenti, questi ultimi hanno avuto un ruolo decisivo nel frenare la domanda di energia, in particolare nei mesi invernali, quando le temperature mediamente più miti rispetto all'anno precedente hanno ridotto la domanda per riscaldamento degli ambienti. Nei mesi estivi dai fattori climatici è invece venuto un impulso all'aumento dei consumi, seppur di entità decisamente inferiore rispetto a quello di segno opposto dei mesi invernali: le temperature mediamente più elevate rispetto all'estate 2018 hanno infatti aumentato la domanda per la climatizzazione estiva.
Anche dalle variabili economiche è pervenuto un impulso alla riduzione della domanda di energia: a fronte di una crescita solo marginale del PIL (+0,3% sul 2018), è infatti risultata in forte calo la produzione industriale (-1,3%), e in particolare quella dei beni intermedi (più *energy intensive*), che si è ridotta del 2,8% (dato grezzo).
Dai prezzi dell'energia, infine, è arrivata un contributo pressoché nullo alla variazione dei consumi: alla spinta negativa della prima metà dell'anno (per l'aumento tendenziale dei prezzi di elettricità e gas) ha fatto seguito un impulso positivo nel II semestre, quando i prezzi hanno cominciato a seguire il calo dei prezzi all'ingrosso.
Il risultato complessivo del Superindice nel 2019 (calo dell'1% circa rispetto all'anno precedente), si registra dopo che già nella seconda metà del 2018 la spinta delle variabili guida era stata negativa (-1,5% tendenziale), per l'inverno mite e per l'aumento dei prezzi dell'energia. Tuttavia nel complesso nel 2018 dalle variabili guida era arrivato un impulso pressoché nullo all'aumento dei consumi di energia, perché il calo della seconda metà dell'anno aveva compensato l'incremento dei primi sei mesi.

Dopo la lunga fase di contrazione della prima metà del decennio e la ripresa del triennio 2015-2017, le variabili guida sono tornate a favorire il calo dei consumi

In un'ottica più di lungo periodo, dalla Figura 3.8 emerge come la traiettoria del Superindice ENEA sia stata caratterizzata nella prima metà del decennio da un trend di riduzione costante (-2% medio annuo), trainata in particolare dal calo dell'attività economica, fino al minimo del 2014, durante il quale sia le variabili economiche che climatiche hanno toccato i punti di minimo dell'intero orizzonte di analisi (Figura 3.9). Nel corso del successivo triennio 2015-2017 il Superindice è poi tornato a crescere, fornendo un impulso all'aumento della domanda di energia superiore al 2% medio annuo, spinto, oltre che dalla ripresa dell'attività economica, anche da fattori di natura climatica (il 2014 e il 2016 sono stati contraddistinti da inverni particolarmente miti).
Dalla Figura 3.9 emerge inoltre come il PIL e più ancora la produzione industriale, dopo il lungo periodo di riduzioni costanti fino ai minimi del 2014, abbiano poi mosso su traiettorie di moderata ripresa fino alla prima metà del 2018, per poi ritornare nel successivo anno e mezzo a crescite solo marginali (il PIL) se non addirittura a variazioni negative (la produzione industriale). La figura evidenzia inoltre come a fine 2019 i livelli di PIL e produzione industriale siano ancora ben al di sotto dei valori pre-crisi.

L'andamento della variabile rappresentativa dei prezzi delle commodity energetiche (in aumento con la riduzione dei prezzi), dopo il calo del triennio 2010-2012 (-5% medio annuo) e la ripresa negli anni 2014-16 (+3% medio), si è mossa su una traiettoria di decisa riduzione fino alla prima metà del 2019 (-2% medio). Nonostante la nuova ripresa della seconda metà del 2019, complessivamente nel 2019 i prezzi delle commodity sono sugli stessi livelli dell'anno precedente, e ancora più elevati dei livelli 2009-2010 di circa l'8%.

Figura 3.8 – Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2008=100, asse dx) e variazione annua delle sue diverse componenti (asse sx)

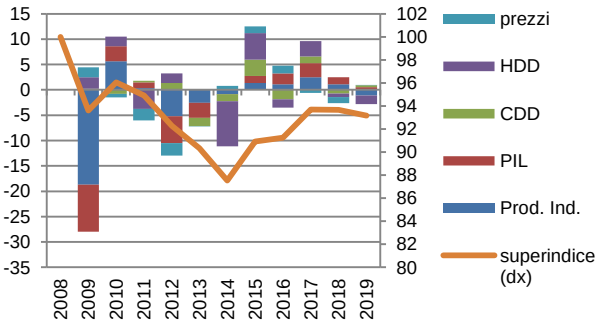
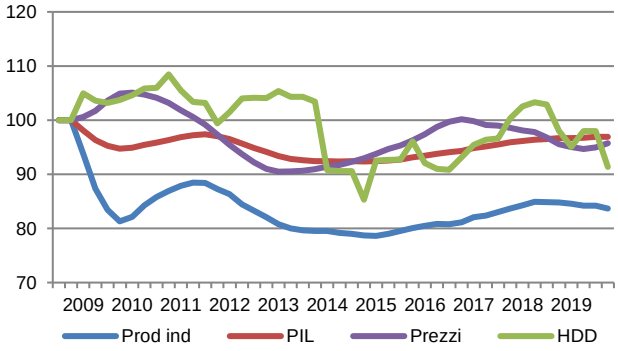


Figura 3.9 – Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2008=100)



Marginale l'impulso del PIL (+0,3% sul 2018), a conferma del rallentamento dell'economia emerso nella II metà del 2018

Nel corso del IV trimestre il PIL è aumentato di appena lo 0,1% rispetto allo stesso periodo del 2018 (dati grezzi, Figura 3.10), a parità di giornate lavorative (anche il dato destagionalizzato e corretto per gli effetti di calendario è praticamente lo stesso). Dopo il risultato positivo del III trimestre (+0,8% tendenziale), gli ultimi mesi del 2019 riportano la crescita dell'economia italiana sui modesti ritmi della prima metà dell'anno (+0,1% sul I semestre 2018). Complessivamente nel corso del 2019 la crescita del PIL è quindi pari allo 0,3% rispetto all'anno precedente (in linea col dato destagionalizzato), a fronte dello stesso numero di giorni lavorativi.
Come emerge dalla Figura 3.10, dopo il periodo di variazioni positive del triennio 2015-2018 (+1% medio annuo), il risultato del 2019 conferma il rallentamento dell'economia italiana, già osservato nella seconda metà del 2018, quando la crescita del PIL era avvenuta a ritmi decisamente meno sostenuti (+0,5%) rispetto al precedente anno e mezzo (+1,5% var. tendenziale media trimestrale).
Il rallentamento dell'economia italiana si inquadra nel più generale rallentamento dell'economia europea e globale. Per l'Italia risulta di particolare importanza la frenata dell'economia tedesca, con cui quella italiana è strettamente interconnessa, cresciuta di circa lo 0,7% nel corso del 2019 (+1% la zona Euro).
In termini di settori dell'economia, nel 2019 il valore aggiunto dei servizi risulta in lieve aumento rispetto al 2018 (+0,3%): il calo del I trimestre è infatti stato più che compensato dalla crescita dei successivi nove mesi (+0,5%). Ancora in calo invece l'industria manifatturiera (-0,5% rispetto al 2018): nonostante la ripresa del III trimestre (+1% tendenziale), si registra infatti un nuovo deciso calo nell'ultimo trimestre (-1,5% tendenziale).
Nel 2019 si conferma la ripresa delle costruzioni, in crescita del 2,6% rispetto all'anno precedente, in linea con la crescita del 2018 (+1,8% sul 2017). Nonostante la ripresa degli ultimi anni, il risultato del settore costruzioni è ancora nettamente inferiore rispetto ai livelli pre-crisi (di circa un terzo); stesso dicasi per l'industria manifatturiera (-4%), mentre il comparto dei servizi è sui livelli del 2008 (+1,6%).
In termini di componenti, il principale contributo positivo alla crescita del PIL (in termini tendenziali) è venuto dalla domanda estera (+0,52% medio nel 2019): dopo la frenata del III trimestre, negli ultimi tre mesi dell'anno è tornata a fornire un contributo positivo (+0,9% sul IV trimestre 2018).
Determinante inoltre il contributo alla crescita proveniente dalla domanda nazionale al netto della variazione delle scorte (+0,42% rispetto al 2018), anche se in attenuazione negli ultimi tre mesi (appena +0,26%). Infine è risultato negativo il contributo delle scorte, -0,62% medio annuo, anche in questo caso in accentuazione nell'ultimo trimestre (-1,1%).

Forte spinta alla riduzione dei consumi dall'attività industriale, in calo dell'1,3% rispetto al 2018

Al rallentamento dell'economia ha contribuito la prestazione negativa del settore industriale: nel 2019 la produzione industriale è infatti in calo dell'1,3% rispetto ai livelli dell'anno precedente. Dopo un III trimestre di crescita marginale (+0,1% sul III 2018), negli ultimi tre mesi del 2019 si registra infatti un nuovo deciso calo della produzione industriale (-2,6% tendenziale).
Il risultato è anche più negativo per il comparto dei soli beni intermedi, a maggiore intensità energetica: -2,8% rispetto al 2018 (-4,2% nel solo IV trimestre).
In un orizzonte temporale più ampio, dopo il quadriennio 2015-2018 di crescita della produzione totale vicina al 2% m.a. (ma inferiore per i 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 2019 (Figura 3.10).
Dalla Figura 3.11 emerge come il risultato dell'industria nel 2019 è inferiore di oltre il 15% rispetto ai livelli del 2008, mentre quella dei soli beni intermedi del 25%, a indicare anche un'evoluzione dell'industria italiana in direzione meno energivora, accentuata nell'ultimo anno.

Figura 3.10 – Evoluzione del PIL e della produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

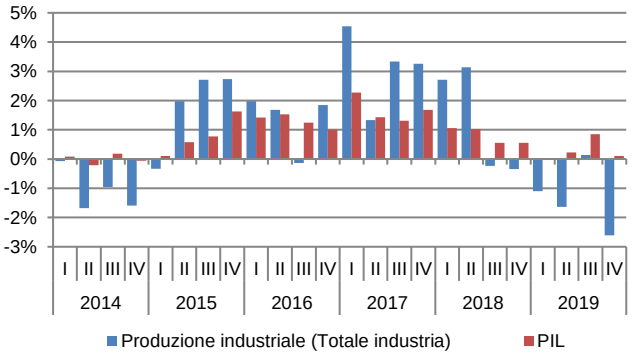
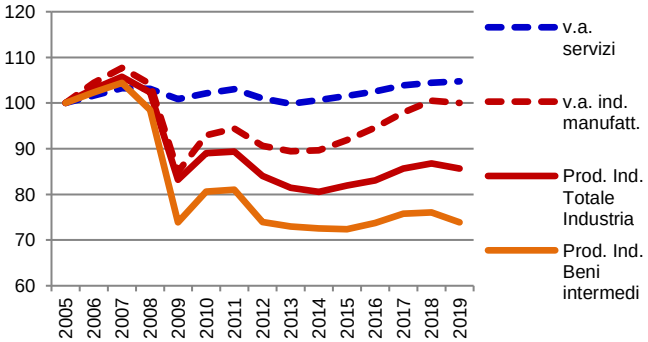


Figura 3.11 – Indice della produzione industriale (totale e beni intermedi), valore aggiunto dell'industria manifatturiera e dei servizi (2005=100)



Dai fattori climatici un deciso impulso alla riduzione dei consumi energetici

Nel corso del 2019 i fattori climatici hanno fornito una importante spinta alla riduzione della domanda di energia. Tale contributo è maturato, come anticipato, nel corso dei mesi invernali, risultati complessivamente più miti rispetto allo stesso periodo del 2018. Come emerge dalla Figura 3.12, la variabile HDD (Heating degree days) ha quindi fornito un impulso alla riduzione dei consumi per riscaldamento, come testimonia il calo della domanda di gas sulle reti di distribuzione (-2% nel 2019 rispetto al 2018, dati SNAM). In una ottica di più lungo periodo la Figura 3.12 mostra la tendenza all'aumento della temperatura media dei mesi invernali.
Nel corso dei mesi estivi, invece, la variabile climatica ha favorito l'incremento della domanda di energia: la Figura 3.12 mostra come le estati risultino sempre più calde, spingendo la richiesta di raffrescamento.

Dai prezzi un contributo marginale alla variazione dei consumi di energia

Dai prezzi dell'elettricità e del gas naturale per i consumatori, complessivamente in calo marginale rispetto ai livelli del 2018, è invece venuto un contributo pressoché nullo alla variazione della domanda di energia.
Gli effetti delle tensioni internazionali sui prezzi all'ingrosso, che solo in parte si erano manifestati su quelli al dettaglio nella prima parte del 2018, avevano invece portato ad un notevole aumento dei prezzi dell'energia per i consumatori industriali e domestici nella seconda metà del 2018, proseguendo anche nella prima parte del 2019 (Figura 3.13). Nel II semestre dell'anno si rileva tuttavia un nuovo calo tendenziale dei prezzi, che ha riassorbito l'aumento della prima metà dell'anno.

Figura 3.12 – Andamento di HDD (Heating degree days, asse sin) e CDD (Cooling degree days, asse dx) in Italia

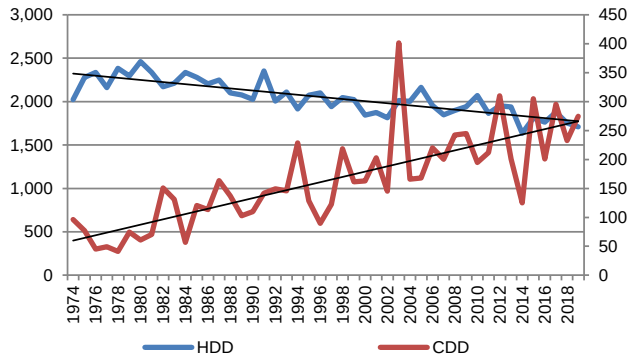
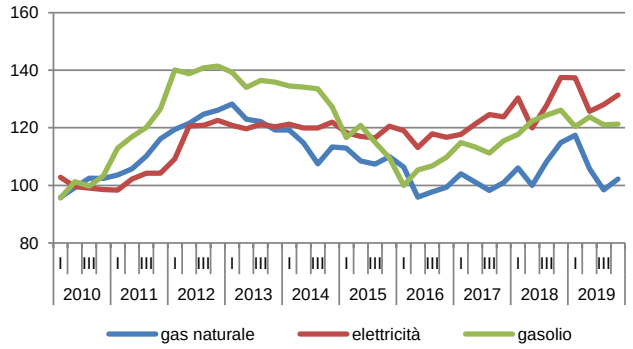


Figura 3.13 – Prezzi di gasolio, gas ed elettricità ai consumatori finali (2010=100) in Italia



4. Quadro di sintesi dei consumi di energia nel 2019

- Nel 2019 il fabbisogno di energia primaria è stato di poco inferiore ai 170 Mtep, circa l'1,3% in meno rispetto ai livelli del 2018, dopo gli incrementi della stessa entità nei due anni precedenti. I consumi del 2019 sono inferiori del 14% rispetto al massimo storico del 2005, superiori del 2% rispetto al minimo del decennio raggiunto nel 2014.
- Il calo dei consumi di energia stimato per il 2019 risulta coerente con la spinta negativa proveniente dalle principali variabili guida. Restano contenute le riduzioni dei consumi energetici legate a fattori "strutturali".

4.1 Consumi di energia primaria

Nel 2019 i consumi di energia primaria tornano in calo, oltre l'1% in meno rispetto all'anno precedente

Secondo le stime ENEA nel corso del 2019 il fabbisogno di energia primaria è stato di poco inferiore ai 170 Mtep, in calo di circa l'1,3% rispetto ai livelli del 2018 (vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA). Dopo che il II e III trimestre dell'anno (sui livelli dello stesso periodo del 2018) avevano ridimensionato il forte calo dei primi tre mesi (-3% la variazione tendenziale), nell'ultimo trimestre si stima infatti un nuovo deciso calo della domanda, pari al 2% tendenziale.
Il risultato del 2019 avviene dopo il biennio 2017-2018 di crescita superiore all'1% medio annuo ed al precedente 2015-2016 in cui i consumi erano risultati complessivamente in aumento rispetto ai valori del 2014 (+1% a fine 2016).
I consumi del 2019 restano comunque superiori del 2% rispetto al minimo del decennio, raggiunto nel 2014. Come emerge dalla Figura 4.1, dopo il lungo periodo di riduzioni costanti, durante il quale la domanda di energia dai livelli massimi del 2005 (198 Mtep) è diminuita fino ai 166 Mtep del 2014 (-2% medio annuo), dal 2015 il sistema energetico nazionale si è invece mosso su una traiettoria di moderata ripresa fino al 2018. Il risultato del 2019 riporta invece la domanda di energia primaria sugli stessi livelli di quattro anni prima. Rispetto ai livelli pre-crisi, il fabbisogno di energia si mantiene quindi ancora ben al di sotto sia ai consumi del 2005 (-14%) che di inizio decennio (-9%).

Calo della domanda coerente con le variabili guida

Il calo dei consumi di energia stimato per il 2019 risulta sostanzialmente coerente con la spinta negativa venuta dalle variabili guida (crescita economica, produzione industriale, fattori climatici e prezzi dell'energia) sintetizzata dal Superindice ENEA (vedi cap. 3.2).
La spinta alla riduzione dei consumi proveniente dalle variabili guida nel I e IV trimestre 2019, da ricercare nelle temperature miti dei mesi invernali e nel calo della produzione industriale (particolarmente deciso nell'ultimo trimestre), ha infatti più che compensato l'impulso positivo dei due trimestri centrali dell'anno. Il calo della domanda di energia (-1,3%), specie quella proveniente dai settori di impiego finale (il cui andamento è fortemente correlato a quello dei driver) risulta solo leggermente più decisa della riduzione del Superindice ENEA (-0,9%): se il calo della produzione industriale e gli inverni più miti trovano riscontro nella riduzione dei consumi energetici nell'industria e nel civile, i consumi nei trasporti sono stimati in riduzione marginale rispetto al 2018, pur a fronte di una ripresa modesta del PIL.
Nel corso del 2018 l'incremento della domanda di energia (+1% rispetto al 2017), era invece avvenuto a fronte di una crescita marginale del Superindice ENEA: tuttavia allora l'aumento dei consumi era da ricercare in larga parte nell'aumento dei consumi nel settore dei trasporti, su cui avevano inciso in maniera non trascurabile alcune novità di natura statistica.
Se si utilizza il Superindice ENEA per ottenere una stima di massima delle riduzioni dei consumi di energia legate a fattori non congiunturali, ovvero a un insieme di fattori "strutturali" (compresi gli incrementi di efficienza energetica, la riduzione della domanda di servizi energetici, i cambiamenti dell'economia in direzione meno energivora), nell'ultimo decennio il "risparmio" cumulato è stimato in circa 13 Mtep. Dalla Figura 4.3 emerge soprattutto il rallentamento del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia emerso nella prima metà del decennio, quando le riduzioni "strutturali" dei consumi erano di circa 2 Mtep medi annui. Riduzioni più che dimezzate negli anni successivi, in concomitanza con la ripresa dell'economia.

Figura 4.1 – Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sx), e var. su anno precedente (asse dx, %)

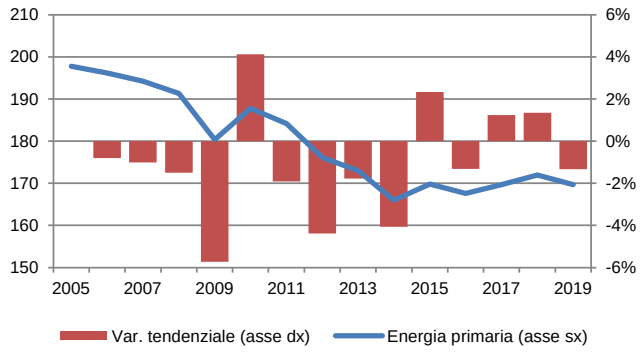


Figura 4.2 – Consumi finali di energia e Superindice ENEA (variazione su anno precedente, %)

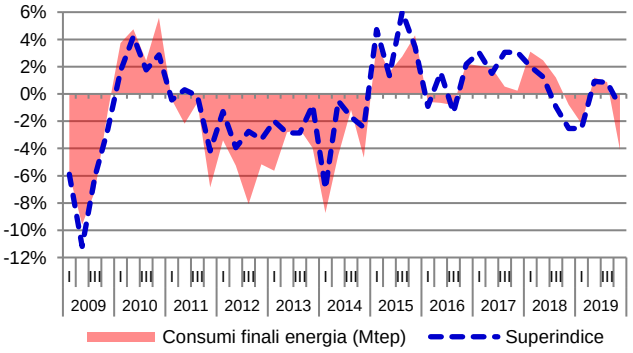
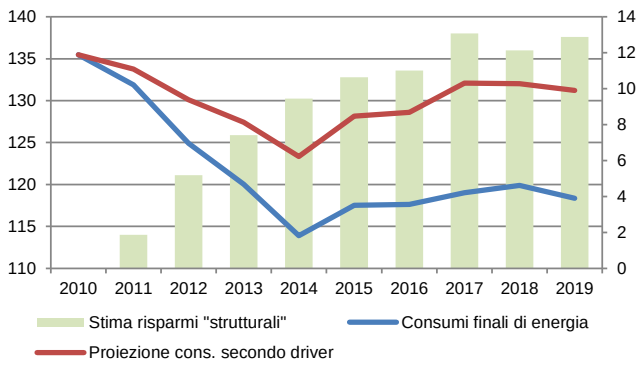


Figura 4.3 – Consumi finali di energia, dati storici e proiezione mediante Superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi strutturali cumulati (Mtep, asse dx)



In lieve calo l'intensità energetica

Il calo dei consumi del 2019, come detto imputabile peraltro a fattori di natura climatica e al calo della produzione industriale, di quella più energivora in particolare, è avvenuto a fronte della crescita, seppur marginale, del PIL (+0,3% rispetto al 2018). Ne consegue che nell'anno l'intensità energetica del PIL si è ridotta di circa un punto e mezzo percentuale rispetto al dato 2018 (Figura 4.4.).
In un'ottica di più lungo periodo l'intensità energetica torna a scendere dopo che nel biennio 2017-18 era rimasta sostanzialmente invariata sui livelli degli anni 2014-2016, a valle del lungo trend di riduzioni realizzate nella prima metà del decennio (circa il -2% medio annuo).

In forte calo solidi ed import elettrico, più lieve la riduzione del petrolio; aumento deciso per il gas, moderato per le FER

Come emerge dalla Figura 4.5 il calo di circa 2 Mtep di energia primaria rispetto al 2018 è da ricercare nei minori consumi di solidi, importazioni di elettricità e petrolio, che hanno più che compensato l'aumento di gas, in lieve aumento le rinnovabili (escluse le termiche per usi diretti).
Più nel dettaglio, i consumi di solidi risultano in forte riduzione, -20% rispetto al 2018, in accentuazione rispetto al -10% medio del precedente triennio. La quota di solidi nel mix energetico nel 2019 è scesa sotto il 5%, la metà rispetto al peso dei solidi di cinque anni prima. Gran parte del calo è da ricercare nel *phase out* del carbone nella generazione termo elettrica: nel mix di generazione i solidi al 2019 rappresentano circa il 10% (era il 19% nel 2015).
Importante anche il calo delle importazioni di elettricità, -1,3 Mtep rispetto ai livelli dell'anno precedente (-13%). Dopo la ripresa del 2018 (+16% sul 2017), a valle dei cali del biennio 16-17 per il bocco del nucleare francese, la nuova riduzione del 2019 delle importazioni nette sono da imputare a problemi alle interconnessioni con l'estero.
In riduzione anche i consumi di petrolio, di circa l'1% sull'anno precedente (circa mezzo Mtep in meno), dopo l'incremento del 3% del 2018 e il triennio 2015-2017 di variazioni complessivamente marginali che aveva fatto seguito alle forti contrazioni della prima metà del decennio (-5% medio annuo, Figura 4.6).
Nell'insieme la riduzione di queste fonti ha portato oltre 3,5 Mtep in meno rispetto ai livelli del 2018, solo in parte compensati dal maggiore ricorso al gas, +1,4 Mtep.
nel corso del 2019 i consumi di gas sono dunque tornati a crescere rispetto all'anno precedente (+2%): il forte ricorso nella generazione termoelettrica (+10%, dati SNAM), necessaria per compensale il calo delle importazioni e il minore ricorso al carbone, ha infatti compensato la minore domanda di gas negli usi diretti (-2%, sia per fattori climatici che per il risultato dell'industria). Dopo il calo del 2018 (-3% rispetto al 2017), il risultato del 2019 riporta quindi la domanda di gas sul trend di crescita del precedente triennio '15-17 (+7% m.a., Figura 4.6).
Anche le rinnovabili nel 2019 risultano in aumento, seppur in maniera marginale, circa l'1% in più rispetto al 2018 (escludendo le rinnovabili termiche negli usi diretti). Tale dato è in linea con la crescita, decisamente più sostenuta, del 2018 (oltre il 10% in più rispetto al 2017), quando la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017 aveva spinto il ricorso alle FER dopo che nel triennio 2015-17 erano risultate complessivamente in riduzione (-4% medio annuo).

Figura 4.4 – Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)

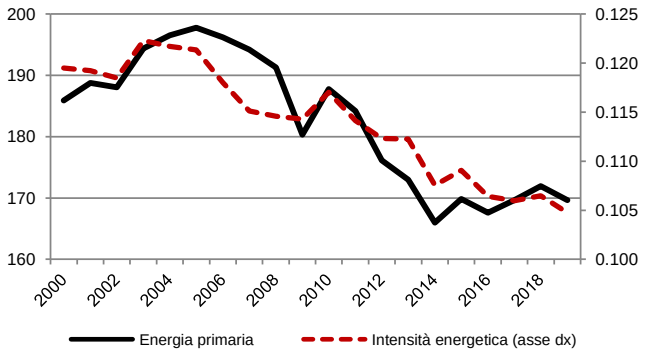
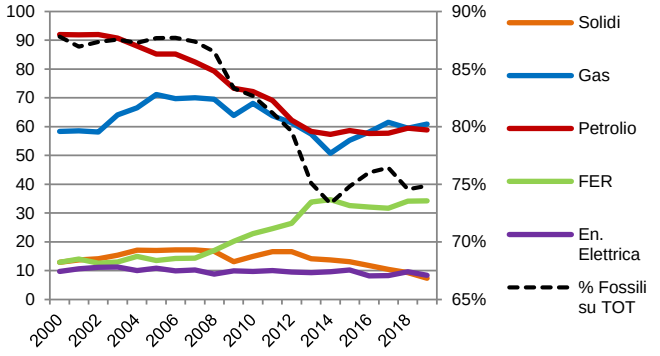


Figura 4.5 – Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)



Figura 4.6 – Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)



Gas nuovamente prima fonte energetica. Fossili al 75% del mix energetico come l'anno precedente

In Figura 4.6 è possibile analizzare l'andamento differente di petrolio e gas nel mix energetico italiano; emerge come la ripresa del gas degli anni 2015-2017, insieme al trend sostanzialmente stabile del petrolio, ha portato il gas nel 2017 ad essere la prima fonte del Paese (quasi 4 Mtep in più dei consumi di petrolio). Dopo che nel 2018 petrolio e gas erano tornate a coprire la stessa quota di energia (circa il 35% per ciascuna fonte), per il calo del gas e la ripresa dei consumi di petrolio, il risultato del 2019 ha riportato nuovamente il gas come prima fonte, oltre il 3% in più rispetto ai consumi di petrolio.
Come detto, anche le rinnovabili (termiche escluse) sono tornate su una traiettoria moderatamente ascendente, dopo la frenata del triennio 2015-2017 per la ridotta idraulicità e il rallentamento della crescita delle rinnovabili intermittenti. A fine 2019 le FER totali (comprese quindi le termiche) rappresentano circa un quinto del totale mix energetico.
Prosegue infine la traiettoria di riduzione dei consumi di carbone, più che dimezzati rispetto ai livelli di inizio decennio, già nel 2018 sotto la soglia dei 10 Mtep, si è ulteriormente ridotta nel 2019.
Complessivamente la quota di fossili nel mix energetico nel corso del 2019 è stimata in circa il 75% (127 Mtep), in lievissimo aumento rispetto ai livelli del 2018. Dalla Figura 4.6 emerge il trend di costante riduzione osservato dal 2008 (87,5%) fino al minimo del 2014 (73,3%), anche per effetto della diffusione delle FER. Nel successivo triennio 15-17 si è invece assistito ad una ripresa delle fossili, arrivate a fine 2017 al 76,4%, spinte (soprattutto il gas) da alcuni fattori di natura congiunturale (blocco delle importazioni ed idro ai minimi in primis). La successiva riduzione del 2018 (confermato dal dato 2019) sembra quindi soprattutto il risultato del superamento di quei fattori che avevano precedentemente spinto all'aumento delle fossili.

In aumento la produzione elettrica (+1,4%). Deciso aumento del gas a fronte della riduzione di solidi ed import

La produzione elettrica nel 2019 si è attestata a circa 284 TWh, in aumento rispetto ai livelli del 2018 di 4 TWh (+1,4%). Nonostante il calo della domanda elettrica sulla rete (-1,8 TWh), le importazioni nette risultano infatti in netto calo (-5,7 TWh, per problemi alle interconnessioni nella prima parte dell'anno). Le fonti primarie destinate alla produzione elettrica nel 2019 risultano complessivamente sugli stessi livelli del 2018: la decisa riduzione dei solidi nella termoelettrica (-25%) e, in misura inferiore il calo del petrolio, hanno di fatto compensato l'incremento di rinnovabili e di gas naturale.
Notevole l'aumento del gas naturale, in aumento di circa il 9% sul 2018 (dati SNAM). Come emerge dalla Figura 4.7, dopo il calo del 2018, il ricorso al gas per la generazione elettrica è tornato a crescere come nel precedente triennio di variazioni positive. Tra il 2014 ed il 2017 i consumi di gas per la produzione elettrica erano aumentati infatti di quasi 7 Mtep, favoriti da fattori di natura congiunturale, quale scarsa idraulicità e riduzione delle importazioni dalla Francia. Anche la ripresa del 2019 è in parte da attribuire alle minori importazioni, ma in primo luogo alla minore produzione da solidi.
Sono in lieve aumento anche le rinnovabili elettriche, oltre l'1% in più in termini di fonti primarie rispetto al 2018, destinate alla produzione di circa 115 TWh di energia elettrica, 1,5 TWh in più rispetto al 2018. Tale risultato è da ricercare nella crescita della produzione da FER intermittenti, che hanno più che compensato la minore generazione idroelettrica, calata di quasi 3 TWh rispetto al 2018 (-6%).
Come emerge dalla Figura 4.8, dopo la ripresa del 2018 dai livelli minimi del 2017, la produzione idroelettrica nel 2019 è solo lievemente inferiore alla media del decennio 2009-2019.
Dopo il calo del 2018 (-4% rispetto al 2017), nel corso del 2019 la produzione da fonti intermittenti torna invece a crescere, complessivamente di circa 4,5 TWh rispetto ai livelli dell'anno precedente, +11%.
In termini sia assoluti che relativi è la produzione eolica a crescere in maniera più importante nel 2019, +14% rispetto al 2018 (+2,5 TWh).
Anche la produzione solare è in ripresa, +9% rispetto all'anno precedente (+2 TWh), dopo il forte calo del 2018 (-7%).
In una ottica di più ampio respiro, la Figura 4.9 mostra come, dopo i primi anni del decennio di rapida ascesa (in concomitanza con la crescita degli oneri in bolletta), dal 2014 in poi si è assistito ad un forte rallentamento: a fine 2019 la produzione eolica e solare è infatti complessivamente aumentata di appena il 20% rispetto al 2014, arrivando a rappresentare il 35% del totale produzione di quell'anno.

Figura 4.7 – Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)

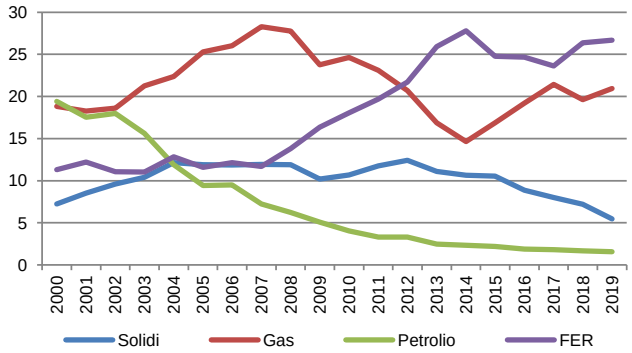


Figura 4.8 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi ultimi dieci anni (TWh, asse dx)

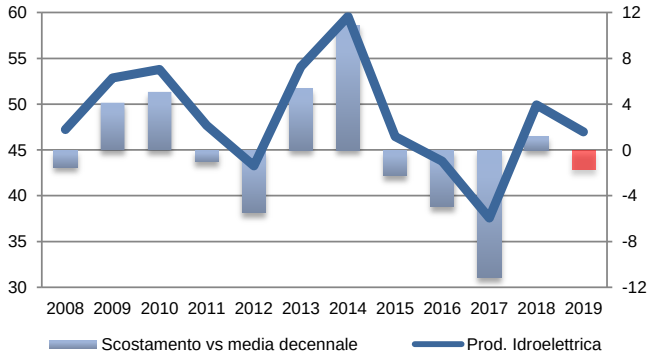
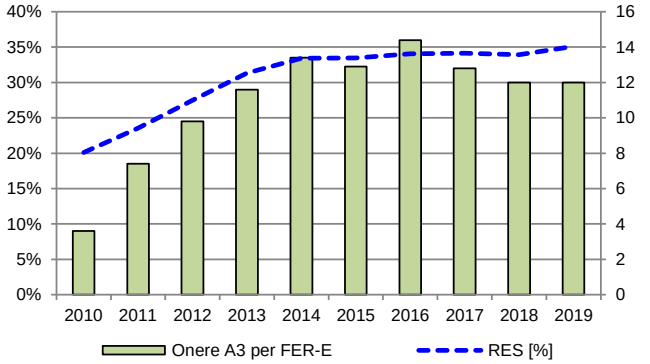


Figura 4.9 – Quota di produzione elettrica da FER sulla produzione nazionale (% asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx)



4.2 I consumi finali di energia

In calo la domanda di energia nei settori di impiego finale, oltre l'1% in meno rispetto al 2018

Secondo le stime ENEA, i consumi finali di energia si sono attestati nel 2019 a circa 125,5 Mtep, in calo di circa l'1,3% rispetto ai livelli del 2018 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). Se si escludono gli usi non energetici e i bunkeraggi, il calo del 2019 è lievemente inferiore, -1% rispetto all'anno precedente, più in linea con l'andamento del Superindice ENEA (si veda par.2.1). I consumi per usi non energetici (su cui ha influito il deciso calo della petrolchimica, -12% sul 2018), e per i bunkeraggi sono infatti stimati in riduzione più decisa (-5% complessivamente) rispetto alla riduzione dei settori civile, industria e trasporti (si veda oltre).
In termini di commodity, la minore domanda di energia nel 2019 (Figura 4.10) è imputabile principalmente al deciso calo dei consumi di gas (-2%) e petrolio (-1%), complessivamente oltre 1 Mtep in meno rispetto al 2018. In riduzione anche la richiesta di energia elettrica ed i consumi di solidi (complessivamente quasi 0,3 Mtep in meno), risultando tuttavia marginali rispetto al dato complessivo.
Il risultato del 2019 è maturato in particolare nel corso dei mesi invernali, durante i quali i consumi si sono ridotti di circa 2 Mtep rispetto agli analoghi mesi del 2018, imputabili in larga misura alla minore richiesta di gas per il riscaldamento, favorito dalle temperature miti, ma anche negli usi industriali (specie nel IV trimestre, per il deciso calo dell'attività produttiva, si veda par. 2.1). Nei due trimestri centrali dell'anno si stima invece un incremento, seppur marginale, della domanda di energia (rispetto allo stesso periodo del 2018): nel II trimestre per la maggiore richiesta di gas nel mese di aprile (più rigido dell'aprile 2018), nel III trimestre per i consumi di prodotti petroliferi ed elettricità (per temperature mediamente più elevate dell'anno precedente).

Rispetto ai massimi del 2005, i consumi finali rimangono decisamente inferiori (-14%)

La riduzione del fabbisogno di energia nei settori di impiego finale nel 2019 avviene dopo il biennio 2017-18 di crescita tendenziale superiore all'1% medio annuo.
Se gran parte dell'aumento dei consumi del 2018 era imputabile alla crescita della domanda di prodotti petroliferi nei trasporti per revisione di natura statistica, l'incremento tendenziale del 2017 era invece dovuto principalmente ai maggiori consumi di gas per il riscaldamento degli ambienti (rispetto al 2016 particolarmente caldo, Figura 4.10). Nel corso del biennio ancora precedente, il 2015-2016, i consumi finali di energia erano risultati invece sostanzialmente stabili sui 124 Mtep, ma in aumento rispetto ai livelli minimi del 2014, contraddistinto anche da temperature invernali più miti dell'intero orizzonte temporale (si veda par. 2.1).
In una ottica di ancora più lungo periodo (Figura 4.10), dopo il trend di costanti riduzioni iniziato già da prima della crisi economica (a ritmi decisamente meno sostenuti) fino al minimo del 2014, (120 Mtep, -18% rispetto al 2005), i consumi nel successivo quadriennio 2015-2018 erano tornati su di un trend di moderata crescita, spinti anche dalla ripresa dell'attività economica, restando in ogni caso ancora notevolmente al di sotto dei livelli pre-crisi; il nuovo calo del 2019 ha ulteriormente aumentato tale divario circa il 14% in meno rispetto al 2005.

Gran parte della riduzione dei consumi negli ultimi 15 anni attribuibile al calo dell'industria per la crisi economica

In termini di contributi settoriali il calo tendenziale del 2019 è da ricercare principalmente nella riduzione dei consumi nel settore civile; in riduzione anche i consumi industriali e negli usi non energetici (per il forte calo della petrolchimica), solo marginale invece il calo dei consumi nei trasporti.
La Figura 4.11 evidenzia come, rispetto ai livelli massimi del 2005, il calo dei consumi sia da ricercare in primis nel risultato del settore industriale, nel quale si è registrata una riduzione di oltre il 33% (circa 14 Mtep in meno), ad un ritmo particolarmente sostenuto durante gli anni della crisi economica (-4% medio annuo tra il 2008-2015).
Il comparto dei trasporti, dopo il deciso calo fino ai livelli minimi del 2013 (-14% rispetto al 2005), è poi evoluto lungo una traiettoria di moderata ripresa nei successivi anni 14-18 (+1,3% medio annuo); se si esclude la revisione statistica del 2018, la ripresa risulta meno sostenuta, inferiore all'1% medio annuo. Il dato 2019 (moderata riduzione) segna in questo senso una inversione di tendenza: dalla Figura 4.11 emerge come a fine 2019 i consumi del settore siano ancora decisamente sotto i livelli del 2005 (oltre il -8%).
I consumi del settore civile sono stimati invece sostanzialmente sui livelli del 2005: se da un lato le temperature medie invernali su un trend di crescita (si veda par. 2.1) hanno fornito un impulso alla riduzione del fabbisogno di energia (per usi riscaldamento), una spinta all'aumento dei consumi è probabilmente da ricercare sia nella crescita del settore servizi, che nell'aumento della popolazione (si veda oltre).

Figura 4.10 – Consumi finali di energia: variazione tendenziale per fonte (Mtep, sx) e variazione % rispetto al 2005 (dx)

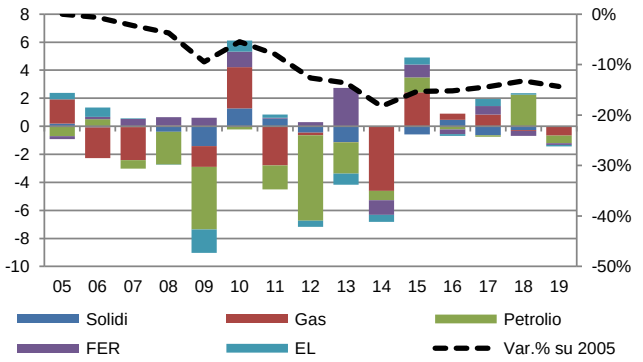
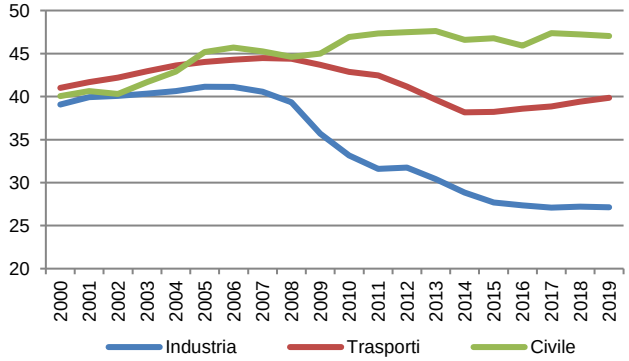


Figura 4.11 – Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)



In lieve calo la domanda elettrica (-0,6%), a conferma della frenata già emersa nel 2018

Nel 2019 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 319,5 TWh, solo in marginale riduzione rispetto ai livelli del 2018 (-0,6%, 2 TWh in meno). Anche il dato destagionalizzato e corretto per effetti di temperatura e calendario conferma tale variazione (Rapporto mensile Terna 12/2019).
La riduzione della domanda del 2019 è il risultato di cali del I e II trimestre (-1% medio tendenziale) e della decisa riduzione del IV (-1,7%), durante i quali la richiesta è complessivamente calata di oltre 2,7 TWh rispetto allo stesso periodo del 2018, compensando quindi l'aumento dei mesi estivi (+1TWh +1%). Se il calo della domanda nei tre trimestri, specie nell'ultimo, è da ricercare nel risultato negativo della attività industriale, nel corso del trimestre estivo le temperature mediamente più elevate hanno spinto i consumi (si veda par. 2.1).
Il calo della domanda del 2019 avviene dopo che nel 2018 si era registrata una lieve crescita (+0,3% sul 2017) ed un 2017 di ripresa più netta, + 2% rispetto all'anno precedente.
In un orizzonte più ampio (Figura 4.12), dopo la contrazione degli anni della crisi economica, che hanno fatto crollare la domanda fino ai livelli minimi del 2014 (310 TWh, -9% rispetto al 2008), e la ripresa del successivo triennio 15-17 (+1% medio annuo), i consumi elettrici si sono poi mossi lungo una traiettoria di crescita molto moderata nel 2018 e addirittura in calo nel 2019.
Complessivamente a fine 2019 i consumi elettrici risultano ancora nettamente inferiori rispetto ai livelli pre-crisi, quasi il 6% in meno rispetto al 2008, seppur in ripresa rispetto ai minimi del 2014.

Lieve aumento dell'elettrificazione del sistema nel 2019, che resta sostanzialmente stabile al 20% negli ultimi 5 anni

Nel corso del 2019 la richiesta di energia elettrica è diminuita rispetto ai livelli dell'anno precedente ad un ritmo inferiore rispetto al totale consumi di energia nei settori di impiego finale (-1%). Come anticipato, buona parte del calo dei consumi finali di energia nel 2019 è infatti da ricercare nella minore richiesta di gas, sia per usi riscaldamento che per usi industriali, oltre che alla riduzione di prodotti petroliferi e soldi. Ne consegue un lieve incremento della quota di elettricità sui consumi finali di energia, stimata per il 2019 pari a circa il 20%.
Il risultato del 2019 riporta quindi l'elettrificazione del sistema energetico nazionale sui livelli del 2017, dopo il lieve calo del 2018, quando a fronte di un aumento, seppur marginale, della domanda elettrica (+0,4% sul 2017), i consumi finali erano aumentati complessivamente ad un tasso decisamente più sostenuto (+1,3%), per l'aumento della domanda di prodotti petroliferi nei trasporti.
Allargando l'analisi ad un orizzonte temporale più ampio (Figura 4.12), dopo gli anni di decisa crescita dei consumi elettrici, spinti dalla terziarizzazione del Paese (Figura 4.13), l'elettrificazione del sistema ha proseguito a crescere, sebbene a ritmi inferiori, fino alla metà del decennio in corso, per poi evolvere su un trend di sostanziale stabilità nel successivo periodo 2015-19, oscillando sul 20%.
L'aumento dell'elettrificazione del sistema nella prima metà del decennio sembra almeno in parte da ricercare nella crisi economica, quando si sono ridotti principalmente i consumi di energia nei trasporti e nell'industria (nei quali complessivamente la quota di elettricità è inferiore alla media dell'intero sistema). Nel periodo successivo, a fronte di una seppur modesta ripesa dell'economia, anche in presenza di un lieve incremento della domanda di elettricità, l'elettrificazione è poi passata su un trend di sostanziale stabilità.

Il fatto che l'elettrificazione del sistema stia evolvendo negli ultimi anni su un trend di sostanziale stabilità rappresenta un elemento di preoccupazione alla luce dei target di medio lungo periodo. Secondo gli scenari del recente PNiEC i consumi elettrici al 2030 dovrebbero infatti arrivare a rappresentare circa il 30% dei consumi finali (dato in linea con le indicazioni della precedente SEN): l'elettrificazione dei consumi rappresenta infatti una opzione importante per la transizione energetica, insieme alla riduzione dei consumi, alla decarbonizzazione del settore di generazione elettrico e alla maggiore diffusione delle rinnovabili.
Dalla Figura 4.13 emerge inoltre come l'andamento complessivo della richiesta di elettricità sulla rete, a fine 2019 ancora al di sotto dei livelli pre-crisi, sia il risultato di trend differenti nei principali settori di impiego dell'elettricità: in crescita nel settore servizi, ancora in calo (rispetto ai livelli del 2005) nel residenziale e industriale.

Figura 4.12 - Variazione annua della domanda elettrica (asse sx, %), Consumi elettrici e Quota di elettricità sui consumi finali (media mobile 3 anni, 2005=100, asse dx)

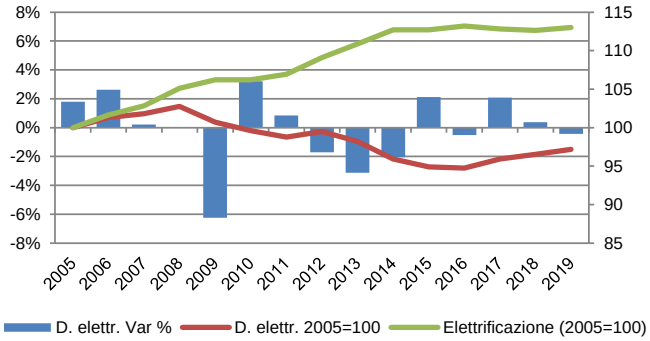
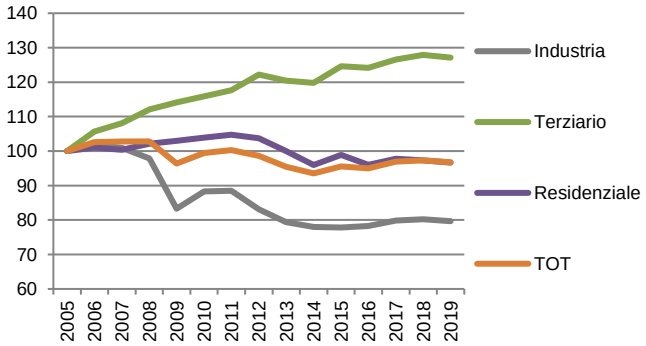


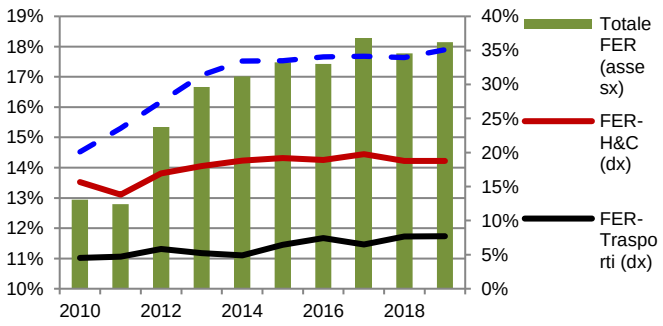
Figura 4.13 – Consumi elettrici per settore di impiego finale (2005=100)



Quota di FER sui consumi finali in lieve aumento dopo la marginale riduzione del 2018

Secondo le stime ENEA nel corso del 2019 i consumi da FER sarebbero di poco inferiori ai 22 Mtep (metodologia UE per calcolo target 2020), in aumento quindi rispetto ai livelli del 2018 di circa l'1%, per il buon risultato delle FER elettriche intermittenti.
Dato il calo dei consumi energetici (-1% sul 2018) la quota di FER sui consumi finali, stimata sul 18,1%, risulterebbe quindi in aumento rispetto ai livelli del 2018 (17,8%).
In una ottica di più lungo periodo (Figura 4.14), i consumi di energia da FER in Italia sono cresciuti in modo deciso nella prima metà del decennio in corso, quando sono passati dai 17,3 Mtep del 2010 ai 21,3 Mtep del 2015, in primo luogo per la forte crescita di fotovoltaico ed eolico. Dopo la frenata del 2016 sono poi tornate a crescere nel 2017, raggiungendo il livello massimo di 22 Mtep. Dopo il lieve calo del 2018 (primo anno di calo della produzione elettrica da intermittenti), nel 2019 le rinnovabili sono quindi tornate in lieve aumento. Complessivamente nella seconda metà del decennio la crescita è avvenuta a ritmi decisamente inferiori rispetto alla prima metà: a fine 2019 appena mezzo Mtep in più rispetto ai livelli di quattro anni prima.
Se il target UE per il 2020 (17% di FER sui consumi finali lordi di energia) sembra assolutamente alla portata, dal momento che già da cinque anni è stato raggiunto e superato, i nuovi ambiziosi target al 2030 fissati nel PNiEC (30% di consumi da FER) sembrano particolarmente sfidanti, specie alla luce del trend di crescita modesto degli ultimi anni. In termini assoluti, infatti, il PNiEC prospetta al 2030 circa 33Mtep da FER, oltre 10 Mtep in più rispetto ai livelli di consumo attuali.
La Figura 4.14 evidenzia come la diffusione delle fonti rinnovabili abbia proceduto nel corso degli ultimi anni su una traiettoria di lenta crescita per tutte e tre le tipologie di rinnovabili (elettriche, termiche e trasporti).
In riferimento alla quota di FER elettriche sul totale della produzione elettrica, il PNiEC prevede target sfidanti, il 55% al 2030. Per raggiungere tale quota (che dal 2014 è sostanzialmente stabile sul 34%), è necessario che le nuove installazioni di FER aumentino a ritmi significativamente più sostenuti di quanto rilevato negli ultimi anni, specie per quanto riguarda solare ed eolico (si veda oltre).
Anche il target di FER sui consumi per riscaldamento e raffrescamento, fissato dal PNiEC al 33% nel 2030, risulta sfidante, alla luce del fatto che tale quota, pari nel 2019 a circa il 19% è cresciuta di appena un punto e mezzo percentuale negli ultimi sei anni, mentre la revisione contabile dei consumi di biomasse, che ha fornito un contributo decisivo a raggiungere i target settoriali e delle FER complessive, risulta oramai assorbito. I nuovi target PNiEC attendono circa 5 Mtep aggiuntivi di FER termiche, specie dalla diffusione di pompe di calore.
Allo stesso modo il target relativo alla quota di FER nei trasporti (21% al 2030) appare sfidante in considerazione sia dell'attuale livello (circa il 7%), che del fatto che tale quota è aumentata di appena 2 punti rispetto ai livelli del 2010. Sia per le FER termiche che per le FER nel settore dei trasporti, il raggiungimento dei target al 2030 è, come noto, fortemente legato alla capacità di ridurre la domanda di energia, che tuttavia abbiamo visto si sia mossa nella seconda parte de decennio su un trend di moderata ripresa.

Figura 4.14 – Quota di FER sui consumi finali di energia totale (asse sin, %), e per macro gruppo di FER (asse dx, %)



4.2.1 Settore dei trasporti

Consumi totali sui livelli del 2018, ancora in aumento il trasporto aereo (+4%), lieve calo per quello stradale

Nel 2019 i consumi energetici del settore trasporti sono stimati a circa 40 Mtep, sostanzialmente sugli stessi livelli dell'anno precedente (-0,3%). Dopo che nei primi nove mesi dell'anno i consumi del settore erano risultati in marginale aumento, nell'ultimo trimestre si è invece registrata una decisa riduzione, -1,5% tendenziale (per calo di gasolio motori, -3% rispetto al IV trimestre 2018). Il dato complessivo del 2019 pare quindi portare i consumi del settore su una traiettoria più stabile dopo la crescita registrata nel 2018 (+3% rispetto al 2017, anche per a novità sulla rilevazione delle vendite, v. Analisi Trimestrale 1/2019).
In un'ottica di più ampio respiro (Figura 4.11), il comparto dei trasporti, dopo il forte calo fino ai livelli minimi del 2013 (-14% rispetto al 2005), si è poi mosso lungo un sentiero di ripresa nel successivo quinquennio 2014-'18, +1,3% medio annuo (al netto della revisione statistica del 2018, la crescita sarebbe risultata tuttavia più moderata, inferiore all'1% medio annuo).
In termini di combustibili, i consumi di carboturbo per il trasporto aereo sono cresciuti nel corso del 2019 di quasi il 4% rispetto all'anno precedente, compensando di fatto la riduzione dei consumi per il trasporto stradale (gasolio in primis, Figura 4.16), in calo di quasi l'1%.
Più nel dettaglio, nel 2019 i consumi di carburante per il trasporto aereo sono risultati infatti ancora in aumento rispetto all'anno precedente, sebbene in fase di attenuazione: se nei primo trimestre si era registrato un incremento tendenziale di quasi il 7%, in linea quindi con il trend del triennio 16-18 (Figura 4.15), nei successivi nove mesi la crescita è stata decisamente inferiore (+3% medio).
Per quanto riguarda il trasporto stradale, dopo il moderato aumento del III trimestre, che aveva in parte compensato i cali della prima metà dell'anno (-1%), nell'ultimo trimestre si registra un nuovo deciso calo dei consumi, -2% rispetto al IV trimestre 2018. Dopo la crescita del 2018 (+3% sul 2017), la riduzione dei consumi per trasporto stradale del 2019 (quasi l'1% in meno rispetto all'anno precedente) sembra quindi riprendere il trend di moderata riduzione del precedente biennio 2016-17 (-1% medio annuo, Figura 4.15).
In riferimento ai principali carburanti per autotrazione, le vendite di gasolio e benzina hanno avuto andamenti differenti, in parte probabilmente spiegabili con il rinnovo del parco autovetture (si veda oltre). Le vendite di gasolio motori risultano complessivamente in calo dell'1,3% rispetto all'anno precedente (oltre 300 mila tonnellate in meno, Figura 4.16): in riduzione marginale nei primi tre mesi dell'anno, nel corso del II e III trimestre mostrano cali più decisi (-1% tendenziale), in intensificazione nel IV, -3% la variazione tendenziale. Il calo delle vendite di gasolio può in parte essere spiegato con i dati relativi al traffico veicoli pesanti sulla rete autostradale: l'IMR (Indice di Mobilità Relativa, elaborato dall'ANAS), per i soli veicoli pesanti, risulta infatti in calo di circa l'1% rispetto ai livelli del 2018, in linea anche con il risultato dell'industria, complessivamente in riduzione di oltre l'1% ed in misura marcata nel IV trimestre (-2,6%).
I consumi di benzina risultano invece complessivamente sui livelli del 2018 (+0,1%): dopo che l'aumento del III trimestre aveva più che compensato i cali dei primi sei mesi dell'anno, il IV trimestre è infatti in lieve calo (-0,3%).
Infine si registra un deciso aumento le vendite di GPL per autotrazione, +3% rispetto al 2018, per il risultato positivo della seconda parte dell'anno (+6% medio).

Carburanti per autotrazione in linea con gli indicatori di traffico, peggiora l'efficienza del parco auto

Nel corso del 2019 i dati relativi al traffico veicolare risultano sostanzialmente sugli stessi livelli del 2018: sia i dati AISCAT sull'intera rete autostradale (relativi ai soli primi nove mesi dell'anno) che quelli ANAS (relativi a tutti i veicoli, per l'intero 2019) indicano variazioni marginali rispetto ai livelli 2018. Dalla Figura 4.17 emerge come l'allineamento tra consumi e traffico nel 2019, in termini di variazioni sull'anno precedente, rappresenti una discontinuità rispetto agli anni precedenti.
Dalla Figura si può cogliere, infatti, per il triennio 2015-2017, un disaccoppiamento tra consumi e traffico (consumi in aumento più moderato rispetto al traffico), in concomitanza con l'accelerazione del ricambio del parco auto e la riduzione delle emissioni medie del circolante. Anche al netto delle novità statistiche introdotte nel 2018 (vedi sopra), nel corso del biennio 2018-2019 tale disaccoppiamento tra traffico e consumi sembra invece essersi indebolito, in concomitanza con una fase di rallentamento del tasso di rinnovo del parco e delle emissioni specifiche medie (si veda il cap. 3).

Figura 4.15 – Consumi di energia per trasporto su strada (asse sin, Mtep), e aereo (asse dx, Mtep)

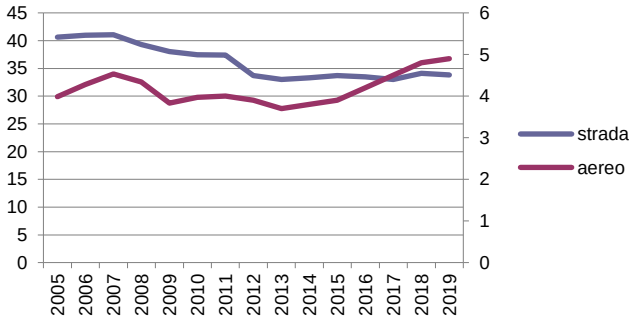


Figura 4.16 – Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua tendenziale, Mtep)

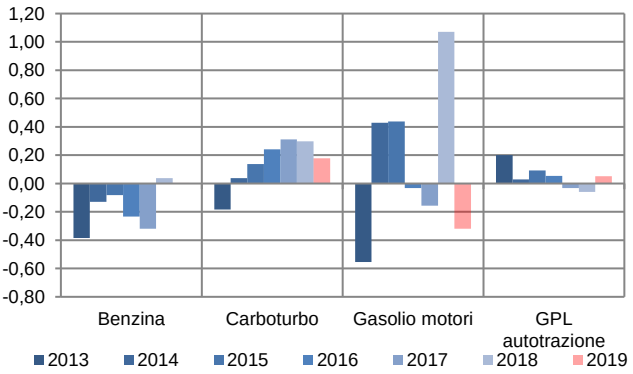
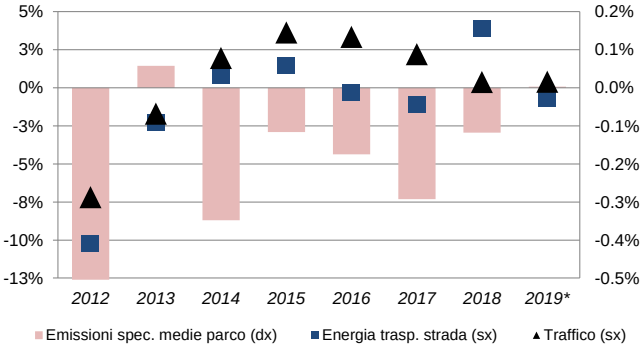


Figura 4.17 – Variazioni annuali % delle emissioni medie di CO_2/km del parco auto (asse dx), dei consumi di energia per trasporto stradale e del traffico veicolare (asse sin)



4.2.2 Industria

Consumi in riduzione rispetto al 2018 in linea con il calo della produzione industriale

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel corso del 2019 sono stati complessivamente pari a circa 25 Mtep, in calo rispetto all'anno precedente di circa l'1%.
Il risultato dell'industria dipende dal calo delle due principali commodity energetiche, gas ed elettricità, che rappresentano oltre i 4/5 del totale dei consumi settoriali. La richiesta di gas è infatti stimata in riduzione del 2% rispetto al 2018 (-8% nel solo IV trimestre, dati SNAM), i consumi elettrici in calo più moderato nell'anno, ma più deciso negli ultimi tre mesi (-1,6% elaborazioni su dati Terna).
Sul dato annuale complessivo ha influito il deciso calo stimato per gli ultimi tre mesi dell'anno, durante il quale la domanda di gas, petrolio ed elettricità settoriale si sarebbe ridotta di circa il 4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
Tale stima sembra in linea con il risultato dell'attività industriale, in riduzione nel IV trimestre del 2,6% (rispetto al IV trimestre 2018), rispetto al -1% dei primi nove mesi. Il dato del comparto dei soli beni intermedi, a maggiore intensità energetica è anche più negativo, -4% nel solo IV trimestre.

Il calo dell'industria nel 2019 avviene dopo un triennio di moderata ripresa a valle del lungo periodo di forti riduzioni negli anni della crisi economica

Le stime per il 2019 sembrano quindi riportare i consumi del settore in lieve calo, dopo il precedente triennio 16-18 di modesta ripresa, inferiore allo 0,5% medio annuo, spinti dalla moderata ripresa dell'economia nazionale (si veda par. 2.1).
La Figura 4.18 evidenzia come i consumi del settore, rispetto ai livelli massimi del 2004-2005 (quando la domanda di energia era superiore ai 41 Mtep), si siano ridotti a ritmi sostenuti (-4% medio annuo) fino ai livelli minimi del 2015 (27 Mtep); dopo il triennio di lieve ripresa, il calo del 2019 riporta i consumi settoriali sui livelli minimi del 2015, ed oltre un terzo al di sotto di quelli massimi del 2005.
La Figura 4.18 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 del settore nel 2019 (maturato come detto nella parte finale dell'anno) avvenga in concomitanza del calo tendenziale dell'1,3% dell'indice di produzione industriale (anch'esso in accelerazione negli ultimi tre mesi dell'anno), tornato a scendere dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni tendenziali positive. Dalla Figura emerge anche come la riduzione dei soli beni intermedi (a maggiore intensità energetica) sia stata più marcata rispetto all'intero comparto industriale sia negli anni della crisi economica che nel corso del 2019, in calo del 2,8% rispetto all'anno precedente (-4% nel solo IV trimestre).
Dalla Figura si osserva come il progressivo disaccoppiamento tra driver e consumi, iniziato nel 2013 e proseguito negli anni 2015-17 di ripresa dell'attività industriale, si sia ri-dimensionato nel corso del 2018, la stima del 2019 sembra confermare tale tendenza.

Figura 4.18 – Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)

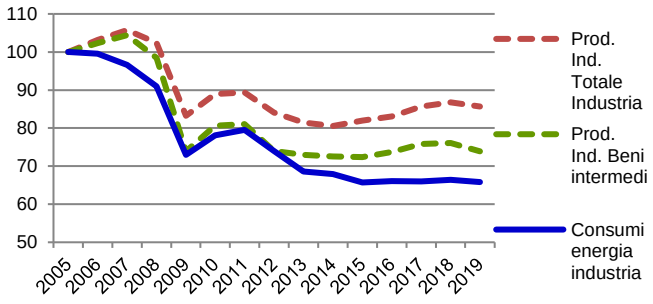
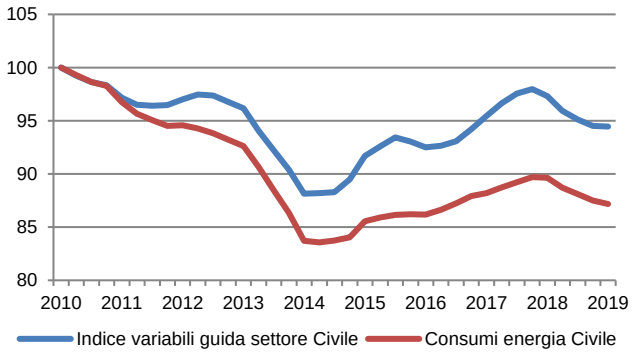


Figura 4.19 – Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, 2010=100)



4.2.3 Settore civile

Consumi energetici del settore civile in calo, -1% rispetto al 2018, in linea con i principali driver del settore

Secondo le stime ENEA, nel 2019 i consumi energetici del settore civile sarebbero in calo di oltre l'1% rispetto al 2018 (escluse le FER termiche).
Tale risultato è da ricercare nei decisi cali dei mesi invernali, nel corso dei quali la domanda energetica settoriale sarebbe calata complessivamente di circa il 5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Così come avvenuto nei primi tre mesi dell'anno, quando le temperature miti di febbraio e marzo avevano portato i consumi del settore a ridursi di quasi 1 Mtep rispetto al I trimestre 2018, anche nell'ultimo trimestre si stima un calo di circa mezzo Mtep. Negli ultimi tre mesi, infatti, oltre alla domanda elettrica (-1,5% tendenziale), risultano ancora in forte riduzione i consumi di gas (-5% dati SNAM), per il deciso calo del mese di dicembre (-11%).
Nel corso del II trimestre i consumi del settore erano invece stimati in crescita (+10% la variazione tendenziale), per il deciso aumento della domanda di gas ad aprile e maggio (+25% in media, dati SNAM).
Anche nel trimestre estivo il fabbisogno di energia settoriale era risultato in lieve aumento, circa l'1% in più rispetto allo stesso periodo del 2018: oltre alla domanda elettrica (+1% tendenziale), anche i consumi di gas sulle reti di distribuzione sono infatti cresciuti dello 0,8% in termini tendenziali per gli incrementi del mese di settembre (+4% rispetto a settembre 2018), per effetto di una temperatura mediamente più bassa.
L'andamento altalenante dei consumi settoriali nel corso dei quattro trimestri del 2019 è tuttavia spiegabile con l'andamento delle variabili guida del settore Civile, complessivamente in calo rispetto alla spinta fornita nel 2018 (Figura 4.19). Sull'indice che sintetizza l'andamento delle variabili guida dei consumi energetici del settore agiscono infatti, oltre alla componente climatica (che ha favorito l'aumento dei consumi elettrici nei mesi estivi ad il calo di quelli termici nei mesi invernali), anche l'andamento dei prezzi delle commodity e il risultato del settore dei servizi, che hanno entrambe spinto all'aumento dei consumi di energia rispetto al 2018 (si veda par. 2.1). Come emerge dalla Figura 4.19, nel corso dei primi anni del decennio i consumi di energia si erano tuttavia ridotti più rapidamente delle variabili guida del settore (escludendo le FER termiche), mentre nel successivo periodo driver e consumi hanno proceduto in maniera sostanzialmente parallela, ad indicare quindi un deciso rallentamento del processo di disaccoppiamento.

A fine 2019 consumi del civile stimati sugli stessi livelli di 15 anni prima; rinnovabili ed elettrificazione stentano a crescere

Il calo dei consumi del 2019 avviene dopo che anche nel 2018 si era registrato un calo, inferiore all'1% rispetto al 2017 (escluse FER termiche).
In una ottica di più lungo periodo, la Figura 4.22 mostra l'evoluzione dei consumi del settore civile e dei due sottosettori, residenziale e terziario (media tre anni precedenti, comprese biomasse termiche, escluse FER da pompe di calore, dati Eurostat). Emerge come i consumi settoriali siano cresciuti in maniera costante fino ai massimi del 2010, di circa il 50% rispetto al 1990, spinti in particolare dal terziario, raddoppiato in quell'orizzonte temporale. Nel corso della prima metà del decennio successivo (2010-14) il settore Civile si è poi mosso su un trend di riduzione, come visto anche più deciso rispetto alla spinta fornita dalle variabili chiave, per poi tornare a crescite, moderate, nel triennio successivo (spinto principalmente dal terziario). Nonostante i due cali consecutivi del 2018-19, a fine 2019 i consumi del settore sono stimati sostanzialmente sui livelli del 2005; in questo senso da un lato le temperature medie invernali su un trend di crescita hanno favorito la riduzione del fabbisogno di energia, dall'altra la crescita del terziario e della popolazione (+4% nel periodo 2005-2019, nonostante gli ultimi tre anni di marginale riduzione) hanno fornito un impulso di verso opposto.
In termini di mix energetico (Figura 4.21), si evidenzia per il residenziale la progressiva riduzione dei prodotti petroliferi per il minore utilizzo di impianti per riscaldamento a gasolio: dal 35% nel 1990, al 16% del 2005, al 7% del 2018. Le FER termiche sostanzialmente invariate sui 6-7 Mtep (il 20% del totale) da diversi anni. Anche la quota di elettricità sui consumi del residenziale risulta sostanzialmente costante sul 17% (incrementi di efficienza compensati dall'aumento dei dispositivi elettrici in casa e dalla diffusione della climatizzazione estiva); in aumento invece l'elettrificazione del terziario: dal 43% medio fino al 2010, al 50% medio del decennio successivo (Figura 4.22).

Figura 4.20 – Consumi finali di energia nei settori residenziale e terziario (media mobile tre anni, Mtep)

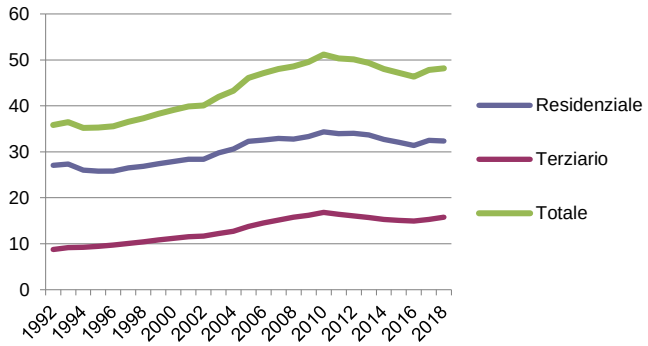


Figura 4.21 – Consumi di energia nel settore residenziale per commodity (Mtep)

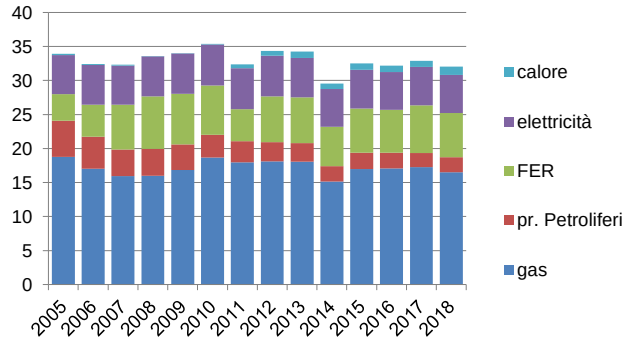
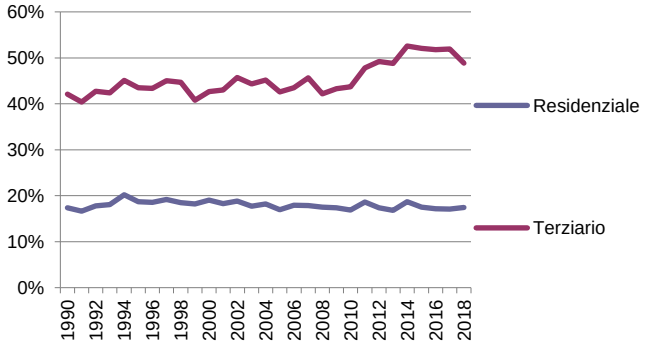


Figura 4.22 – Quota dei consumi elettrici sul totale dei consumi finali: settori residenziale e terziario (%)



5. Decarbonizzazione

- Secondo la stima preliminare ENEA nel 2019 le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano sono state di poco superiori a 320 Mt, in riduzione di circa l'1,5% rispetto ai livelli del 2018.
- Il 2019 è stato un anno di decarbonizzazione della generazione elettrica, indotta prevalentemente dall'evoluzione del mercato (bassi prezzi del gas naturale e rialzo del prezzo dei permessi di emissione): le emissioni del settore sono stimate in calo del 3% sul 2018, in buona parte per l'accelerazione del *phase out* del carbone, oltre che alla ripresa delle FER intermittenti.
- Nel settore civile la minore richiesta di gas naturale nei mesi invernali, dovuta a temperature miti, ha determinato un calo delle emissioni dell'1,5%, in linea con i consumi.
- In calo anche le emissioni dell'industria, circa il 2%% in meno, in linea con la minore domanda di gas e prodotti petroliferi e con il risultato della produzione industriale.
- Per i trasporti si stima un lieve calo delle emissioni, -1% circa, in linea con la minore domanda di prodotti petroliferi.

In calo le emissioni di CO_2 del sistema energetico nazionale, -1,5% rispetto al 2018

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2019 le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano sono state di poco superiori a 320 Mt, in riduzione di circa l'1,5% rispetto ai livelli stimati per il 2018 (emissioni di CO_2 da *fuel combustion* per usi energetici).
Il risultato del 2019 avviene dopo che anche nel 2018 si era registrata una riduzione (-1% sul 2017), per il risultato positivo del settore della trasformazione elettrica.
In un'ottica più di lungo periodo, la stima relativa al 2019 sembra confermare che, dopo l'aumento del 2015 (peraltro rispetto ai minimi del 2014), le emissioni di CO_2 sembrano essere tornate su un trend di riduzione, seppur non uniforme.
Il ritmo di decarbonizzazione registrato nella seconda metà del decennio, pari a circa l'1% medio annuo, risulta tuttavia decisamente inferiore a quanto osservato nel periodo 2011-2014, quando le emissioni erano diminuite complessivamente di quasi il 20% rispetto al 2010 (-5% medio annuo), favorite dalla minore domanda di energia per la crisi economica (si veda oltre).
Rispetto ai livelli massimi del 2005, anno di riferimento per gli obiettivi di medio e lungo periodo, a fine 2019 le emissioni di CO_2 sono stimate in calo di circa il 30%, una stima che rassicura circa il raggiungimento degli obiettivi UE (-21% al 2020).
I target di decarbonizzazione definiti per il 2030 nel recente PNiEC (-47% al 2030 rispetto al 2005), risultano tuttavia particolarmente sfidanti se analizzati alla luce del moderato tasso di riduzione degli ultimi anni, specialmente per i settori ESD (si veda oltre).

Sia dai settori ETS che ESD un contributo alla riduzione delle emissioni di CO_2

Il calo delle emissioni stimato per il 2019 è da ricercare nelle riduzioni sia dei settori Emission Trading System (ETS) che di quelli disciplinati dall'Effort Sharing Decision (ESD), che hanno fornito un contributo di simile entità al calo complessivo delle emissioni. Nel 2018 il calo complessivo delle emissioni (-1% rispetto al 2017) era invece da attribuire esclusivamente ai settori ETS, che avevano di fatto compensato gli incrementi dei settori ESD (Figura 5.2).
Se nel 2018 la riduzione delle emissioni nei settori ETS era spiegabile principalmente con il superamento di quei fattori congiunturali che avevano caratterizzato il sistema energetico negli anni immediatamente precedente (ritorno delle importazioni di elettricità sui livelli standard e la ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017), il calo del 2019 si deve principalmente alla decisa accelerazione del *phase out* del carbone, oltre che alla ripresa della generazione da FER intermittenti.
Dopo l'incremento del 2018 (principalmente per la crescita dei trasporti), anche nei settori ESD si stima per il 2019 un calo delle emissioni sostanzialmente in linea con l'andamento dei consumi finali di energia (si veda oltre).

Allargando lo sguardo ad un orizzonte temporale più ampio, la Figura 5.1 evidenzia come il calo delle emissioni di CO_2 rispetto ai livelli massimi del 2005 sia il risultato delle riduzioni registrate sia nei settori ETS, che ESD, seppur con andamenti differenti.
A fronte di una riduzione del 3% medio annuo delle emissioni dei settori ETS tra il 2005-2019, nello stesso orizzonte di analisi le emissioni dei settori ESD sono invece diminuite ad un ritmo inferiore (circa il 2% medio annuo), specie negli ultimi 5 anni di moderata ripresa dei consumi.
Dalla figura emerge in particolare come dopo la costante riduzione fino al 2014 (avvenuta comunque a ritmi differenti), le due traiettorie abbiano proseguito a ritmi diversi durante gli anni della ripresa dell'economia: ancora in riduzione, seppur più moderata, le emissioni dei settori ETS (-1,5% m.a. tra il 2015 e il 2019), meno della metà quella degli ESD.
Se la possibilità di raggiungere i target ETS sarà molto legato alla diffusione delle FER (e al contributo del decreto FER), il raggiungimento dei target ESD presuppongono una decisa riduzione della domanda di energia nei settori di impiego finale dell'energia (si veda oltre).

Figura 5.1 – Emissioni del sistema energetico italiano per settore (Mt CO_2eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

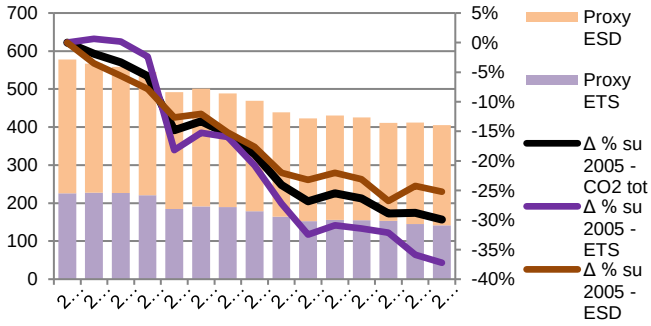
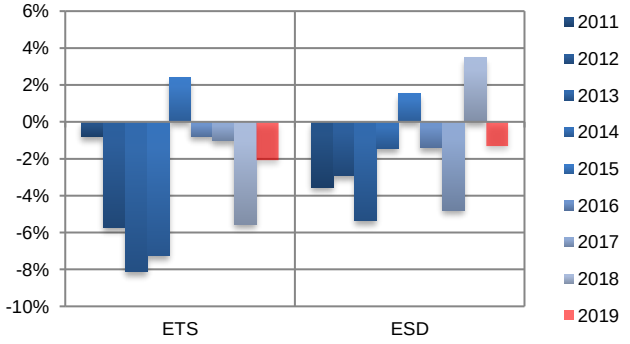


Figura 5.2 – Emissioni dei settori ETS e non ETS (variazioni su anno precedente, %)



Ancora in calo le emissioni di CO_2 del settore della generazione elettrica dopo la forte riduzione del 2018

Nel corso del 2019 le emissioni di CO_2 del settore di generazione elettrica sono stimate in calo rispetto ai livelli del 2018 di circa il 3%. Buona parte di tale riduzione è da ricercare, come di seguito descritto in maniera più dettagliata, dalla accelerazione del *phase out* del carbone, oltre che alla ripresa delle FER intermittenti.
Il risultato del 2019 si registra a seguito del più deciso calo del 2018, quando le emissioni settoriali erano stimate in riduzione di circa l'8% sul 2017 (allora per la ripresa dell'idro dai minimi del 2017). La Figura 5.3 mostra come, dopo il periodo di forti riduzioni nel quinquennio 2010-2014 (-6% m.a.), e il successivo aumento del 2015 dai livelli minimi del 2014, le emissioni settoriali abbiano ripreso ad evolvere lungo un percorso di riduzione, sebbene a ritmo non uniforme. A fine 2019 le emissioni settoriali sono stimate al di sotto anche dei minimi del 2014, ed inferiori di circa un terzo rispetto ai livelli di inizio decennio.

Il contributo prevalente dalla accelerazione del phase out del carbone

In Figura 5.4 la variazione tendenziale delle emissioni di CO_2 da generazione elettrica 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. Dalla figura emerge come nel 2019 il contributo decisivo al calo delle emissioni settoriali sia da ricercare nella riduzione dell'intensità carbonica della produzione termica, diversamente dal 2018 (allora tutte componenti avevano favorito la riduzione delle emissioni, sebbene il contributo più rilevante fosse arrivato della riduzione della produzione termoelettrica). Nel dettaglio:

- Nel 2019 la produzione nazionale netta è cresciuta rispetto di circa 4 TWh (+1,4% sul 2018), nonostante il calo, seppur lieve, della richiesta di elettricità (-2 TWh). L'aumento della produzione nazionale, resosi necessario per compensare le minori importazioni dall'estero, nel corso del 2019 ha quindi fornito una spinta all'incremento delle emissioni settoriali rispetto al 2018 (quantificabile in +1,5%). Nel corso del 2018 dalla stessa componente era invece arrivata una spinta di segno opposto: allora la ripresa delle importazioni (+16% rispetto al 2017) aveva infatti determinato un calo di 5 TWh di produzione. In un orizzonte più ampio, dopo gli anni di riduzione fino ai minimi del 2014 (-7% rispetto al 2010), la produzione nazionale è tornata a crescere negli anni successivi, arrivando a fine 2019 al 5% in più rispetto ai livelli minimi del 2014, favorita anche dalla ripresa della domanda (+3% nello stesso orizzonte temporale). Negli ultimi anni, l'andamento altalenante della produzione è da ricercare nelle decise oscillazioni delle importazioni nette (-20% nel 2016, +16% nel 2018, -13% nel 2019).
- Dalla componente quota di produzione termica sul totale nazionale è arrivato invece un impulso marginale alla variazione delle emissioni settoriali. La quota di produzione termica sul totale è infatti invariata sul 66% dell'anno precedente (produzione termica e produzione totale entrambe in aumento di circa l'1,3% rispetto al 2018). Come emerge dalla Figura 5.5, infatti, la produzione da rinnovabili è solo in marginale aumento (+1%): l'incremento delle intermittenti è stato infatti compensato dalla minore produzione idroelettrica. Si ricorda come nel 2018 tale componente aveva invece fornito una spinta decisiva alla riduzione delle emissioni settoriali: allora la quota di produzione termica si era fortemente ridotta (dal 70% al 66%), per la ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017 (+33%, Figura 5.5). In un orizzonte di più ampio respiro, dopo il periodo 2010-2014, durante il quale la % di produzione termica era passata dal 76% al 62% per la diffusione massiccia nel sistema di generazione di nuovi impianti FER, nel successivo triennio 2015-2017 tale componente aveva spinto all'aumento delle emissioni del settore: la bassa idraulicità era stata infatti solo in parte compensata dalle prestazioni positive dell'eolico (nel 2016) e solare (nel 2017). Dopo un 2018 nuovamente positivo (ma solo per ripresa dell'idro dai minimi del 2017), nel 2019 la spinta proveniente dalla diffusione delle FER nella generazione elettrica torna a ridimensionarsi.
- Come detto, il contributo decisivo alla riduzione delle emissioni del settore nel 2019 è venuto dalla riduzione dell'intensità carbonica della produzione termica, espressa in CO_2 per kilowattora prodotto. L'accelerazione del processo di *phase out* del carbone (-20% rispetto al 2018, il doppio rispetto alla media del triennio precedente), ha fornito infatti il contributo decisivo (quantificabile in -5%). Un ruolo decisivo lo ha avuto quest'anno l'evoluzione dei mercati dell'energia e delle emissioni, dove si sono combinati bassi prezzi del gas naturale e rialzo del prezzo dei permessi di emissione.

Figura 5.3 – Emissioni di CO_2 nel settore della generazione elettrica (2009=100)

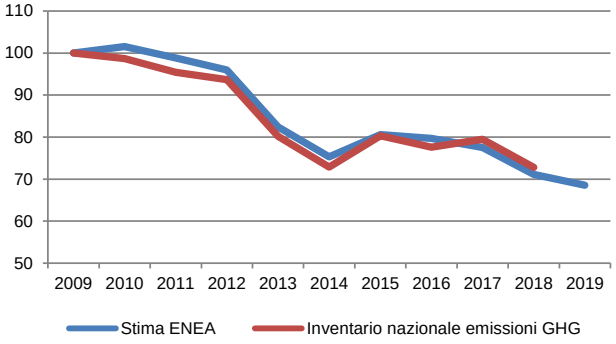


Figura 5.4 – Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

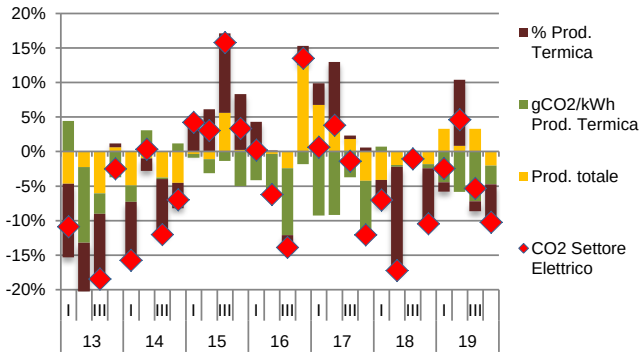
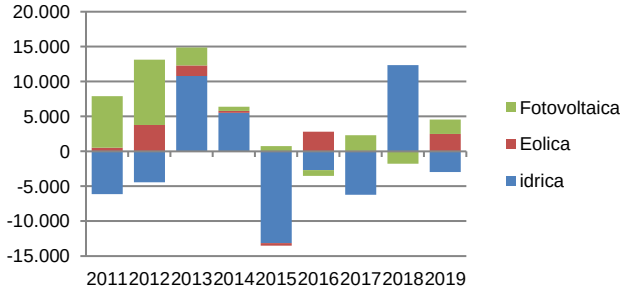


Figura 5.5 – Produzione elettrica su base annua da solare, eolico e idro (var. su anno precedente, GWh)



Calano le emissioni anche nei settori di impiego finale, in linea con i consumi di energia

Oltre che nella trasformazione, la riduzione delle emissioni del 2019 è da ricercare nel calo delle emissioni in tutti i settori di impiego finale dell'energia.
In riferimento al settore civile, la minore richiesta di gas naturale nei mesi invernali, dovuta a temperature mediamente più miti dello stesso periodo dell'anno precedente, ha infatti determinato un calo delle emissioni del settore superiore all'1,5%, in linea col dato dei consumi (si veda par. 2.2).
In riduzione anche le emissioni del settore industriale, circa il 2%% in meno rispetto al 2018, sostanzialmente in linea con la stima della domanda di gas e prodotti petroliferi, in calo come il dato relativo alla produzione industriale (si veda par. 2.1).
Per quanto riguarda i trasporti, si stima un lieve calo delle emissioni, inferiore al punto percentuale, in linea con la minore domanda di prodotti petroliferi nel settore (esclusa aviazione internazionale).
In una ottica di più ampio respiro la Figura 5.6 evidenzia come, rispetto ai livelli massimi del 2005 (oltre 460 $MtCO_2$ da combustione diretta per usi energetici, dati CRF), le emissioni del sistema energetico nazionale si siano ridotte a fine 2019 di circa 140 $MtCO_2$. Escludendo il contributo proveniente dal settore della trasformazione (responsabile di oltre il 40% del totale emissioni evitate), il principale contributo alla riduzione delle emissioni nell'orizzonte di analisi è arrivato dal settore industriale. Rispetto ai livelli del 2005 il comparto industriale ha infatti ridotto le proprie emissioni di quasi il 40%, contribuendo a circa un quarto del totale emissioni evitate. Dalla figura emerge anche come la stragrande maggioranza del calo del settore industriale sia maturato nell'arco degli anni delle crisi economica.
Anche il settore Civile ha fornito contributo al calo complessivo delle emissioni (per circa il 10% del totale): rispetto ai livelli del 2005 le emissioni sono infatti stimate in riduzione di oltre il 15%.
Importante contributo alla riduzione complessiva delle emissioni nel periodo di analisi (circa un quinto del totale) è infine da ricercare nei trasporti, nel quale la CO_2 settoriale si è ridotta di circa il 20% rispetto ai livelli del 2005. Anche nel settore dei trasporti, così come descritto per il comparto industriale, il trend di riduzione delle emissioni settoriali è risultato in forte calo negli anni della crisi economica.

In calo le emissioni dei trasporti, in linea col dato dei consumi e della produzione industriale

Nel corso del 2019 consumi ed emissioni del settore trasporti (esclusa aviazione internazionale) sono diminuiti a fronte di un aumento, seppur marginale, del PIL. Il calo dei consumi (ed emissioni) del settore è infatti maturato in particolare negli ultimi tre mesi dell'anno (-2% rispetto allo stesso periodo del 2018), in corrispondenza della decisa contrazione della produzione industriale (si veda par. 2.1). Così come nel 2019, anche in riferimento ad un orizzonte più ampio si rileva un disaccoppiamento tra l'andamento di consumi/emissioni del settore e quello del PIL, seppur modesto e a fasi alterne. Dalla Figura 5.7 emerge infatti come negli anni di crisi economica, i consumi si erano ridotti in maniera più sostenuta del PIL. Anche nel successivo biennio 2016-17 la domanda di energia del settore è rimasta sostanzialmente stabile, a fronte della crescita dell'economia italiana. Se si esclude il 2018, quando i consumi erano cresciuti più rapidamente del PIL (su tale risultato pesano tuttavia questioni di natura statistica), il 2019 sembra indicare da un lato una ripresa, seppur modesta, del disaccoppiamento con l'andamento del PIL, dall'altro una correlazione più stretta con il risultato dell'industria (-2,6% nel 2019).

Figura 5.6 – Emissioni di CO_2 per settori (riduzione rispetto ai livelli del 2005, $MtCO_2$)

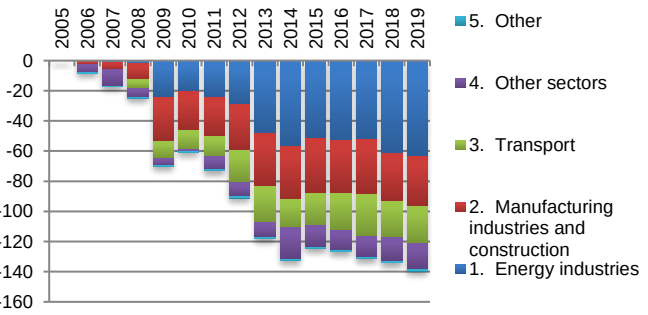
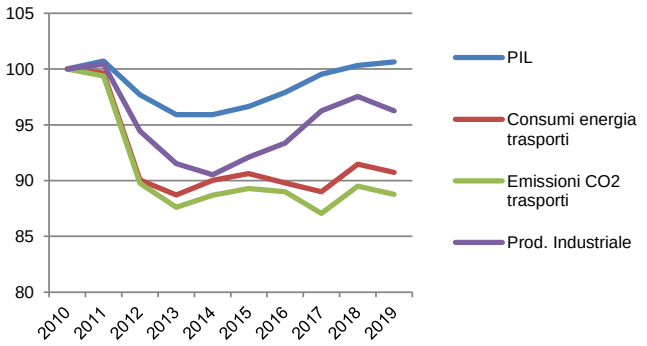


Figura 5.7 - Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100)



Mercato dell'auto sui livelli del 2018, ancora giù il diesel. Prosegue il trend negativo delle emissioni medie specifiche (+3% sul 2018)

Una chiave di lettura di questi dati può essere fornita dal rinnovo del parco autovetture, che anche nel 2019 è stato modesto in termini di volumi e meno performante in termini di prestazioni ambientali.
In riferimento ai volumi, nel corso del 2019 il numero di nuove immatricolazioni (1,9 milioni di veicoli) è stato sostanzialmente sugli stessi livelli del 2018 (+0,3%), quando si era registrato un calo del mercato (-3% rispetto al 2017, oltre 60 mila vetture in meno).
In una ottica di più lungo periodo, il dato 2019 sembra quindi stabilizzare il dato vendite su 1,9 milioni di veicoli del 2018, dopo la fase di ripresa dei precedenti quattro anni, in cui le vendite erano aumentate di oltre il 50% (a fine 2017) rispetto ai livelli minimi del 2013 (appena 1,3 milioni di immatricolazioni). Il ritorno a volumi superiori ai 2,3 milioni/anno del precedente decennio sembra al momento lontano, specie alla luce dei dati parziali dei primi due mesi del 2020 (-7% di immatricolazioni) e dell'impatto negativo atteso nei successivi mesi del 2020 dalla crisi globale provocata dalla emergenza sanitaria.
Elemento di continuità con l'anno precedente è inoltre rappresentato dal peggioramento del dato relativo alle emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione, giunto a fine anno oltre i 119 gCO_2/km, oltre il 3% rispetto ai livelli, comunque elevati del 2018 (115 gCO_2/km, +2% rispetto al 2017).
In una ottica di più ampio respiro, dalla Figura 5.8 emerge come nel 2017 le emissioni medie del nuovo immatricolato erano rimaste sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente (-0,3%), facendo quindi registrare una frenata rispetto ai cali significativi degli anni precedenti (-2,5% la riduzione media annua nel periodo 2010-2016).
Tra le cause della prestazione negativa del 2019, il crollo delle vendite di auto diesel, in riduzione del 22% (-215 mila auto) rispetto al 2018, anno già caratterizzato da una forte riduzione (134 mila vetture in meno, -12% rispetto al 2018, Figura 5.9).
Allo stesso tempo si registra un deciso aumento di vetture a benzina, quasi 175 mila in più rispetto al 2018 (+25%), in continuità con l'incremento dell'anno precedente (50 mila in più, +8% sul 2017). L'inversione di tendenza nelle preferenze, almeno relative allo switch tra diesel e benzina, è probabilmente da attribuire, almeno in parte, alle norme antinquinamento che vedono penalizzare principalmente le vetture diesel.
Il risultato negativo delle prestazioni ambientali del nuovo immatricolato si registra nonostante l'aumento deciso dei veicoli ibridi (quasi 30 mila unità in più, +34%) ed elettrici puri (+5,600, il doppio del 2018). Complessivamente le auto ad alimentazione alternativa sono dunque in crescita anche nel 2019, arrivano a contare oltre 300 mila vetture (+19% rispetto al 2018), il 16% del mercato del nuovo.
Ulteriore elemento di continuità con i precedenti anni è rappresentato dalle preferenze dei consumatori sulle categorie di veicoli: nel 2019 quasi oltre 767 mila vetture di nuova immatricolazione sono SUV (il 40% del totale), in aumento del 10% rispetto al 2018, a sua volta in crescita sull'anno precedente (+18%).
Il raggiungimento del target di 95 CO_2/km al 2021 appare pertanto sfidante, sia per la prestazione negativa degli ultimi anni sia alla luce del fatto che gli attuali livelli di emissioni medie specifiche risultano inferiori di appena il 13% rispetto ai livelli di dieci anni prima (136 gCO_2/km nel 2009, Figura 5.10).

Figura 5.8 – Nuove immatricolazioni di autovetture (asse sin.) ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO_2/km)

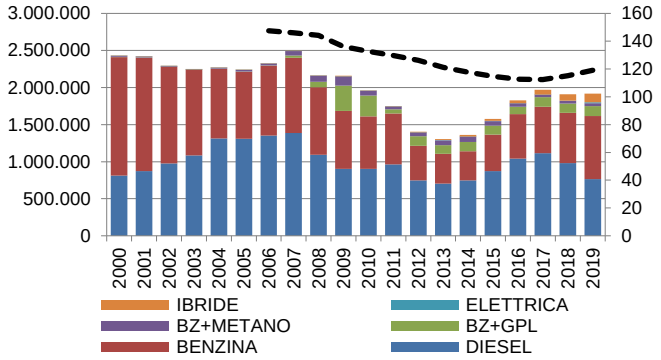
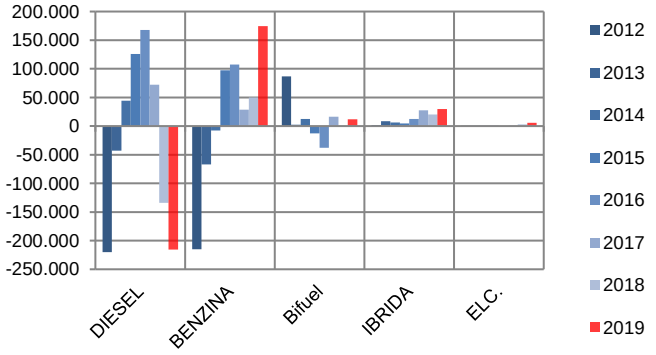


Figura 5.9 – Nuove immatricolazioni di autovetture (var. su anno precedente)



Il calo delle emissioni del 2019 per la spinta negativa proveniente dalle componenti quota di fossili/energia primaria, intensità energetica del PIL e intensità carbonica delle fonti fossili

In Figura 5.10 è riportata la scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano, tramite l'identità di Kaya (vedi nota metodologica). Ogni istogramma rappresenta il contributo di ciascuna delle componenti dell'identità di Kaya alla variazione media annua delle emissioni nei precedenti tre anni (NB: la somma delle variazioni delle cinque variabili corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO_2 negli stessi tre anni). Emerge come il tasso medio annuo triennale di riduzioni delle emissioni dai livelli minimi del 2014 sia andato via via riducendosi, fino alle variazioni positive nel 2017 (si confrontavano con i livelli minimi del 2014); nel corso del 2018 tuttavia tale trend si è prima attenuato, per poi tornare nella seconda metà dell'anno a variazioni negative.
Nel corso del 2019 il tasso di variazione rispetto ai tre anni precedenti è negativo, pari a circa -0,8% medio, quindi anche più sostenuto di quanto stimato per l'anno precedente. L'andamento delle variazioni trimestrali non è stato tuttavia uniforme nel corso dell'anno. Come emerge dalla figura, infatti, il trend di riduzione della seconda metà del 2018 è proseguito anche nei primi mesi del 2019, arrivando a -1%. Dopo aver rallentato nella parte centrale dell'anno, nel corso dell'ultimo trimestre si stima un nuovo deciso calo -1% m.a. Tale andamento sembra in linea con la stima della domanda di energia, in calo nei mesi invernali, per aspetti climatici e calo della produzione industriale negli ultimi mesi dell'anno (si veda par. 2.2).
Con riferimento all'andamento delle diverse componenti dell'identità di Kaya, nel corso del 2019 si conferma la spinta negativa proveniente dall'intensità energetica del PIL, anche se in progressiva attenuazione: dal -2% m. a. del triennio 2014-2016, al -1,3% del 2017, al -1,2% del 2018, a -0,8% a fine 2019; come rilevato nel cap. 2, il disaccoppiamento tra PIL e consumi di energia, accentuato nella fase di recessione, è tornato a ridursi con il ritorno al crescita seppur modesta dell'economia.
Una spinta alla riduzione delle emissioni nel 2019 proviene anche dall'intensità carbonica delle fonti fossili (-0,6% medio), in riduzione negli ultimi tre anni per il minor ricorso al carbone (come visto in accelerazione nel 2019).
La spinta all'aumento delle emissioni della quota di fonti fossili sull'energia primaria è andata via via riducendosi dal +1,5% del 2017 (idro ai minimi e import in calo), fino a valori negativi a fine 2018 (-0,3% m.a.); anche nel corso del 2019 è proseguito, fornendo una spinta alla riduzione delle emissioni che a arriva a fine anno a -0,7%(in media -0,3%).
Resta invece positiva la spinta all'aumento delle emissioni proveniente dalla componente PIL pro-capite, sebbene in attenuazione: a fine anno +1% m.a (+1,5% nel 2018).
Complessivamente il calo delle emissioni nel corso del 2019 è quindi da ricercare nella spinta negativa proveniente dalle componenti quota di fossili/energia primaria, intensità energetica del PIL e intensità carbonica delle fonti fossili che hanno più che compensato la spinta positiva proveniente dal PIL/capita.
Si evidenzia inoltre come si sia oramai indebolita (anzi passata a valori negativi) la spinta all'aumento di consumi ed emissioni proveniente dall'andamento della popolazione, diversamente da quanto rilevato nella prima metà del decennio.
Se si considerano le variazioni medie annue delle emissioni ipotizzando di azzerare il contributo della componente PIL/cap, nel corso del 2019 la riduzione media annua delle emissioni risulterebbe pari a circa il 2%, più sostenuta della riduzione "effettiva" (-0,8%), ed in aumento rispetto al -1,5% dell'anno precedente.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 5.11), il ritorno alle forti riduzioni delle emissioni del periodo 2013-2016 (in media quasi -3%, sempre al netto della componente PIL/cap) appare in ogni caso sfidante, e richiede una accelerazione del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia e tra energia ed emissioni (accelerazione della penetrazione delle rinnovabili).

Figura 5.10 – Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

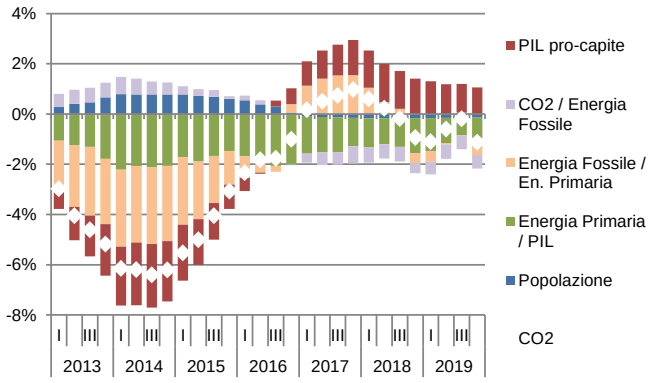


Figura 5.11 – Emissioni di CO_2 in Italia e suoi driver (2010=100)

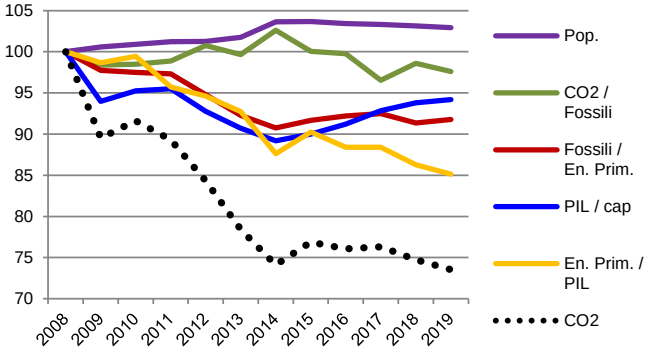
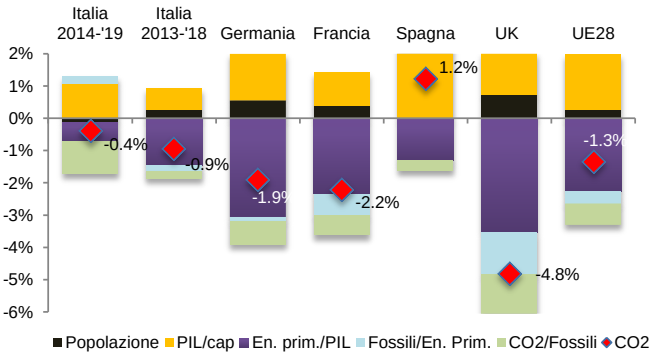


Figura 5.12 – Emissioni di CO_2 in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2013-2018)



Nel quinquennio 2013-18 le emissioni di CO_2 in Italia in riduzione meno sostenuta che nel resto dei principali Paesi UE, nonostante la più modesta crescita economica

In Figura 5.12 si riporta la variazione media annua delle emissioni di CO_2 e la relativa scomposizione per i principali Paesi UE e per la media UE28, nel quinquennio 2013-2018 (elaborazioni su dati Eurostat). Ne emerge come in Italia, nell'orizzonte di riferimento, si siano registrate riduzioni delle emissioni inferiori all'1% medio annuo, al di sotto del dato medio UE, seppur a fronte di una ripresa della nostra economica assai più modesta. Il tasso di riduzione italiano scende inoltre allo 0,4% m.a. se si guarda al quinquennio più recente, spostando l'anno base al 2014 (N.B: in questo caso non sono disponibili dati per gli altri paesi).
Dalla figura emerge infatti come la spinta all'aumento delle emissioni proveniente dalla componente PIL/cap (di colore giallo) sia stata più sostenuta nell'UE28 (+1,7%) rispetto l'Italia (+0,7%). Questo elemento emerge in maniera anche più evidente nel confronto con Germania e Francia, in cui si sono registrate riduzioni delle emissioni di circa il 2% medio annuo, seppur a fronte di risultati economici ancora più positivi (+1,5% e +1% medio annuo rispettivamente in Germania e Francia). Tra i Paesi analizzati solo in Spagna, nell'orizzonte di riferimento, le emissioni risultano in aumento, di circa l'1% medio annuo: tale risultato è tuttavia da ricercare nella importante spinta positiva della componente economica (+2,7% medio annuo).
In tutti i Paesi il principale contributo alla riduzione delle emissioni è venuto, nel quinquennio di analisi, dalla componente intensità energetica (colore viola): dalla figura emerge tuttavia come, ad eccezione della Spagna (-1,2% medio annuo, in linea col dato italiano), negli altri Paesi il tasso di riduzione dell'intensità energetica del PIL sia stato decisamente più sostenuto del risultato italiano (in Germania e Regno Unito superiore al -3% m.a, in Francia -2%).
Anche dalle componenti fossili su energia primaria (in azzurro) ed intensità carbonica delle fonti fossili (CO_2/Fossili, colore verde) è venuto un contributo alla riduzione delle emissioni, complessivamente pari a circa -1% medio in tutti i Paesi, ad eccezione di Spagna (spinta marginale) e Regno Unito (-3% medio annuo). Seppur con dinamiche diverse, infatti, in tutti i Paesi nell'orizzonte di analisi si è registrata una accelerazione delle rinnovabili e una riduzione del peso dei solidi nelle fossili.

Nel 2019 in aumento la nuova potenza di impianti FER elettrici (+9%) ma solo grazie al solare (+69%%); in calo eolico e idroelettrico

Secondo le elaborazioni su dati ANIE, la nuova potenza elettrica da fonti rinnovabili connessa nel corso del 2019 è stata pari a 1,2 GW, superiore del 9% rispetto al 2018.
Tale dato, sebbene positivo, è tuttavia decisamente meno sostenuto rispetto alla crescita registrata nel 2018, quando la nuova potenza installata e connessa alla rete era risultata complessivamente superiore del 25% rispetto all'anno precedente.
Il dato del 2019 è da ricercare nel risultato particolarmente positivo del solare, cresciuto rispetto all'anno precedente di ben 300 MW (+69%), che ha più che compensato le minori installazioni di nuova potenza eolica (414 MW, -19%) ed idroelettrico (40 MW, -71%). In termini assoluti, sia per l'eolico che per l'idroelettrico la nuova capacità connessa alla rete nel corso del 2019 è risultata inferiore di ben 100 MW se confrontata con i rispettivi livelli dell'anno precedente.
In un'ottica di più lungo periodo (Figura 5.13), da inizio 2014 la nuova capacità connessa di impianti FER è stata pari a circa 5,4 GW (circa 0,9 GW l'anno). Di questi, la metà (2,7 GW) sono impianti solari, 2,1 GW (il 40%) sono impianti eolici, il restante 10% idroelettrico (mezzo GW).

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.
La proposta di Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima prospetta infatti al 2030 circa 30 GW aggiuntivi di fotovoltaico rispetto alla capacità odierna, e 7 GW aggiuntivi per l'eolico.

Figura 5.13 – Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)

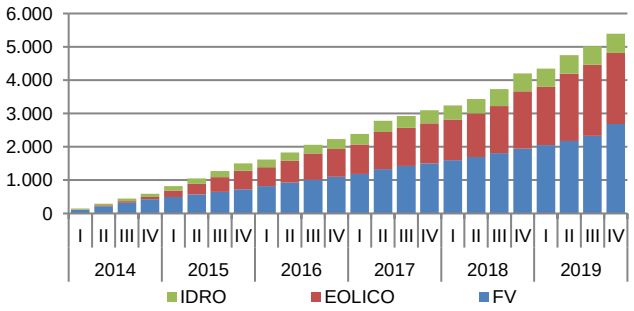
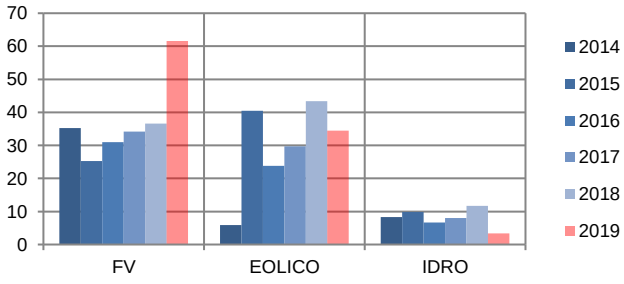


Figura 5.14 – Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)



6. Sicurezza del sistema energetico

- Nonostante la generale condizione del mercato globale, favorevole per i Paesi consumatori, nel 2019 il sistema petrolifero ha dovuto far fronte a volatilità dei prezzi, variazioni nei differenziali tra tipologie di greggio, ridotti crack spread dei prodotti leggeri. In un contesto di mercato non favorevole si segnala la tenuta della raffinazione italiana.
- Il sistema del gas naturale ha beneficiato delle condizioni prevalenti sui mercati internazionali, dove l'eccesso di offerta di GNL ha portato ai massimi le importazioni italiane, migliorando gli indicatori di diversificazione e di stabilità media dei fornitori. Il GNL è divenuto la seconda fonte di import dopo la Russia.
- Nel sistema elettrico si segnala il calo dei margini di adeguatezza, causato dalla riduzione delle importazioni di elettricità (un dato che negli anni a venire potrebbe consolidarsi), mentre riguardo alla gestione del sistema è di rilievo l'ulteriore in aumento dei volumi e dei costi dei servizi di dispacciamento.

6.1 Sistema petrolifero

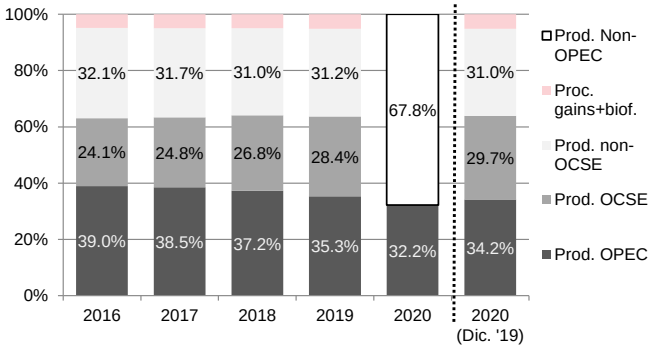
Nel 2019 ancora una riduzione della quota di produzione OPEC

La distruzione della domanda di petrolio provocata dalla pandemia Covid-19 ha determinato una situazione di eccesso di offerta senza precedenti sul mercato petroliero globale (vedi cap. 3), ma una situazione di tendenziale eccesso di offerta è la condizione che ha caratterizzato il mercato petrolifero nell'ultimo quinquennio. Condizione contrastata per un verso dalle restrizioni alla produzione da parte dell'alleanza OPEC+, con successi alterni, per un altro verso dalle periodiche crisi di natura geopolitica. Ma il prezzo pagato dai Paesi OPEC per riuscire a sostenere il prezzo del petrolio è stato quello di cedere quote crescenti del mercato alla produzione OCSE, quella USA in particolare, in costante crescita. Si trattava di un equilibrio fragile, che aveva mostrato crepe già prima dell'esplosione della crisi di domanda causata dalla pandemia, quando a marzo 2020 è venuto meno l'accordo tra sauditi e russi riguardo all'opportunità di nuovi tagli produttivi per sorreggere i prezzi: "before Covid-19 came along, the market was already nervous in anticipation of a supply overhang of 1 Mbbl/d in the first half of 2020 due to continued expansion in the US, Brazil, Canada, and Norway. Even threats to security of supply, e.g. tension in Iraq, a 1 Mbbl/d fall in Libyan oil production, and force majeure declared for some Nigerian cargoes, had little impact on prices" (IEA, OMR n. 2/2020, p. 3).
Anche nel 2019 il mercato petrolifero si è retto su questo fragile equilibrio, con la produzione statunitense che ha continuato ad aumentare a ritmi superiori alle attese ancora fino a marzo 2020, passando dagli 11,9 Mbbl/g di gennaio 2019 agli oltre 13 Mbbl/g di inizio 2020. Si è dunque espansa di un ulteriore notevole 1,6% la quota di mercato della produzione OCSE, fin quasi ad avvicinarsi al 30%, di un più modesto 0,2% la quota non-OCSE. A farne le spese, per il quarto anno consecutivo, la quota di mercato OPEC, scesa poco al di sopra del 35%.
Come già rimarcato in passato, questo scenario ha complessivamente rafforzato la sicurezza petrolifera dei Paesi consumatori, per la maggiore disponibilità di scelta dei fornitori e la maggiore flessibilità commerciale, che può ridurre "their reliance on traditional, long term supply contracts" (IEA, Oil 2019). Il ruolo crescente della produzione non-OPEC ha inoltre reso l'offerta più elastica alle variazioni congiunturali della domanda e/o a shock temporanei di vario genere anche dal lato dell'offerta.

Possibili effetti della crisi di domanda sulle tendenze pluriennali del mercato petrolifero

Ora, la crisi di domanda senza precedenti prodotta dalla pandemia, avrà probabilmente un effetto dirompente su questo scenario. Nel breve periodo, se si considerano i tagli produttivi dichiarati e/o attesi dai diversi attori del mercato (v. IEA, Oil market Report 4/2020) sembra possibile che il 2020 possa portare a un'ulteriore ritirata della quota produttiva OPEC, molto maggiore di quella prevista a dicembre 2019 (Figura 6.1). Nel medio periodo, però, con la ripresa della domanda, le produzioni più competitive, come quella saudita e russa, potrebbero riuscire nell'impresa lungamente perseguita di riguadagnare quote di mercato a spese della produzione non convenzionale americana. Della quale è difficile al momento immaginare la capacità di resistere a una fase di prezzi estremamente bassi. Secondo le più recenti previsioni dell'U.S. Energy Information Administration (EIA), nel 2020 la produzione di greggio statunitense sarà in media pari a 11.8 Mbbl/g, con un calo che sarebbe dunque limitato al 4% sul 2019, a 11.0 Mbbl/g nel 2021. Ma la portata dello shock è tale che queste stime sono ancora provvisorie e riduzioni maggiori sono certamente plausibili, perché l'industria dello *shale oil* USA sarà penalizzata da costi di esplorazione e produzione mediamente elevati, ed è inoltre maggiormente elastica ai segnali di prezzo rispetto ad altre produzioni. Più a lungo la domanda resterà debole, più i suoi effetti saranno pronunciati e, forse, permanenti. D'altra parte, si segnala anche come la stessa industria stupì molti analisti con il rimbalzo dopo il crollo dei prezzi del 2014-2015 e la conseguente ritirata della produzione fino a metà 2016, grazie anche alla peculiare flessibilità della produzione *shale*.
Altri due fattori potenzialmente distruttivi determineranno l'evoluzione dell'equilibrio del mercato petrolifero.

Figura 6.1 – Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: dati proiezione IEA per 2019 e 2020)



In Italia ripresa delle importazioni nonostante il calo dei consumi. Prosegue il calo della produzione di greggio interna

In Italia, all'opposto di quanto registrato nel 2018, nel 2019 il pur contenuto calo dei consumi (-0,5 Mt) non ha impattato sulle importazioni nette, che dopo il calo del 2018 (-6,2%) sono tornate ad aumentare di circa 1,6 Mt (+2,6%).
A spiegare questo dato è il nuovo calo della produzione interna, ma un contributo è venuto anche dalla tenuta delle lavorazioni di raffineria e dall'aumento dell'export di prodotti (vedi oltre). Le importazioni italiane, che si erano drasticamente ridotte negli anni della crisi economica, sono tornate su un trend ascendente a partire dal 2014, quando avevano toccato il minimo di 58.000 kt. Nel 2019 si sono attestate a circa 63.000 kt, comunque ancora ben lontane dalle oltre 80.000 kt del 2008.
Il confronto con gli altri principali Paesi europei evidenzia una certa peculiarità dell'evoluzione italiana dell'ultimo quinquennio: importazioni in calo fino al 2014, poi in tendenziale ripresa. Negli altri Paesi solo la Spagna presenta importazioni nette in tendenziale aumento, mentre chiari trend discendenti di lungo periodo si registrano in Gran Bretagna, Francia e in misura minore in Germania, evidentemente favorite dalla combinazione di tenuta della produzione interna e/o calo dei consumi (Figura 6.3).
In Italia la produzione interna ha visto invece ne 2019 un calo molto rilevante, circa 600 kt (-13%), che l'ha riportata sui valori del 2017 (Figura 6.3), anno che fu però caratterizzato dalle lunghe sospensioni degli impianti della Val d'Agri.
Una simile tendenza alla riduzione si riscontra in Germania e Francia, dove però i livelli produttivi sono storicamente più bassi. Mentre nell'insieme dell'UE la produzione di greggio, pur in lieve calo nel 2019, resta su una traiettoria relativamente stazionaria dai primi anni del decennio. A sostenere la produzione europea sono stati in questi anni gli incrementi produttivi registrati in Gran Bretagna, pari nell'ultimo anno a circa 1 Mt, negli ultimi anni a più di 10 Mt, tanto da rappresenta ormai più del 70% della produzione europea.

Iraq primo Paese fornitore italiano. In forte aumento le importazioni di greggio africano

Le provenienze del greggio riflettono in parte lo scenario internazionale, con il totale azzeramento del petrolio iraniano dopo l'embargo USA (nel 2018 aveva rappresentato il 10% de totale, circa 6 Mt). Ne risulta nel complesso significativamente ridotto il peso degli arrivi dall'area del Medio Oriente, che passa del 38% del 2018 al 28% nel 2019. Anche perché si è ridotto di 1/3 il greggio saudita. A fare eccezione è l'Iraq, le cui esportazioni in Italia sono cresciute di 3,4 Mt, tanto da farne di gran lunga il primo fornitore italiano con il 20% del mercato.
In notevole crescita è l'import di petrolio proveniente dall'insieme dei Paesi africani, con la Libia che raggiunge il 12% del mercato (+2 punti), aggiungendo 1,5 Mt, e la Nigeria che aggiunge più di 1 Mt a 2,3 Mt de 2018 (+48%).
Un dato notevole dell'anno è la forte ripresa del petrolio russo e kazako, che crescono di più del 50% e insieme rappresentano il 21% del mercato italiano, più dell'Iraq dunque. Il petrolio russo, che pur con molta variabilità negli ultimi anni ha oscillato su percentuali intorno al 10%, nel 2019 è arrivato al 14,4%, con una punta nel III trimestre, quando ha superato il 20%, divenendo il primo fornitore italiano. È in calo invece il petrolio azero, che resta comunque al secondo posto dietro l'Iraq.
Si conferma infine il ruolo marginale del petrolio americano, quello USA in particolare, le cui crescenti esportazioni si dirigono altrove.

Figura 6.2 – Import netto di greggio in Italia (kt, asse sx) e nell'UE a 28 (kt, asse dx)

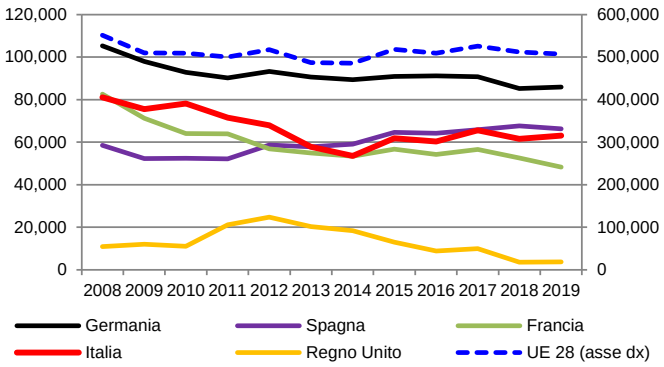


Figura 6.3 – Produzione interna di greggio in Italia, Germania, Spagna, Francia (kt, asse sx) e nell'UE a 28 e nel regno Unito (kt, asse dx)

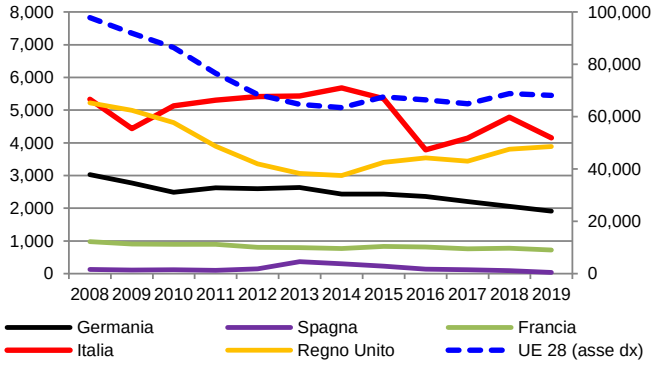
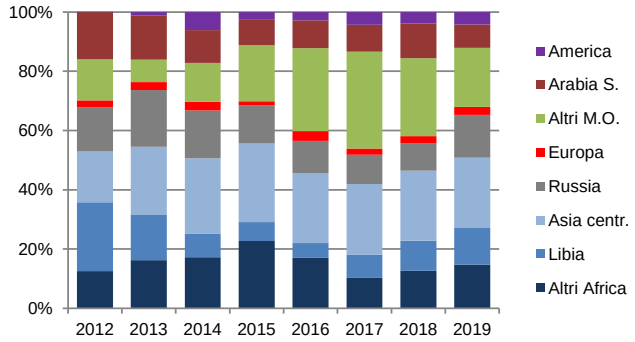


Figura 6.4 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Margini di raffinazione dell'area del Mediterraneo su valori non remunerativi nel 2019, in calo anche nelle altre aree

Per i margini di raffinazione il 2019 è stato un anno complessivamente meno favorevole rispetto al precedente. Nonostante il leggero calo del prezzo del greggio lo scenario prezzi è stato meno favorevole, per il rallentamento della crescita economica globale, con la frenata della domanda sia di carburanti sia di materie plastiche. I margini medi risultano in peggioramento in tutte le aree, con l'unica eccezione degli Stati Uniti, dove nella prima metà dell'anno le raffinerie hanno beneficiato di un forte sconto del greggio WTI sul Brent.
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 ad appena 1$/bbl, il valore più basso dal 2014 e la metà del 2018, che a sua volta rappresentava un valore quasi dimezzato rispetto all'anno precedente. Il margine EMC è stato penalizzato nella prima parte dell'anno prima dalla debolezza dei distillati leggeri e dal ridotto differenziale tra greggi leggeri e pesanti, poi dalla ripresa del prezzo del Brent. A metà anno il miglioramento stagionale del crack spread della benzina (che misura la differenza tra valore del prodotto e costo del greggio) insieme al nuovo rafforzamento di quello del diesel ha fornito un parziale sostegno al margine EMC. Ma questo è tornato a zero nel IV trimestre, per il forte deterioramento del crack spread dell'olio combustibile ATZ, in vista dell'entrata in vigore della regolamentazione IMO-Marpol VI sui carburanti marini, e per la contrazione del crack spread del diesel.
Va comunque segnalato come sia il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) sia il margine della raffineria di Sarroch del Gruppo Saras siano risultati significativamente superiori al margine EMC: per entrambi la media annua si è attestata al di sopra dei 4 $/bbl, in aumento sul 2018.
In prospettiva, la drammatica distruzione della domanda legata alla pandemia Covid-19 rappresenta certamente un contesto ancora più sfidante, rischiando di consolidare sia l'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/ chimica sia la pressione competitiva dei produttori con strutture di costo più vantaggiose.

Nel 2019 penalizzato il crack spread della benzina e differenziale ridotto tra greggi leggeri e pesanti

Due fattori hanno inciso sui margini di raffinazione nel 2019: i crack spread dei prodotti raffinati e il differenziale tra greggi heavy sour e ai greggi light/sweet.
Il crack spread della benzina è stato penalizzato dalla situazione di eccesso di offerta di distillati leggeri che si prolunga dalla metà dell'anno scorso, per la combinazione di elevati livelli di attività delle raffinerie USA e di previsioni prudenti circa la crescita della domanda globale. In particolare, un deciso deprezzamento della benzina si è registrato nella prima parte dell'anno, per le lavorazioni di raffineria globalmente elevate che hanno generato ampie forniture di benzina, in un contesto di consumi stagionalmente bassi in Europa e Stati Uniti, e poi di nuovo alla fine dell'anno, per la riduzione dei consumi in Europa ed USA. La media annua del crack spread della benzina è stata di 10 $/bbl, il 9% in meno rispetto al 2018.
I prezzi dei distillati medi e degli olii combustibili con basso contenuto di zolfo (BTZ) hanno invece registrato un andamento più simile a quello del petrolio, con un leggero calo su base annua, mentre un calo molto più forte ha riguardato gli olii ad alto contenuto di zolfo (ATZ), per le implicazioni della nuova normativa dell'IMO (International Maritime Organization) sulla qualità dei combustili impiegati dalle navi. Il crack spread sul diesel è dunque rimasto in media d'anno sui valori relativamente elevati del 2018 (17 $/bbl), avendo raggiunto i valori massimi degli ultimi anni sia all'inizio dell'anno, grazie alla robusta domanda per il trasporto su gomma e gasolio per usi industriali e riscaldamento, sia nella seconda parte dell'anno, in previsione dell'introduzione della normativa IMO–Marpol VI, scadenza che ha invece penalizzato fortemente il crack spread dell'olio combustibile ad alto tenore di zolfo. Infine, con la fine dell'anno e l'inizio del 2020 il crack spread del diesel è poi tornato a calare, per la flessione dei consumi europei sia per autotrazione che per riscaldamento.
Altro fattore che ha inciso sulla redditività della raffinazione è stato il differenziale di prezzo tra grezzi light sweet e greggi heavy sour (Urals Vs Brent), che ha oscillato per tutta la prima parte dell'anno su livelli molto ridotti, in conseguenza della combinazione dei tagli produttivi da parte dei produttori OPEC+ e delle sanzioni degli Stati Uniti contro Iran e Venezuela, tra i principali produttori di greggi heavy sour, con fasi perfino di quotazioni del greggio Ural a premio rispetto al Brent (in particolare in concomitanza con i problemi alla pipeline Druzhba che porta il greggio Ural in Europa). Nella seconda parte dell'anno Ural/Brent ha presentato una notevole variabilità, ma all'interno di un trend discendente (nel IV trimestre si è collocato in media a -1,5 $/bbl). In media d'ano il differenziale è rimasto comunque inferiore a 1 $/bbl.

Figura 6.5 – Margini di raffinazione per diverse aree geografiche ($/bbl; NB: per il IV trimestre dati parziali)

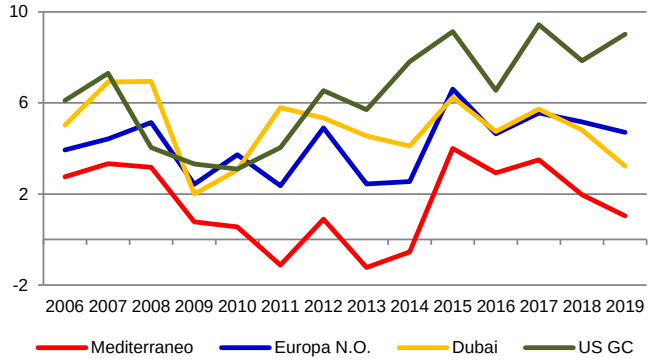


Figura 6.6 – Differenziale WTI-Brent Ural-Brent ($/bbl)

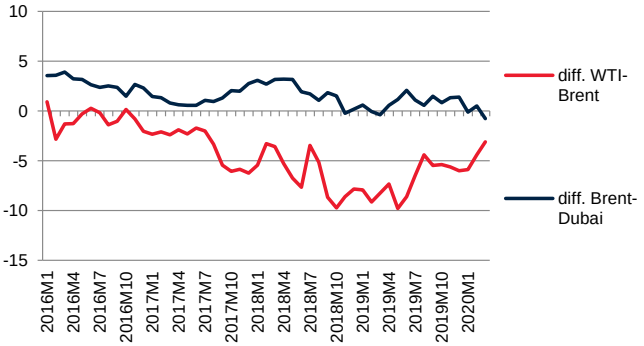
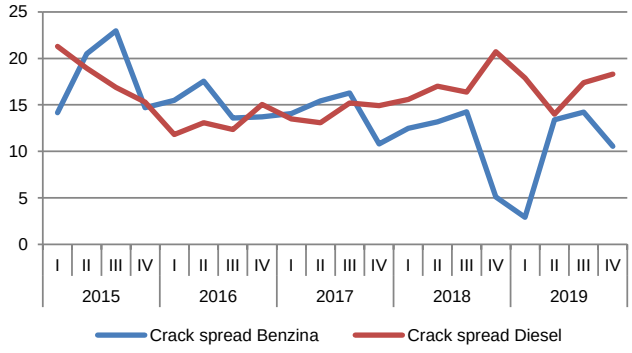


Figura 6.7 – Crack spread sulla benzina e sul diesel



Italia unico Paese con utilizzo degli impianti in aumento, picco nel III trimestre sui massimi decennali

Dopo una prima parte dell'anno negativa, a partire dalla seconda metà del 2019 le condizioni del mercato, unite al superamento di fattori congiunturali che avevano ridotto la capacità disponibile nella prima metà dell'anno (fermate manutentive a Sannazzaro e Sarroch), hanno determinato un notevole rimbalzo del tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione italiani (calcolato sulla sola lavorazione di greggio), che in particolare nel III trimestre si è collocato sui massimi del decennio (85,3%). La buona tenuta del IV trimestre ha infine portato la media annua al 79,3%, +1,8% rispetto alla media 2018.
Si tratta di un dato tanto più significativo in quanto l'Italia è l'unico tra i grandi Paesi europei a registrare un aumento del tasso di utilizzo degli impianti. Al di là del caso della Francia, dove l'utilizzo degli impianti è stato fortemente ridotto dagli scioperi della seconda metà dell'anno (-9%), il tasso di utilizzo si è ridotto anche in Spagna e Regno Unito, mentre è rimasto pressoché costante in Germania. E anche il dato relativo all'insieme dei Paesi europei OCSE, sebbene influenzato dal dato francese, mostra un calo significativo (-2,6%).
Nonostante il contesto di mercato non troppo favorevole (vedi sopra) le raffinerie italiane sembrano dunque essere riuscite a tenere le posizioni, come dimostrato dai margini di raffinazione dichiarati da ENI e Saras, migliori dell'anno precedente in un panorama di tendenziale peggioramento. Per di più, il miglioramento del tasso di utilizzo delle raffinerie italiane è avvenuto nella fase appena precedente all'entrata in vigore dei nuovi vincoli IMO sui carburanti marini, quando come si è visto lo spark spread dei distillati medi è salito a livelli molto elevati ed è migliorata la redditività delle lavorazioni complesse. Un segnale forse positivo in un quadro complessivo che resta quello di una accresciuta concorrenza da parte della nuova capacità di raffinazione prevista entrare in funzione, per di più in misura superiore alla crescita attesa della domanda.
È inoltre interessante che anche negli Stati Uniti il 2019 è stato l'anno del primo calo delle lavorazioni di greggio dal 2009, e secondo la IEA il 2018 "is likely to remain the historical peak in the US refinery runs, with annual average runs just below 17 Mbbl/d" Oil Market Report 12/2019, pag. 31).

Lavorazioni di greggio in forte ripresa in Italia nel III trimestre (+8%). Italia meglio della media UE nei nove mesi

L'andamento delle lavorazioni di greggio segue sostanzialmente quello del tasso di utilizzo degli impianti, sebbene con alcune lievi differenze legate evidentemente alla diversa fonte dati (IEA per l'utilizzo degli impianti, Eurostat per le lavorazioni). Le condizioni di mercato non favorevoli che hanno caratterizzato buona parte dell'anno si sono riflesse in cali tendenziali del greggio passato in lavorazione in tutti i Paesi dell'Europa continentale, con l'eccezione dell'Italia, dove le lavorazioni risultano a fine 2019 invariate rispetto al 2018. La tenuta delle lavorazioni italiane è avvenuta in un contesto di moderata riduzione dei consumi interni di prodotti petroliferi (circa 500 kt). I prodotti del greggio passato in lavorazione hanno evidentemente trovato uno sbocco diverso dal mercato interno.
Negli altri Paesi le lavorazioni registrano in media d'anno cali compresi tra l'1 della Germania, dove si registra una forte ripresa a fine anno, e il 10% della Francia, mentre nella media UE il calo è del 2% circa. Altra eccezione è la Gran Bretagna, dove si registra un leggero aumento s base annua, ma tutto concentrato nel I trimestre, cui hanno poi fatto seguito tre trimestri negativi.

Ripresa dell'export netto nel II e III trimestre

Il dato positivo della tenuta delle lavorazioni di greggio in Italia, pur in presenza di un calo dei consumi, trova un riscontro nei dati sulle le esportazioni nette, che nel 2019 sono aumentate di un notevole 9%. Le esportazioni totali di prodotti petroliferi sono in effetti scese di circa 1 Mt, ma le importazioni sono scese di ben 2 Mt, pe cui l'export netto è salito da circa 12 Mt a circa 13 Mt, un dato che resta comunque molto inferiore ai quasi 16 Mt del 2017.
Nel dettaglio, performance notevoli hanno riguardato il gasolio (+1,4 Mt di export netto, grazie soprattutto al calo delle importazioni) e la nafta, per la quale l'Italia è passata dall'essere importatrice netta a esportatrice netta (in concomitanza con la debole fase della petrolchimica, un fatto che non si verificava dal 2012. Si è invece ridotto l'export netto di distillati pesanti, mentre è aumentato l'import netto di carboturbo (unico combustibile la cui domanda continua ad aumentare a ritmi sostenuti).

Figura 6.8 – Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%, media mobile 12 mesi)

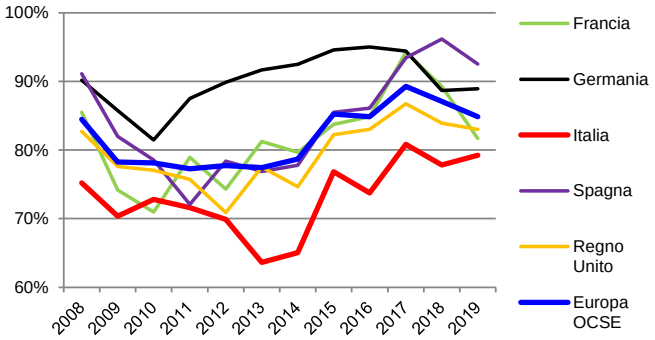


Figura 6.9 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

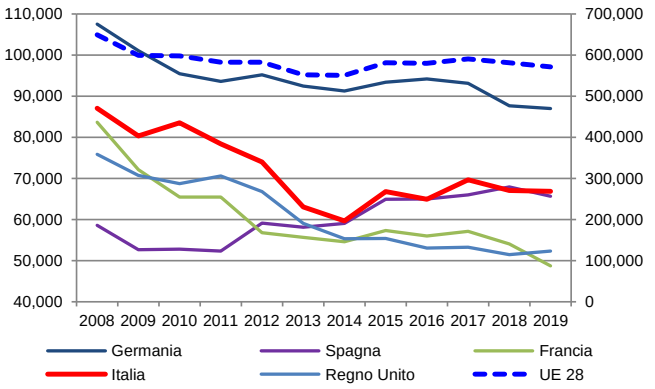
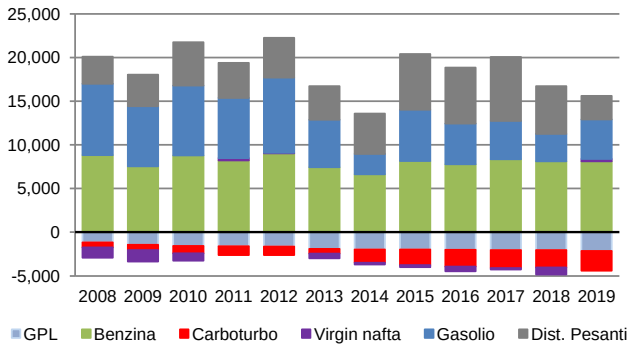


Figura 6.10 – Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)



6.2 Sistema del gas naturale

Consumi europei in ripresa (+3,8%) nonostante il rallentamento dell'economia

Nel 2019 i consumi di gas naturale nell'Unione Europea sono aumentati del 3,8% rispetto all'anno precedente (Figura 6.11), ripristinando così il trend di crescita di lungo periodo che, iniziato nel 2014, si era temporaneamente interrotto nel 2018. In termini assoluti, il livello di 489,4 miliardi di m^3 torna così a superare anche il precedente massimo storico registrato nel 2017 (486,2 mld di m^3).
I consumi aggregati annuali sono stati in parte calmierati dalla dinamica del primo trimestre nel quale la domanda del settore residenziale è stata contenuta da un inverno non particolarmente rigido, soprattutto rispetto al corrispondente trimestre dell'anno precedente. Le variazioni tendenziali trimestrali dei consumi dei settori residenziale e industriale sono invece risultate positive nel II e nel IV trimestre, nulle nel III. Al contrario, la domanda della generazione elettrica è risultata in tutti i trimestri dell'anno superiore a quella dei corrispondenti trimestri dell'anno precedente (tra 3,9 e 5,4 mld di m^3), in modo particolare nei mesi centrali dell'anno, quando la domanda si è portata nettamente al di sopra dei massimi quinquennali (Figura 6.12), per poi stabilizzarvisi.
Il PIL dell'UE28 ha registrato nel 2019 un incremento complessivo dell'1,2% su base annua rispetto al 2018, confermando le stime di ulteriore rallentamento elaborate in precedenza. Tale rallentamento si è sviluppato ed esteso nel corso dell'anno, culminando nel quarto trimestre con un incremento dello 0,1% rispetto al precedente (dal +0,3% della precedente variazione congiunturale) e soltanto dell'1,1% rispetto al corrispondente trimestre 2018 (in confronto al +1,2% e al +1,4% delle variazioni tendenziali precedenti). Alla frenata europea ha contribuito in particolare l'andamento del PIL tedesco, che ha segnato nel 2019 la crescita più bassa da sei anni (soltanto +0,6% rispetto al +1,5% del 2018 e al +2,5% del 2017), soprattutto a causa della debolezza del settore manifatturiero (-3,6%) ed in particolare auto-mobilistico.

Dal mercato una spinta all'accelerazione della sostituzione carbone gas in Europa

La ripresa nella domanda annua di gas naturale non ha dunque trovato sostegno negli usi industriali – dai quali è risultata anzi indebolita - bensì negli usi civili e residenziali e soprattutto nella generazione termoelettrica (sebbene la domanda elettrica non sia stata a sua volta sostenuta dalla crescita dell'economia).
A differenza del 2018, nel corso del quale l'incremento dei prezzi del gas avevano pregiudicato la profittabilità nella generazione elettrica, a causa di clean spark spread anche negativi, nel 2019 si è verificato un effetto opposto, grazie al ripristino del trend discendente dei prezzi del gas sui mercati all'ingrosso, dovuto a un eccesso di offerta globale divenuto strutturale (vedi cap. 3.1). Inoltre, ha agito in modo sinergico anche il consolidamento dei prezzi dei permessi di emissione su livelli medi annuali in forte incremento (24,8 €/tCO_2, +56% rispetto ai 15,9 €/tCO_2 del 2018), con in più una notevole riduzione della volatilità infrannuale, che li ha stabilizzati in range più ristretti (medie mensili comprese tra i 21 €/tCO_2 di febbraio ed i 28 di luglio).
Il forte aumento della domanda di gas della termoelettrica, GNL in particolare, è stato dovuto ad una notevole sensibilità ed elasticità della generazione elettrica europea al prezzo del gas. Quando questo (congiuntamente ai prezzi dei diritti di emissione) è sceso a un livello tale da rendere conveniente lo switch dalle centrali a carbone, l'incremento di domanda che ne è derivato è stato tale da svolgere un ruolo centrale nell'assorbimento del surplus globale di GNL. I prezzi del gas sono scivolati ormai in una fascia tale che valori via via minori comportano non solo la progressiva sostituzione delle centrali a carbone meno efficienti con quelle a ciclo combinato più efficienti, ma gradualmente anche la sostituzione delle centrali a carbone più efficienti con le centrali a gas meno efficienti. In Europa si va dunque verso una graduale saturazione dei potenziali di sostituibilità del carbone.

Figura 6.11 – Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m^3) - Variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

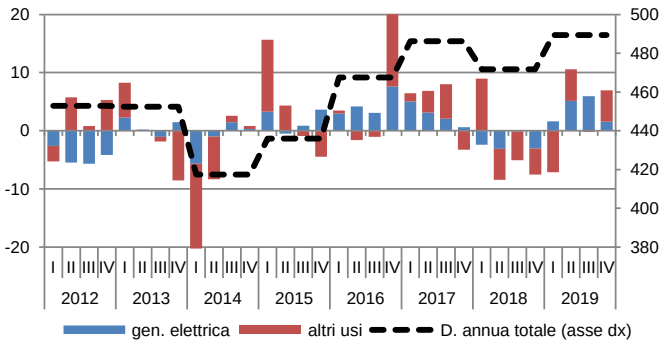
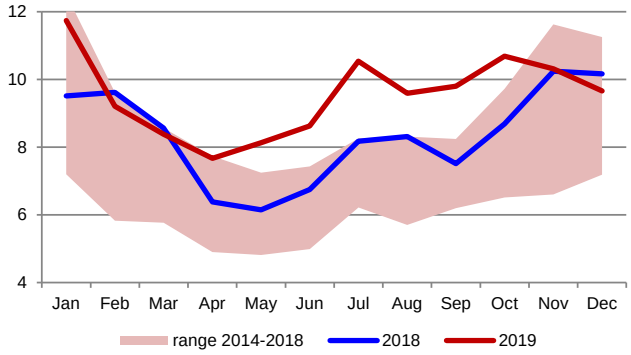


Figura 6.12 – Domanda mensile di gas della generazione elettrica (miliardi di m^3)



Crescita record (+90%) per le importazioni europee di GNL, ai massimi decennali

Dal lato delle fonti di approvvigionamento nel 2019 l'Europa ha registrato un record di 113 miliardi di m^3 di gas rigassificato in uscita dai suoi terminali, con un aumento di circa 50 miliardi di m^3 (+40%) rispetto al 2018.

L'incremento delle importazioni di GNL, avviatosi nel corso dell'ultimo trimestre del 2018, è stato sancito anche su base annuale nel corso dell'intero 2019. In Figura 6.14 si nota come da fine 2018 si sia verificata la fuoriuscita dell'import di GNL (verso l'alto) dal range estremamente compresso che le aveva caratterizzate nel precedente quinquennio: l'incremento si è prima rafforzato nel corso della primavera, per poi ridimensionarsi in estate (senza comunque mai scendere sotto i valori di fine 2018) ed infine nuovamente estremizzarsi nell'ultima parte dell'anno. Nella prima metà dell'anno gli incrementi trimestrali tendenziali sono stati superiori al 100%, nel III trimestre l'aumento tendenziale è sceso al +76%, infine nel IV trimestre la crescita percentuale si è limitata al +40%, ma perché si confrontava con i valori già elevati della fine del 2018. I 30 miliardi di m^3 del IV trimestre rappresentano infatti il massimo decennale (Figura 6.13).

La necessità di coprire il mancato apporto produttivo del gigantesco giacimento olandese di Groningen (nell'anno la produzione olandese ha perso un altro 13%, 5 miliardi di m^3 in meno, come avvenuto l'anno precedente) ha contribuito all'aumento delle importazioni europee di gas, di GNL in particolare, ma elemento decisivo è stata la situazione di eccesso di offerta determinatasi sui mercati internazionali.

Lo spread di prezzo tra il prezzo del GNL sui mercati asiatici ed europei (TTF) si è mantenuto nel 2019 al livello medio più basso degli ultimi anni, fin quasi ad annullarsi nel corso del mese di aprile. Ha poi ripreso quota con l'approssimarsi dell'autunno, ma a fine anno è di nuovo tornato su livelli compresi tra 2 e 4 €/MWh.

Nel 2019 l'Europa è rimasta per il GNL un mercato chiave, sia grazie alla liquidità dei suoi hub dove viene contrattato, sia per le notevoli potenzialità di stoccaggio che permettono di assorbire anche grandi eccedenze di offerta: in questo senso, il mercato europeo rappresenta una sorta di mercato di ultima istanza, specialmente quando sulle piazze asiatiche si manifestano rallentamenti della domanda e dunque eccesso di offerta globale. Con la Russia che resta di gran lunga la prima fonte di approvvigionamento extraeuropeo, l'Europa rappresenta il principale crocevia di importazioni di diversa provenienza (anche nord-continentali e africane), sui cui alterni successi hanno un ruolo decisivo gli spread dei prezzi delle diverse fonti di approvvigionamento rispetto al principale hub europeo (il TTF olandese).

Se si estende lo sguardo all'ultimo decennio, ormai dal 2015 le forniture europee di provenienza russa sono rimaste costantemente competitive, essendo il prezzo del gas russo sostanzialmente sovrapponibile a quello al TTF (Figura 6.15). Anche lo spread tra il GNL importato in Giappone e il TTF ha registrato una tendenziale contrazione che su base annuale ha raggiunto nel corso del 2019 il suo minimo. A valle del calo della prima parte dell'anno, lo spread in questione ha toccato i di lungo periodo, prossimi allo zero, in precedenza avvicinati solo nel 2017. Il forte abbassamento dello spread tra GNL in Giappone e TTF, abbinato alla sostanziale stazionarietà (intorno allo zero) di quello tra il gas russo e il TTF, ha determinato anche una contrazione relativa dello spread tra prezzo del GNL e gas russo. Ne è risultata intaccata – sia pure in modo per ora marginale – la convenienza del gas russo: dopo molti anni di ripetuti aumenti tendenziali le importazioni di gas russo in Europa hanno subito un calo visibile, per quanto limitato al III trimestre, prima che nella seconda parte dell'anno la forbice tra i due spread GNL-TTF e gas russo-TTF tornasse ad allargarsi per la risalita dei prezzi sulle piazze asiatiche.

Inoltre, la discesa dei prezzi spot del gas al TTF ha cominciato a toccare nella parte finale dell'anno livelli tali da intaccare (in prospettiva 2020) anche la convenienza del GNL di provenienza americana, perché si è pressoché azzerato lo spread minimo rispetto ai prezzi dell'Henry Hub, che serve a coprire i soli costi variabili di trasporto. In particolare, possono risultare fuori mercato almeno quella parte di importazioni che sopportano i costi maggiori, in base alle differenti posizioni dei terminal o degli orizzonti temporali dei contratti.

Figura 6.13 – Importazioni di GNL nell'UE (mld di m^3) e spread tra prezzo del GNL importato in Giappone e prezzo al TTF (€/MWh)

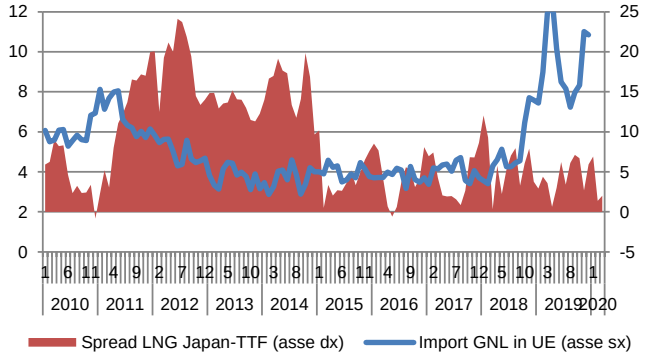


Figura 6.14 - Importazioni mensili di GNL nell'UE28, anni 2018, 2019 e range 2011-2017 (miliardi di m^3)

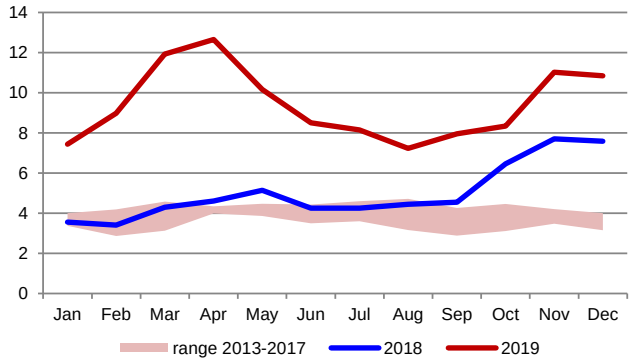
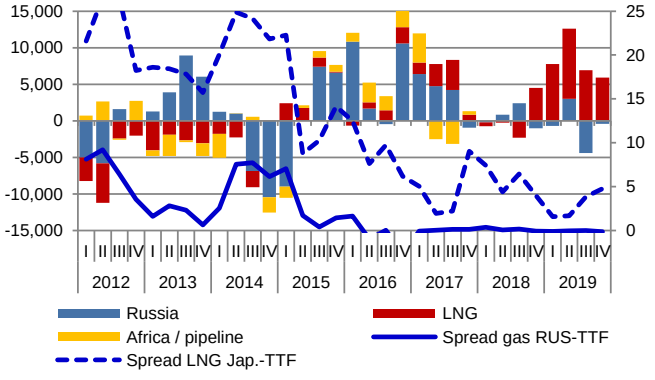


Figura 6.15 – Import di gas in Europa per origine (variazione trimestrale tendenziale, Mm^3, asse sx) e spread fra prezzo del gas russo e TTF e fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)



In Italia forte ripresa della domanda di gas nella termoelettrica per fattori anche strutturali

Il consuntivo 2019 della domanda di gas italiana torna a segnare una variazione positiva dopo quella negativa dell'anno precedente, ripristinando un trend di ripresa in atto dal 2014. La domanda complessiva è ammontata a 73,8 mld m^3 rispetto ai 72,1 del 2018, con un incremento pari al 2,3% (+1,7 mld m^3 in valore assoluto). La crescita registrata a fine anno risulta un po' ridimensionata rispetto al trend registrato fino al III trimestre, quando il dato cumulato indicava un incremento del 4,3%.

In questo quadro, la ripresa del trend originatasi nel 2014, e la cui interruzione nel corso del 2018 era stata determinata dal venir meno del contributo di precedenti fattori congiunturali (forte ripresa della generazione idroelettrica e delle importazioni nette di elettricità), è stata aiutata non soltanto dal ripristino dei fattori congiunturali, ma anche da elementi più "strutturali". Ciò vale in particolare per la domanda della termoelettrica, la quale dopo il notevole calo del 2018 sull'anno precedente (-8,3%, pari a 2 mld m^3 in meno), ha registrato una forte ripresa nel 2019 (+11%, +2,5 mld m^3 in più), collocandosi per buona parte dell'anno nei valori medi decennali, dopo un biennio di oscillazioni intorno alla media (Figura 6.17).

Una serie concomitante di elementi di medio periodo si sono dimostrati in grado – come da previsioni – di consolidare la tendenza all'aumento della componente termoelettrica nella domanda di gas in Italia, nonostante il calo dei consumi di elettricità. Tra questi: la crescita strutturale dei prezzi dei diritti di emissione e conseguentemente del clean spark spread del gas, che hanno accelerato il *phase out* dal carbone; la riduzione delle importazioni di elettricità e l'omogeneizzazione dei mix energetici europei rispetto a quello italiano (in primis quelli di Francia e Germania con la dismissione di nucleare e carbone) che riduce i surplus esportabili.

I consumi industriali hanno invece seguito una traiettoria pressoché opposta, essendo passati da circa un triennio trascorso su valori superiori alla loro media di lungo periodo ad un brusco ridimensionamento che, nell'ultima parte del 2019, li ha riportati sulla media stessa. Hanno contribuito in particolare a questa dinamica i settori a maggior intensità energetica, ossia più correlati all'andamento del PIL e della produzione industriale: non a caso secondo le indicazioni finali diffuse dall'Istat, nel quarto trimestre 2019 il PIL italiano ha subito una contrazione dello 0,3% rispetto al trimestre precedente e ha mostrato un incremento dello 0,1% rispetto allo stesso periodo del 2018. Anche a livello annuale le stime definitive hanno fissato una crescita (0,3%) che rappresenta il livello più basso dal 2014.

Ne consegue che il comparto industriale ha fornito un contributo negativo mentre risultava particolarmente forte la spinta proveniente dalle condizioni del mercato elettrico. Comunque, nonostante la notevole correlazione tra la componente della domanda industriale di gas e l'andamento dell'economia, i consumi industriali rappresentano poco più della metà di quelli della termoelettrica e meno della metà di quelli delle reti di distribuzione, per cui le loro variazioni, sia in positivo (come negli anni passati) che in negativo (nel 2019) hanno effetto limitato sulla domanda totale.

Infine, i consumi residenziali – fondamentalmente determinati dall'elemento congiunturale della variabilità climatica - hanno registrato una modesta variazione negativa (-670 MSm^3), in linea con il clima moderatamente più mite (con l'eccezione del mese di gennaio 2019).

Figura 6.16 – Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm^3)

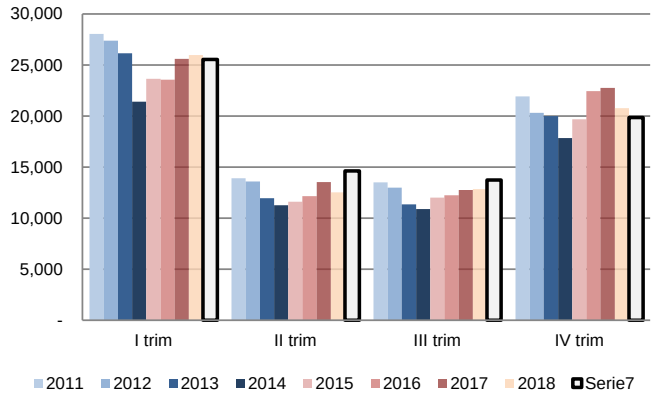
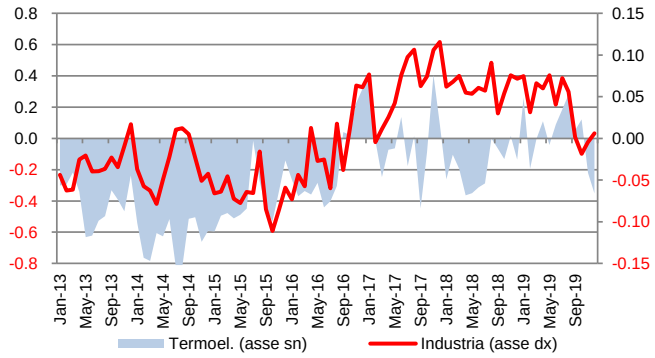


Figura 6.17 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m^3)



Gas russo stabile e GNL in forte aumento come nuova fonte di riserva

Dal lato dell'offerta (Figura 6.18), disaggregando i dati per provenienza, la Russia si conferma la fonte di approvvigionamento principale registrando una sostanziale stabilità (29,7 mld m^3 rispetto a 29,5) e mantenendosi in prossimità del massimo storico del 2013. Cala invece nettamente il gas algerino (10,2 mld m^3 rispetto a 17,1), mentre aumentano viceversa le importazioni dal Nord-Europa (11,1 mld m^3 rispetto a 7,7) e libico (5,7 mld m^3 rispetto. 4,5). Soprattutto, come già visto per l'Unione Europea nel suo insieme, hanno registrato un forte balzo le importazioni di GNL (14 mld m^3 contro gli 8,7 del 2018, +61%), che diviene la seconda fonte di approvvigionamento dopo il gas russo.
In termini di quote, il gas russo scende al 42% da quasi il 44% del 2018, conseguenza della sua sostanziale stabilità in concomitanza di un aumento delle importazioni complessive.
Il dato che maggiormente spicca è proprio l'aumento delle importazioni di GNL, estremamente marcato nei primi tre trimestri (con incrementi tendenziali rispettivamente pari a +95, +76, +87%), meno nell'ultimo (+13%) ma soltanto a causa del confronto con un quarto trimestre 2018 nel quale si era già registrato il primo forte incremento.
In particolare, incrementi record hanno riguardato i terminal di Livorno, che su base annua ha superato i 3,5 miliardi di m^3, e Panigaglia, arrivato a sfiorare i 2,5 miliardi di m^3, mentre il terminal di Cavarzere, pur in aumento percentuale minore, resta di gran lunga il primo punto di ingresso del GNL in Italia, avendo raggiunto la ragguardevole cifra di quasi 8 miliardi di m^3.

GNL, Russia e Nord Europa al di sopra delle medie decennali, molto al di sotto il gas algerino

Il confronto tra i valori di immissione giornalieri - massimi, medi e minimi - registrati nel 2019 e nel 2018, e quelli medi di lungo periodo calcolati a partire dal 2010, evidenzia alcune tendenze strutturali (Figura 6.19).
Per quanto riguarda il primo fornitore italiano, la Russia, si osserva per il secondo anno consecutivo una stabilizzazione sul valore di 81 milioni di m^3 giornalieri (in lieve discesa rispetto agli 82 del 2017), per cui nell'ultimo nel triennio si è definito una sorta di plateau che resta ben al di sopra della media di lungo periodo e, di conseguenza, ne causa un progressivo incremento (75 mln m^3, un milione in più rispetto all'anno precedente). Il gasdotto TAG si conferma l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo, che non solo si incrementa sia pur marginalmente rispetto all'anno precedente (al 70,5%), ma soprattutto vede scendere la deviazione standard dal 20 al 17%, con un incremento di 3 punti percentuali – dal 50 al 53 % --dell'utilizzo medio in gran parte dei giorni dell'anno. In altri termini, si registra un incremento di un importante indicatore di stabilità.
Il gas di provenienza algerina subisce un crollo, passando dai 47 mln m^3 giornalieri del 2018 (già in calo di circa il 10% dai 52 dell'anno precedente) agli appena 28 mln m^3 del 2019 (-40%), allargando enormemente la forbice rispetto alla media di lungo periodo. In conseguenza di ciò, anche il tasso di utilizzo del gasdotto Transmed, che nel 2018 era pari al 44% con una deviazione standard del 23%, nel corso del 2019 è crollato al 26%, con deviazione standard pari all'11%: in sostanza, nella maggior parte dei giorni dell'anno è stato utilizzato ad appena il 15% della capacità potenziale.
Le importazioni dal Nord Europa sono aumentate in modo significativo, nonostante le limitazioni legate ai lavori di manutenzione sulla rotta in questione, evidentemente premiate dai ridotti prezzi del gas al TTF. La media giornaliera è stata pari a 30 milioni di m^3, +9 mln m^3 rispetto al 2018, un incremento significativo con il quale si portano nettamente sopra la media di lungo periodo (24 mln m^3).
Aumentano, ma in misura minore, anche le importazioni dalla Libia, da 12 a 16 mln m^3 giornalieri, in questo caso allineandosi con la media storica. Coerentemente, anche l'utilizzo medio del gasdotto Transitgas si incrementa (dal 33 al 47%), mentre se ne riduce la tradizionale forte variabilità con una leggera diminuzione della deviazione standard (21%), che assume però significato proprio alla luce delle maggiori quantità importate.
Infine, come detto spiccano su tutte le maggiori importazioni di GNL, che si portano in un solo anno a valori medi di 38 mln m^3, dai 24 mln m^3 del 2018, quasi doppiando la media di lungo periodo (pari a 20 milioni). L'assorbimento di questa vera e propria ondata addizionale di GNL è avvenuto in modo diversificato: mentre il punto di entrata di Cavarzere ha contribuito incrementando ulteriormente ad oltre l'82% un tasso di utilizzo medio già in precedenza molto elevato (circa 70%), sono stati soprattutto Livorno e Panigaglia ad assorbire le importazioni aggiuntive, portandosi rispettivamente al 66% e al 51% di utilizzo del gasdotto, rispetto a poco meno del 20% dell'anno precedente.
Una indicazione sintetica dei dati riportati permette di affermare che, a fronte di un incremento assoluto nelle importazioni complessive di gas, questo si è indirizzato principalmente sul GNL e, a seguire, su un recupero del gas dal Nord Europa (nonostante la sua perdurante alta variabilità), determinando così in entrambi i casi divergenze dalle medie storiche.

Figura 6.18 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm^3)

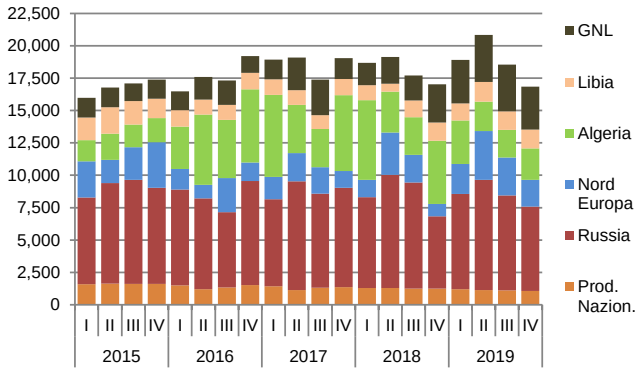
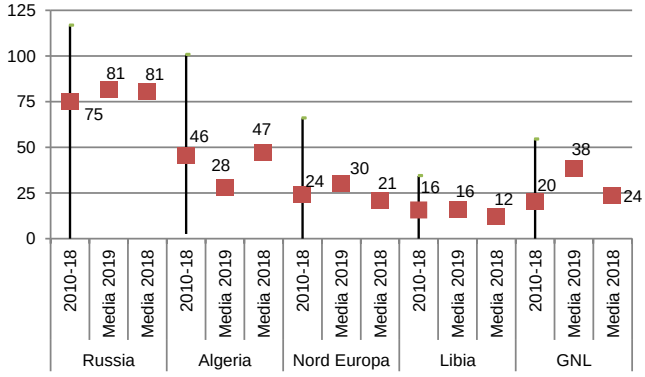


Figura 6.19 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm^3)



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

Il ritorno nel 2019 alla traiettoria di incremento dei consumi di gas ha archiviato la parentesi negativa del 2018, determinando un rinnovato rafforzamento del peso di questo combustibile nel mix nazionale di energia primaria, tanto da riportarlo ad essere la prima fonte di energia primaria (vedi cap. 4). Questo dato rafforza ulteriormente il divario fra la già notevole incidenza del gas in Italia e quella che si registra negli altri maggiori Paesi europei.
Questo fattore, combinato con la perdurante forte dipendenza dalle importazioni estere (95,5%), determina una sempre maggiore sensibilità del sistema energetico italiano all'evoluzione del mercato del gas e dunque la necessità di una particolare attenzione rispetto alle potenziali fonti di vulnerabilità.
Questo sebbene la fase recente sembri caratterizzata da una significativa evoluzione degli equilibri del mix geografico delle fonti di approvvigionamento che, almeno teoricamente, dovrebbe moderare tale vulnerabilità. Come visto in precedenza, infatti, accanto al gas di provenienza russa (che era e rimane la fonte di approvvigionamento principale) nell'ultimo anno si è fortemente rafforzato il ruolo delle importazioni di GNL, che hanno sostanzialmente soppiantato nell'incidenza del mix quelle di provenienza algerina ma anche – in termini di ripartizione percentuale – anche quelle libiche e nordeuropee.
La struttura del mix medio giornaliero di importazioni di gas extra-russe è passata dalla dominanza del gas algerino a una situazione decisamente più equilibrata, nella più dei 2/3 del gas proviene da fonti legate ai mercati spot (GNL e Nord Europa). In particolare, il GNL si può considerare più affidabile in virtù dell'attuale abbondanza di offerta, delle provenienze diversificate, che si riflettono in un più elevato indice della stabilità politica dei Paesi fornitori.
Inoltre, con l'aumento dei volumi complessivi delle fonti di approvvigionamento alternative al gas russo si è determinata in tal modo una attenuazione del peso relativo di quest'ultimo e quindi un indiretto miglioramento dell'indice di diversificazione.

Ancora per il breve periodo resta potenzialmente critico l'indice N-1, ma le prospettive della domanda rendono tranquillizzante il quadro

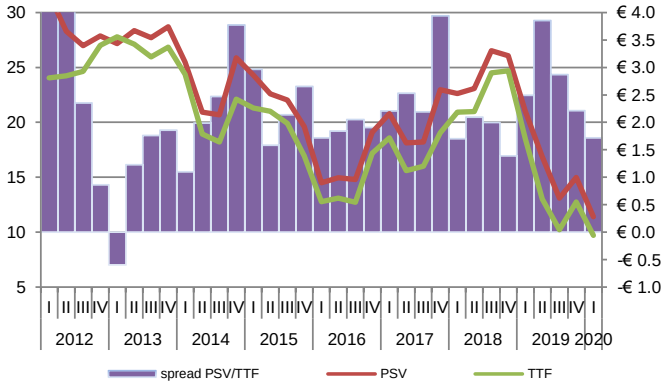
Un aggiornamento valutativo della sicurezza degli approvvigionamenti italiani in termini di rispetto della cosiddetta Regola N-1 europea è stato recentemente effettuato nel "Piano di Azione Preventiva per il Sistema Italiano del Gas Naturale", inserito come Allegato 1 al D.M. 18 dicembre 2019.
In esso si sottolinea come l'indicatore N-1 sia previsto in miglioramento nel confronto tra i valori relativi allo stato del sistema gas nel 2018/2019 e quelli che dovrebbe assumere nel 2020/2021. In particolare, l'indice passerebbe dagli attuali valori di 99,8% (dunque al di sotto della soglia del 100%) e 120,4% (rispettivamente nei casi di capacità di erogazione dagli stoccaggi al 30% e al 100%), a valori compresi tra 105,1% e 128%. Ciò grazie sia all'entrata in funzione del nuovo sito di Cornegliano – che andrebbe così ad aumentare la capacità complessiva di erogazione – sia delle ipotesi di decremento della domanda di punta e di aumento della produzione nazionale.
Per quanto concerne i tassi di utilizzo dei gasdotti, l'analisi di sensitività rileva che, nello scenario più stringente, il sistema è in grado di soddisfare l'intera domanda di mercato con un tasso di utilizzo medio del 64%.
Nel documento si sottolinea tuttavia come soltanto l'entrata in funzione a regime del suddetto sito di stoccaggio, nonché del gasdotto TAP, consentirà al sistema italiano di garantire il soddisfacimento della domanda in tutte le condizioni considerate negli scenari di rischio, che includono criticità sul lato dell'offerta per rischi di fornitura e sul lato della domanda per condizioni climatiche eccezionali, in casi particolari anche incrociate.
Fino a quel momento, come del resto rilevato in diversi numeri precedenti dell'Analisi trimestrale ENEA, l'Italia continua a rispettare solo formalmente la regola N-1, mentre non la rispetterebbe laddove, come peraltro plausibile, la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata non possa risultare sempre contemporaneamente disponibile. Questo, in presenza di alcuni scenari di particolare stress, renderebbe insufficienti anche le eventuali misure aggiuntive previste dai Piani di emergenza in termini di massimizzazione dei flussi importati e di erogazione degli stoccaggi. Tra l'altro le ipotesi di contenimento della punta di domanda presentano margini di aleatorietà, se si considera ad esempio che nel gennaio 2019 si sono sfiorati nella termoelettrica valori quasi pari a quelli dell'ultima seria situazione di criticità, verificatasi a febbraio 2012 (109 milioni di m^3 giornalieri rispetto a 113).
D'altra parte, è pur vero che la punta di domanda giornaliera complessiva è rimasta anche nel 2019 al di sotto dei 400 milioni di m^3, perché la punta di domanda delle reti di distribuzione si è fermata a 225 milioni di m^3, quasi 80 milioni di m^3 in meno dei consumi registrati a febbraio 2012. Da allora il massimo valore giornaliero dei consumi di gas delle reti di distribuzione è stato pari ai 262 milioni di m^3 del 28 febbraio 2018, lontano anch'esso dai massimi del 2012 perché non si sono più registrate quelle condizioni di freddo intenso prolungate per più giorni.
A questo scenario si è inoltre ora sovrapposta la crisi di domanda provocata dal Covid-19 (vedi cap. 1), che moderando la domanda di termoelettrico e industria rende al momento più lontana ogni ipotesi di ritorno ai massimi storici della domanda.

Spread PSV-TTF per tutto il 2019 sui massimi dal 2012, ma di nuovo sotto 2 €/MWh a fine anno

Nel 2019 il trend discendente dei prezzi del gas dovuto all'eccesso di offerta di GNL, si è tradotto in una discesa notevole del prezzo al PSV (-33%), che però è stata inferiore a quella registrata al TTF (-40%). Ne ha risentito lo spread PSV-TTF – storicamente positivo e su valori tra doppi e quadrupli del solo costo variabile del trasporto – ceh nell'anno è sembrato mostrare una correlazione inversa rispetto ai prezzi del gas: dopo essere notevolmente aumentato tra il primo ed il secondo trimestre in media da 2,49 a 3,85 € in corrispondenza della violenta discesa primaverile del prezzo del gas, si è poi riportato nel trimestre estivo a 2,87 € per poi scendere ulteriormente nell'ultima parte dell'anno, in parallelo con la leggera ripresa del prezzo (Figura 6.20). L'inizio del 2020 sembra però aver cambiato questo dato, perché lo spread ha continuato a ridursi pur in presenza della nuova caduta del prezzo del gas.

Nell'insieme del 2019, comunque, il differenziale PSV-TTF si è allargato collocandosi a una media di 2,9 €/MWh, massimo dal 2012, +60% rispetto al 2018. Questo nonostante la riduzione del ruolo dell'import via gasdotto, sia dalla Russia sia dall'Algeria, entrambe forniture che dovrebbe in teoria incidere sul differenziale PSV-TTF, penalizzandolo, la prima in quanto fattore strutturale di concentrazione del mercato upstream, la seconda in quanto tradizionalmente indicizzata al prezzo del petrolio e pertanto molto più onerosa in un contesto generalizzato di prezzi del gas sganciati dal greggio, calanti e più stabili. Anche ne 2019 sono rimasti sostanzialmente inalterati i driver di questo spread che pesa sulla competitività dell'industria italiana, in primis l'incompleta integrazione del mercato italiano con i più liquidi mercati nord-europei e la limitata capacità di accesso a questi ultimi.

Figura 6.20 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



6.3 Sistema elettrico

Nel 2019 domanda elettrica in leggero calo

Nel 2019, la domanda lorda di energia elettrica è risultata pari a 319,6 TWh, in calo di 1,8 TWh (-0,6%) rispetto al 2018. Il dato 2019 conferma il rallentamento del trend di crescita della domanda elettrica già emerso nel corso del 2018, quando la crescita era scesa a +0,4% sull'anno precedente, dopo la crescita più sostenuta registrata nel 2017 (+2% sul 2016).
Anche i dati più recenti di Terna relativi ai primi due mesi del 2020 confermano un trend discendente. Anche i dati depurati (Figura 6.21) dagli effetti di calendario e temperatura mostrano che la traiettoria della domanda elettrica resta su un trend di lungo periodo (calcolato sulla serie storica dal 1995 a oggi) sostanzialmente stazionario, che però nell'ultimo anno sembra aver preso una leggera tendenza alla diminuzione.
Al di là della modesta riduzione della richiesta totale registrata nel 2019 è significativo che su base mensile la richiesta si è collocata nella gran parte dei mesi dell'anno su valori prossimi ai minimi decennali, con l'eccezion dei mesi estivi (giugno, luglio e agosto).
I dati relativi al picco di domanda mensile rispecchiano e accentuano il dato della richiesta totale su base mensile: pur in un anno nel quale i picchi mensili di domanda si sono prevalentemente collocati vicini ai minimi decennali, il picco di domanda registrato a luglio (58 GW) è stato invece solo lievemente inferiore al massimo decennale (Figura 6.23), mentre il picco mensile di giugno è stato superiore al precedente massimo decennale. Infine, anche i picchi di agosto e settembre si sono collocati su valori ben superiori alla media decennale, massimi decennali.
Questi dati si collocano in un trend di lungo periodo che ha caratterizzato gli ultimi due decenni (vedi Analisi trimestrale n. 4/2019): il peso della richiesta di energia elettrica dei mesi estivi sulla richiesta totale annuale è andata progressivamente aumentando, sia per la diffusione dei sistemi di climatizzazione estiva nelle abitazioni e nei locali pubblici, sia per il progressivo aumento delle temperature medie (i gradi giorno raffrescamento presentano una tendenza di lungo periodo crescente).

Aumentano produzione termica e da fonti intermittenti, in calo l'import

Dal lato della produzione il 2019 ha visto un aumento della produzione netta (circa 4,0 TWh in più, +1,4%), necessario per compensare il calo delle importazioni nette (-5,7 TWh) e della produzione idroelettrica (-2,9 TWh), quest'ultimo dovuto a una idraulicità più scarsa rispetto all'anno precedente.
La generazione termoelettrica è aumentata di circa +2,5 TWh (+1,3%) ed incrementi simili si sono registrati per fotovoltaico (+2,0 TWh, +9%) ed eolico (+2,5 TWh, +14%). La quota di produzione della termoelettrica è leggermente aumentata, salendo al 58,5% dal 57,3% del 2017. Dal 2013, dopo il balzo delle fonti rinnovabili, la quota della produzione termoelettrica sulla domanda è prevalentemente rimasta al di sotto del 60%, con l'eccezione degli anni 2016 e 2017. Ancora più distante dal dato 2017 è la massima quota della termoelettrica registrata nel 2019 su base mensile, che è stata pari al 63% a ottobre, mentre nel 2017 aveva raggiunto un massimo del 75% a gennaio.
Nell'anno la quota di domanda totale annuale coperta da fonti di energia rinnovabile (FER) ha sfiorato il 36%, +0,7% rispetto al 35,2% del 2018. Si tratta del secondo valore più alto della serie storica, inferiore solo al 38,6% del 2014, quando però la produzione idroelettrica sfiorò i 60 TWh, laddove nel 2019 si è fermata a soli 47 TWh.

Figura 6.21 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

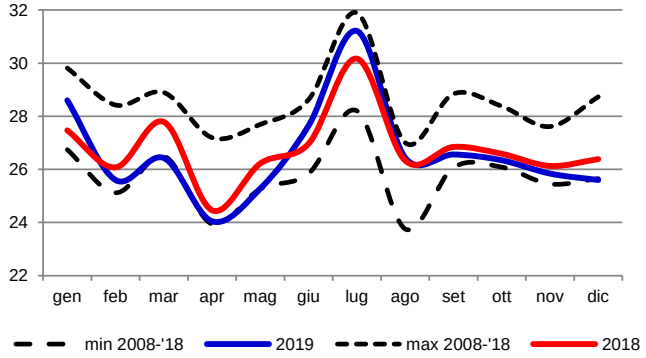


Figura 6.22 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

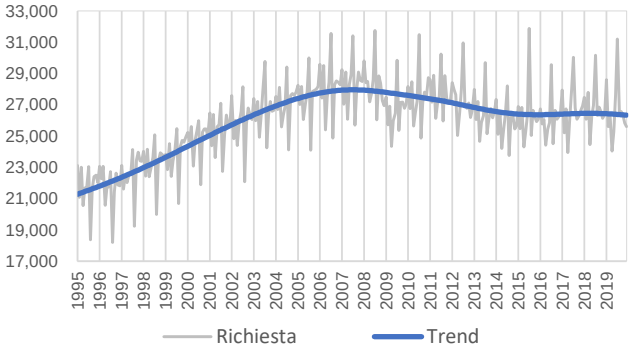


Figura 6.23 – Punta di domanda in potenza (GW)

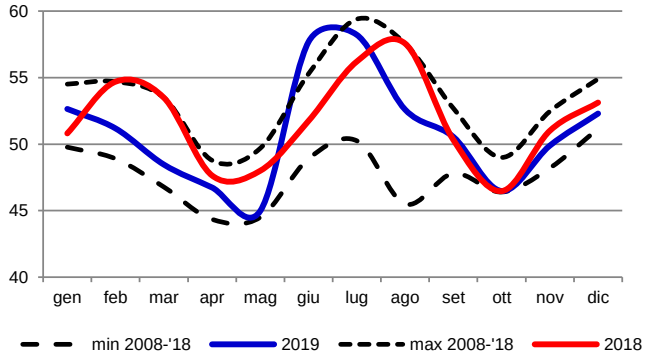
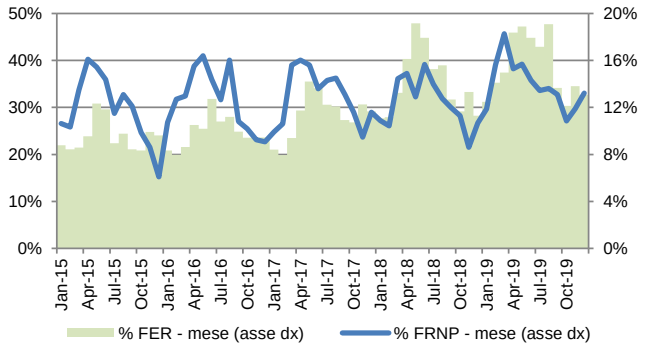


Figura 6.24 – Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica)



Nuovo massimo storico della produzione annua da fonti intermittenti. Gli indicatori di penetrazione su base oraria e giornaliera restano inferiori ai massimi

Nell'ambito delle FER ha invece segnato un nuovo record storico la produzione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili, che hanno superato i 44 TWh e sfiorato il 14% della richiesta totale annuale (il massimo precedente era 13% registrato nel 2017). La massima quota di copertura della domanda mensile si è registrata nel mese di marzo (18,3%), e massimi storici mensili si sono registrati nei mesi di gennaio, febbraio, settembre, novembre e dicembre. Valori inferiori ai massimi storici si sono dunque registrati invece nei mesi centrali dell'anno.
Il massimo storico della produzione media da FRNP non si è riflesso negli indicatori di massima quota di copertura della domanda su base giornaliera, che secondo la stima ENEA nel 2019 ha leggermente superato il 28%, un valore inferiore al massimo giornaliero del 2017, stimato oltre il 29%.
La massima penetrazione delle FRNP su base oraria secondo la stima ENEA ha raggiunto il 63% circa, precisamente nelle ore centrali del 15 agosto, con produzione fotovoltaica vicina ai massimi annuali (superiore ai 10 GW) e domanda sui minimi per le ore diurne. La quota massima stimata per il 2019 è significativamente più elevata di quella stimata per il 2018 (58%), ma resta di molto inferiore al valore stimato per il 2017 (70% circa registrato il lunedì dell'angelo).
Il valore soglia che individua lo 0,1% delle ore di massima penetrazione delle FRNP si colloca sullo stesso livello del 2016, al di sotto solo del massimo storico del 2017: nelle nove ore di più elevata penetrazione delle FRNP queste hanno rappresentato almeno il 58% della richiesta (Figura 6.25).

Più ripido il profilo della domanda residua

La crescente penetrazione delle fonti intermittenti ha prodotto negli ultimi anni un notevole cambiamento anche del profilo orario della curva di domanda: l'aumento della produzione fotovoltaica, concentrata nelle ore diurne, 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. Per soddisfare sia la rampa di presa di carico mattutina sia la rampa di presa di carico serale divengono dunque sempre più necessarie azioni di bilanciamento fornite da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione. Per la gestione del sistema elettrico assume un'importanza decisiva la capacità di queste ultime di seguire il carico residuo, il cui profilo si è discostato sempre più da quello della domanda elettrica complessiva (Figura 6.27). Nel 2019 la curva della domanda residua media oraria si è caratterizzata per un profilo più ripido rispetto all'anno precedente e simile a quello del 2017, ma leggermente meno ripido di quello del 2015. Nel dettaglio, il valore minimo medio della domanda da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata è stato parti a circa 25 GW, in riduzione rispetto all'anno scorso (26,7 GW) e simile al valore del 2015. I massimi serali medi si sono attestati a circa 36,5 GW, per cui la risalita pomeridiana media della domanda residua ha superato gli 11 GW, più che nel 2018 (10,2 GW) ma inferiore agli anni 2015-2017, quando la rampa serale si era avvicinata ai 12 GW.
Con la crescita delle FRNP l'andamento del fabbisogno residuo si è differenziato da quello del fabbisogno totale soprattutto nelle giornate caratterizzate da bassa domanda e elevata produzione da FRNP, quando la curva del carico residuo assume forme del tipo "*duck curve*". In questi periodi si potrebbero verificare carenza di capacità di *downward regulation*, che potrebbe riguardare in particolare le zone di mercato meridionali (vedi Winter Outlook 2019/2010 di ENTSO-E). Anche in questo caso il 2019 sembra essere stato un anno che ha visto un'accentuazione del rischio di questo fenomeno rispetto all'anno precedente. La minima domanda media giornaliera è scesa a 18 GW (meno di 14 GW ad aprile), con una risalita pomeridiana fino a 31 GW. Si tratta di variazioni solo di poco inferiori a quelle del 2015 (Figura 6.28).

Figura 6.25 – Percentuale di produzione da FRNP nello 0,1% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

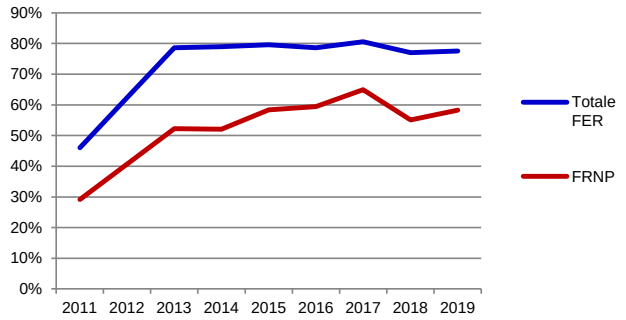


Figura 6.26 – Domanda residua media oraria in diversi anni

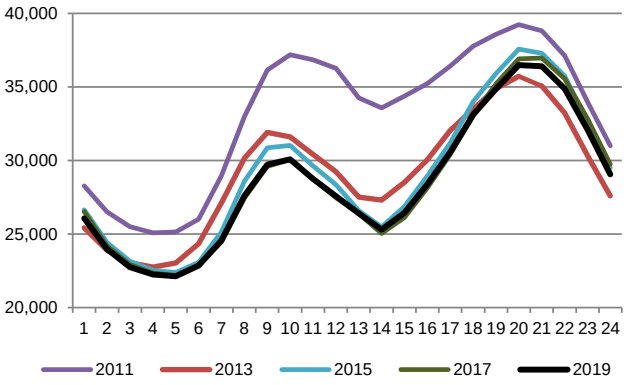


Figura 6.27 –Domanda media oraria totale e residua nel 2019

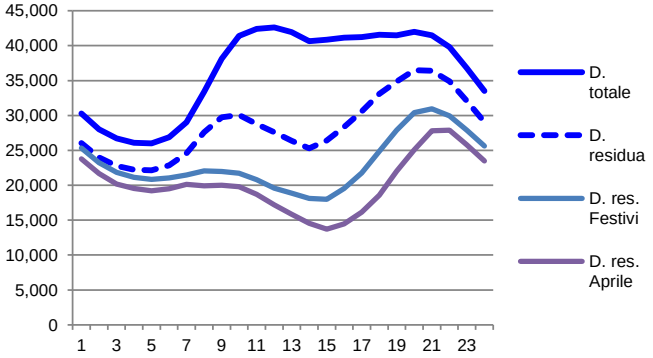
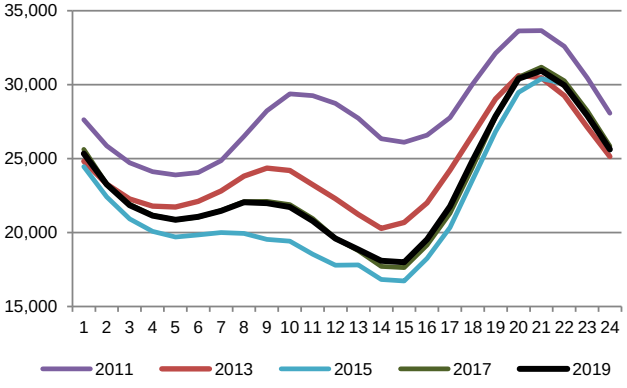


Figura 6.28 – Domanda residua media oraria nei giorni festivi



Margini di adeguatezza sui minimi penalizzati dal calo delle importazioni. Rischi per la copertura della domanda nel prossimo inverno

Negli ultimi anni, la ridotta profittabilità degli impianti termoelettrici e la progressiva riduzione del parco termoelettrico disponibile, per la combinazione di calo della domanda e di crescita del parco rinnovabile; hanno determinato una forte riduzione della capacità di generazione tradizionale, che è passata in pochi anni da valori superiori ai 70 GW a valori di capacità effettivamente disponibile oggi inferiori ai 60 GW (Figura 6.29). Ne è derivato un impatto rilevante sull'adeguatezza del sistema elettrico, che è "sottoposto 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).

Secondo le stime ENEA 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 d sostituzione), è stato nel 2019 inferiore a quello registrato nel 2018. La soglia che separa l'1% delle ore (circa 88 ore) nelle quali si è registrato il margine più ridotto si è collocata nell'anno al di sotto dei 10 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda pari al 18% circa, il valore più basso da diversi anni a questa parte (Figura 6.30).

I minimi margini assoluti registrati nell'anno risultano invece pari a circa 5 GW (corrispondenti a un margine di capacità rispetto alla domanda inferiore al 10% in termini percentuali) e si sono registrati a gennaio, nelle ore serali, in corrispondenza di un fabbisogno ben superiore ai 50 GW, di valori estremamente ridotti di generazione da fonti intermittenti, importazioni pari a meno di 1/3 della media annuale del 2018), di produzione idroelettrica nella media annua.

Il peggioramento dei margini nei 2019 è in effetti riconducibile ai cali della produzione idroelettrica e delle importazioni che hanno caratterizzato in particolare i primi due trimestri dell'anno. All'opposto, il pur modesto miglioramento dei margini stimato nel 2018 rispetto all'anno precedente è infatti spiegabile con la ripresa dell'idro ed il ritorno a situazioni di normalità nella dinamica delle importazioni, che negli anni precedenti aveva subito le sospensioni di parte della produzione nucleare francese.

Al netto delle differenze nella metodologia di calcolo e nei dati utilizzati, queste stime sono in linea con quelle di Terna, che stima l'attuale margine di adeguatezza a circa 6 GW (il 10% della richiesta), mentre un margine "opportuno" dovrebbe essere almeno pari al 20% della domanda, quindi tra un valore tra i 10-12 GW.

Anche il Winter Outlook 2019/2020 di Entso-E, l'associazione dei Tso europei, indicava che nell'inverno appena trascorso, in caso di freddo intenso, il sistema elettrico italiano sarebbe stato in grado di "garantire la copertura dei picchi di domanda e le riserve solo con il contributo dell'import dai Paesi vicini, in particolare nell'area settentrionale". Inoltre, in caso di "significative indisponibilità non programmate di impianti di generazione e/o trasporto, congestioni degli interconnector o simultanea scarsità di risorse sul sistema nel suo complesso, il deficit non potrebbe essere pienamente coperto dalle importazioni".

Figura 6.29 – Evoluzione della capacità installata in Italia negli ultimi anni (GW)

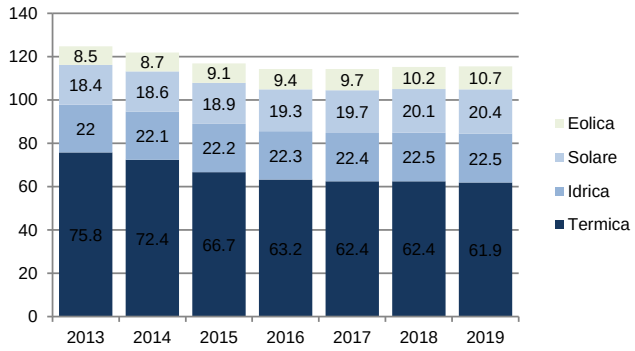
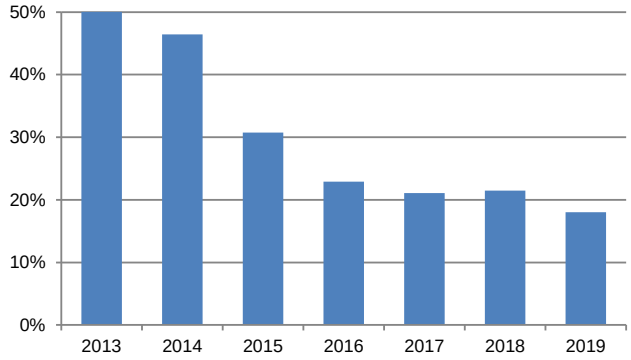


Figura 6.30 – Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (soglia dell'1% delle ore con il margine più ridotto)



Ancora in aumento volumi e costo dei servizi di dispacciamento

Nel corso dell'ultimo decennio il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ha acquisito un'importanza progressivamente maggiore all'interno del mercato elettrico. Insieme alla crescita delle FRNP sono infatti cresciuti i volumi movimentati sia su MSD ex ante, dove il gestore della rete elettrica (Terna) costituisce la riserva, sia sul Mercato di Bilanciamento, dove Terna effettua il bilanciamento in tempo reale. La crescita delle FRNP ha infatti portato alla riduzione della quota di fonti convenzionali in esito al MGP, riducendo il contributo di queste alla sicurezza del sistema. L'esito del MGP presenta dunque livelli di disponibilità di riserva in linea molto bassi, con una conseguente necessità di ridispacciamento molto rilevante. In particolare, per costituire i margini di riserva necessari il gestore della rete si procura i margini di riserva a salire in MSD ex-ante chiamando ad accendersi impianti tradizionali dispacciabili. In effetti, anche il 2019 sembra aver confermato la tendenza recente (vedi RSE e Politecnico di Torino, *Partecipazione Della Domanda Flessibile Al Mercato Del Servizio Di Dispacciamento*, 2019) al crescente maggior ricorso di chiamate a salire da parte di Terna in MSD ex-ante (per far fronte a un'eventuale produzione rinnovabile effettiva inferiore al previsto), controbilanciate poi chiamando a scendere in MB: nell'anno le chiamate a salire sono cresciute di circa 1,5 TWh (+12%). Un incremento dell'8% ha riguardato anche le movimentazioni a scendere, mentre complessivamente nel 2019 le transazioni su MSD ex-ante sono cresciute per il quinto anno consecutivo, superando i 21 TWh (+10%; Figura 6.32),

Anche il prezzo medio delle movimentazioni a salire su MSD si è mosso al rialzo, +6% circa, mentre è diminuito il prezzo delle chiamate a scendere. Nel complesso ne è derivato un nuovo incremento dei costi associati alle transazioni, per il quinto anno consecutivo. Negli ultimi cinque anni l'onere netto sostenuto dal Gestore sul MSD ex-ante, ossia la quota di costo che ricade sulla collettività, è all'incirca raddoppiato: dal miliardo di euro del 2015 è arrivato nel 2019 a sfiorare i due miliardi di euro.

A copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema, il gestore della rete di trasmissione (Terna) calcola un corrispettivo unitario (uplift, vedi nota metodologica[1]) da applicare nella tariffa elettrica dei clienti finali in prelievo. La componente di costo relativa all'approvvigionamento delle risorse tramite il mercato MSD (art. 44 lettera b), fa riferimento all'attività specifica di compravendita che Terna svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post nel Mercato di Bilanciamento MB). La serie storica pluriennale dell'uplift indica chiaramente una tendenza alla crescita dei costi sostenuti da Terna (Figura 6.32). Nel 2019 il valore totale del corrispettivo uplift trimestrale è stato pari a 0,72 centesimi di €/kWh (+11% rispetto al 2018), mentre il corrispettivo di cui all'art. 44 lettera b) è stato pari a 0,76 centesimi di €/kWh (+8%). Entrambi sono ancora in aumento nella prima metà del 2020.

L'evoluzione dei costi sostenuti da Terna sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD) sembra indicare una crescente complessità della gestione del sistema. Certamente l'aumento dei costi non può essere interamente imputabile al peso crescente della generazione non dispacciabile, perché un ruolo importante lo hanno avuto le opportunità di comportamenti opportunistici e/o strategici offerte dal MSD, molto meno concorrenziale del MGP. È stato rilevato che per il periodo 2011-2016 "non si può in realtà cogliere una chiara correlazione tra i costi di MSD e la capacità installata di FRNP" (RSE e Polito, cit.). Uno sguardo ai dati 2015-2020 (I trimestre) mostra in effetti una qualche correlazione tra i volumi movimentati su MSD e la penetrazione di fonti intermittenti (% sulla richiesta): nel periodo in questione il coefficiente di correlazione tra le due serie si colloca a 0,4. Valori leggermente più elevati si registrano nella correlazione tra la penetrazione delle fonti intermittenti e il corrispettivo uplift mensile se si considera la serie storica 2011-2020.

Figura 6.31 – Volumi venduti e costi delle transazioni sul MSD (medie mobili 4 termini)

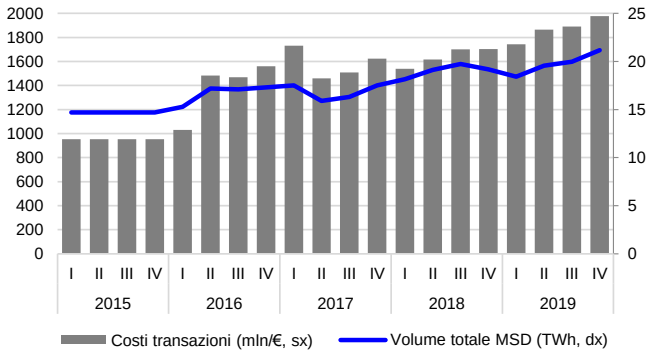


Figura 6.32 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

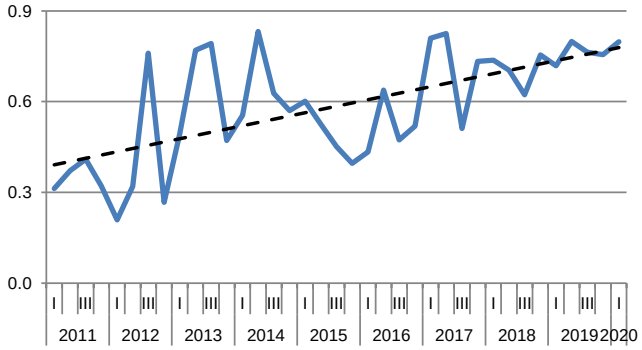
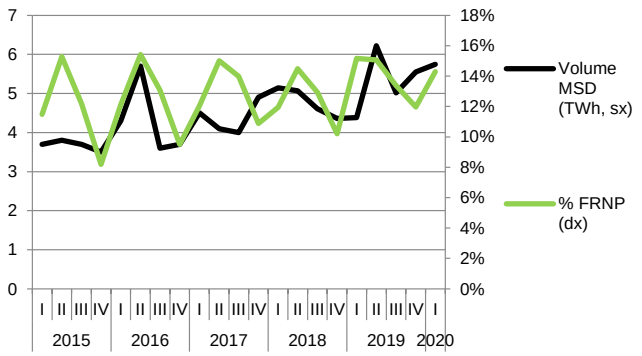


Figura 6.33 – Volumi movimentati sul mercato dei servizi del dispacciamento e quota delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili sulla richiesta totale



[1] Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Delibera AEEGSI n 111/06, art. 44) rappresenta l'onere netto associato alle seguenti 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 lettera a): Saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo
Art. 44 lettera b): Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento

Prezzo dell'elettricità sulla borsa elettrica in calo del 15% con il calo del prezzo del gas

Nel 2019 la quotazione media del PUN si è attestata a 52,3 euro/MWh, in arretramento del 14,7% rispetto alla quotazione media del 2018 (61,3 euro/MWh). Il calo si inquadra in un contesto di contrazione generalizzata dei prezzi dei principali combustibili utilizzati per la generazione termoelettrica, che ha più che compensato l'aumento del prezzo dei permessi di emissione di CO_2. Nel mercato elettrico italiano il prezzo marginale è infatti generalmente definito dagli impianti termoelettrici che basano le loro strategie di offerta sul costo variabile del combustibile e sul prezzo della CO_2. A questo si è aggiunto il calo della richiesta di energia elettrica, che ha caratterizzato gran parte dei mesi dell'anno.
Il PUN è risultato in aumento sull'anno precedente a gennaio (+38% tendenziale) e febbraio, per il clima più rigido e le minori importazioni causate da alcune limitazioni alla capacità di interconnessione alla frontiera settentrionale. Da marzo in poi, con l'eccezione di aprile, le quotazioni del PUN sono invece risultate costantemente inferiori all'anno prima, con cali tendenziali progressivamente sempre più accentuati, fino al -26% del III trimestre e al -30% del IV.
A fine 2019 il PUN era ancora ben al di sopra dei minimi storici della primavera 2016, quando anche allora il prezzo del gas scese ai minimi del PSV. Nei primi mesi del 2020 il prezzo dell'elettricità in borsa ha però recepito più pienamente i nuovi cali del prezzo de gas, che hanno ritoccato i minimi storici, e la meda de PUN di marzo 2020 è tornata anch'essa al minimo storico di aprile 2016 (vedi cap. 1).
Un parziale sostegno ai prezzi è venuto anche dall'aumento delle vendite in borsa della generazione da gas naturale, cresciute del 5% (Figura 6.35), mentre si sono ridotte le vendite da carbone e rinnovabili, entrambe con minori (o nulli) costi variabili di produzione, per cui tendono ad abbassare il prezzo in esito al MGP. E anche il calo delle importazioni dall'estero, da capacità di produzione in eccesso offerta a basso prezzo, ha rappresentato un elemento di sostegno del prezzo italiano.

Cambia la curva oraria del PUN

La curva dei prezzi medi orari relativa al 2019 mostra un andamento apparentemente parallelo a quella del 2018, al netto di una complessiva traslazione verso il basso (Figura 6.36). L'analisi più di dettaglio dei prezzi medi nelle singole ore mostra però come il profilo dei prezzi continui a modificarsi nel corso degli anni, al cambiare del peso relativo assunto su MGP dalle diverse fonti. A fronte di una variazione media pari del 15%, il prezzo medio orario è diminuito in misura maggiore nelle ore centrali della giornata (tra le 12 e le 16), fino a un massimo del -18% alle 13 e alle 14, e nelle ore notturne (tra le 24 e le 6). Decrementi inferiori si sono invece registrati nelle altre ore della giornata, con riduzioni anche "solo" di poco superiori al 10% nelle ore serali.
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. Ne hanno risentito evidentemente i rapporti tra i prezzi medi delle diverse fasce (Figura 6.37). L'abbassamento del prezzo nelle ore centrali ha riportato il rapporto F1/F2 appena al di sopra della parità, mentre sebbene in modesta risalita resta su valori storicamente bassi il rapporto F1/F3. Peraltro sul leggero aumento del rapporto F1/F3 hanno influito in modo decisivo le condizioni peculiari del IV trimestre dell'anno, quando la combinazione di massimo storico di produzione eolica e di idroelettrica vicina al massimo decennale (del 2013-2014), ha portato a una forte contrazione dei prezzi notturni (F3). Se si depura il dato da questo fattore il rapporto F1/F3 sarebbe sui livelli del 2018.

Figura 6.34 – Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

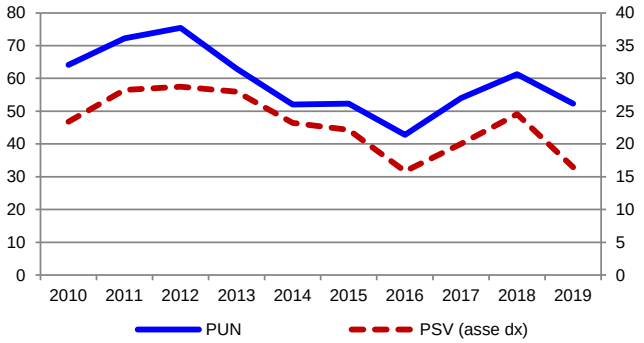


Figura 6.35 – Vendite in borsa per fonte nei primi nove mesi del 2019 rispetto al 2018 (variazione %)

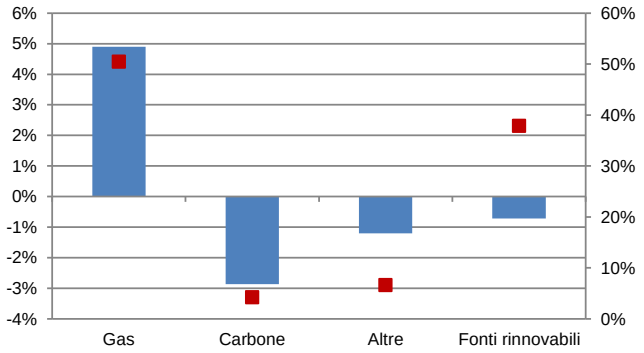


Figura 6.36 – Variazione del prezzo medio orario tra il 2018 e il 2019 nelle diverse ore del giorno

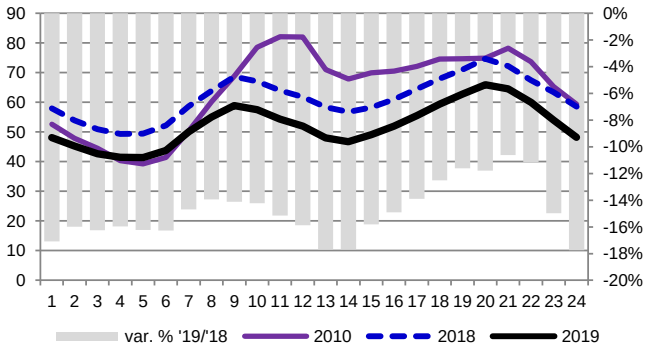
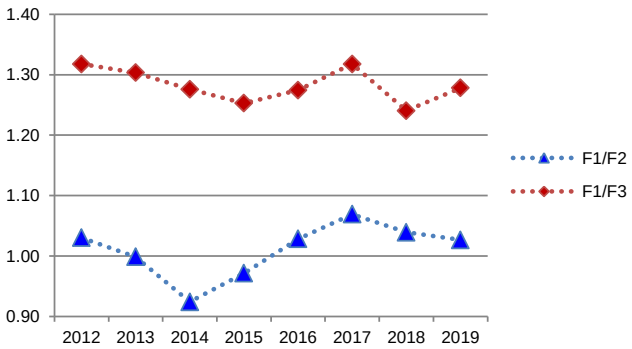


Figura 6.37 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e in F2 e tra prezzo medio in F1 e in F3



Redditività degli impianti a gas in forte ripresa, nel III trimestre sui massimi di lungo periodo

Il calo del prezzo del gas ha permesso nel 2019 una buona ripresa della redditività degli impianti a gas. Pur in presenza di un valore elevato del prezzo dei permessi di emissione (circa 25€/t) si stima che in media d'anno il clean spark spread si sia assestato su un valore di quasi 12 €/MWh, superiore del 30% rispetto a un anno prima. Alla fase favorevole dello spark spread ha contribuito anche l'aumento del peso del gas nella generazione e nelle vendite in borsa, aiutato per un verso dal forte calo dell'import che ha caratterizzato quest'anno, per un altro verso dal già segnalato processo di progressiva dismissione di una quota del parco di generazione tradizionale, unito al rallentamento delle installazioni di impianti a fonti rinnovabili.
L'aumento sarebbe stato anche significativamente maggiore senza gli ultimi due mesi dell'anno, quando si è registrato un forte calo dello spark spread, un po' per la ripresa stagionale del prezzo del gas, un po' per la l già citata combinazione di forte produzione eolica e idroelettrica.

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

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 delle borse di Germania, Francia e Spagna registrano una convergenza intorno ad un valore di 38-39 €/MWh (Figura 6.39). In Francia il prezzo medio è risultato di di circa 39 euro/MWh, in calo del 21% rispetto all'anno precedente, anche grazie alla mancanza di situazioni problematiche per il parco nucleare. Si è dunque ampliato il differenziale con il PUN, influenzato nella prima parte dell'anno anche dalla riduzione della capacità di interconnessione alla frontiera settentrionale italiana. In Germania il prezzo medio su base annua è stato di circa 38 euro/MWh, in calo del 15% sull'anno precedente, dunque in misura simile al calo del PUN. La differenza tra il prezzo italiano e quello tedesco è scesa sotto i 15 euro/MWh, in calo del 13% rispetto al 2018.

Il divario tra il PUN è i prezzi delle altre borse resta ancora consistente. Se misurato rispetto al Paese più "competitivo" che di volta in volta realizza il prezzo più basso, è prossimo al 40%. Il quadro appare diverso se si analizza la dinamica temporale. Negli anni si osserva una tendenza alla riduzione del prezzo all'ingrosso in Italia rispetto agli omologhi di Francia, Germania e Spagna. Tra il 2012 e il 2019 il divario tra l'Italia e il Paese più competitivo (quasi sempre la Germania) scende da +80% circa al sopra citato valore di +40%. In dettaglio, tra il 2006 e il 2011, in un periodo in cui il prezzo per tutti i Paesi staziona su livelli elevati, l'Italia realizza un tasso d'incremento annuo medio pari al 5,3%, inferiore a quello tedesco e a quello francese. Tra il 2012 e il 2019, in concomitanza con prezzi internazionali delle materie prime su livelli decisamente più bassi, il prezzo all'ingrosso è diminuito in Italia del 30%, mentre nello stesso intervallo di tempo il prezzo medio si è ridotto in Germania solo dell'11%, in Francia e Spagna del 17%. Il dato va letto anche alla luce di un fenomeno che sembrerebbe manifestarsi negli ultimi sette anni, quello di un progressivo allineamento dei prezzi di borsa nazionali intorno ad un prezzo "medio" europeo. Considerando i quattro Paesi citati, la dispersione intorno al valore medio (misurata dal coefficiente di variazione) passa da oltre il 28% del 2012 a poco più del 17% nel 2019. Si tratta dell'effetto combinato di due spinte, peraltro interagenti, che inducono entrambe un sempre maggiore allineamento del mix di generazione nei diversi Paesi: da un lato, quella della sempre maggiore interconnessione transfrontaliera, dall'altro, quella delle istanze di decarbonizzazione. In un siffatto quadro l'Italia è un Paese che dovrebbe trarre benefici, possedendo una discreta quota di generazione da rinnovabili, mentre la Germania e la Francia dovrebbero scontare il *phase-out* del carbone e il *decommissioning* degli impianti nucleari. Appare allora significativa la tendenza all'aumento dei flussi di energia scambiata dall'Italia verso i Paesi confinanti *(La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas*, a cura di Cassa Depositi e Prestiti, ottobre 2019, pag. 25). Gli scenari attuali autorizzerebbero quindi a pensare ad una riduzione del *gap* competitivo italiano nei prossimi anni.

Figura 6.38 – Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (%, asse dx)

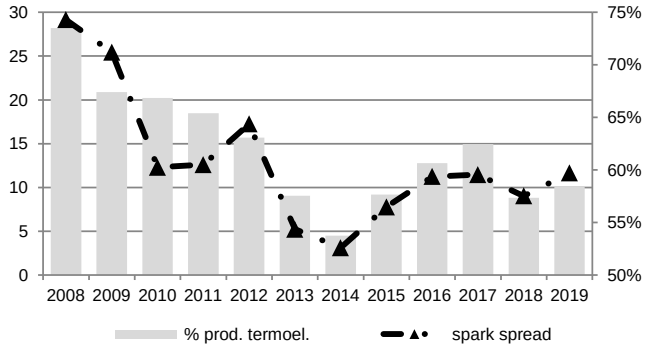


Figura 6.39 – Prezzi all'ingrosso sulle principali borse europee (€/MWh)

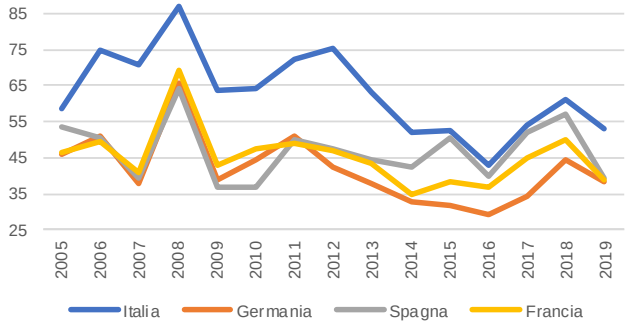
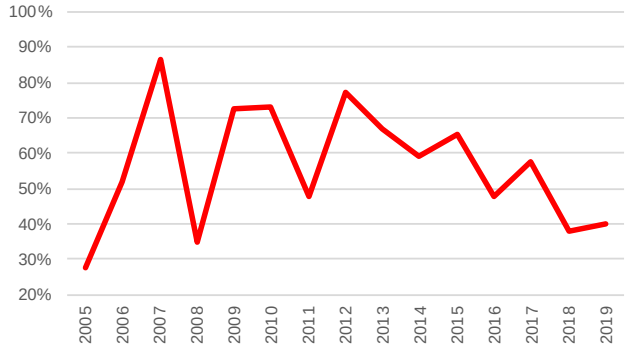


Figura 6.40 – Differenza percentuale tra il PUN e il più basso prezzo all'ingrosso registrato presso le borse di Spagna, Francia e Germania



Avvio del mercato della capacità di generazione elettrica in Italia

Giuseppe Tomassetti

Adeguatezza e flessibilità del sistema elettrico e mercato della capacità

La stabilità e la costanza delle caratteristiche del sistema elettrico si basano sul mantenimento costante dell'equilibrio fra la domanda e l'offerta di energia; l'insieme della domanda di tutti i consumatori collegati alla rete varia nel tempo, secondo l'ora del giorno e secondo il periodo nell'anno, mentre il complesso delle centrali di generazione regola e modifica i propri parametri in modo che, per tutti i consumatori, i valori della frequenza e quelli della tensione si mantengano all'interno di uno stretto intervallo. La stessa necessità si ripropone anche a livello locale, dai grandi centri urbani alle località isolate, anche se per queste le variazioni possono essere più ampie.
Per garantire questa capacità di regolazione occorre che la capacità nominale di generazione degli impianti connessi sulla rete, l'offerta potenziale, sia sempre superiore, con un certo margine, alla domanda effettiva che arriva dalla rete; questa garanzia si ottiene sia suddividendo la generazione fra più impianti, per coprire tutto il Paese con minori perdite di trasmissione e per ridurre l'effetto dell'uscita di un singolo generatore dalla produzione, sia facendo funzionare molti generatori a carico parziale in modo che possano seguire la domanda sia a salire che a scendere. Le varie tipologie costruttive di generatori, in funzione della taglia e della presenza di grandi masse di refrattari e di tubazioni e serbatoi di grosso spessore e dimensioni, hanno differenti capacità strutturali di variare il carico, massima per le turbine idrauliche, molto più ridotta per le turbine a vapore servite da grandi caldaie; anche il tempo richiesto per far entrare in esercizio un impianto, da quando pronto a partire, varia da pochi minuti a molte ore.
Il compito di garantire la qualità del servizio in tutto il territorio nazionale spetta a TERNA, suddividendo la produzione fra i vari impianti, nelle varie aree geografiche, tenendo conto di molti vincoli: riconoscere ai vari operatori gli spazi di mercato che si sono conquistati nella Borsa gestita dal GME, tener conto che i differenti produttori hanno un parco di impianti di differente composizione e localizzazione, considerare i comportamenti dei vari impianti e le congestioni della rete, confrontarsi con le previsioni sulla domanda ed infine provvedere alla copertura dei rischi di variazioni improvvise dovute a guasti o a fenomeni climatici. Questo in sintesi è il meccanismo del dispacciamento.
La copertura della domanda elettrica sulla rete comporta dei rischi per imprevisti e situazioni di emergenza, rischi dai quali Terna si protegge con tre diversi meccanismi: l'acquisto di servizi di interrompibilità istantanea da grandi consumatori per 4000 MW; l'acquisto di servizi di dispacciamento mediante gestione della domanda per 1000 MW; l'acquisto di capacità di generazione riservata al suo servizio.
Il meccanismo di acquisto della capacità di generazione è stato profondamente riformato; da un acquisto spot secondo previsioni di breve periodo si passerà all'acquisto, da parte di TERNA, della disponibilità a produrre da parte dei proprietari di alcuni impianti di generazione che non parteciperanno più al mercato ma restano a disposizione della rete. La definizione dei parametri di questo mercato ha avuto una lunga gestazione, anche per le verifiche con la UE, perché l'acquisto della disponibilità di impianti esistenti poteva essere considerato come aiuto di Stato alle imprese. Il 27 giugno 2019 il decreto del MISE ha avuto l'approvazione di ARERA e il 6 dicembre 2019 si è svolta l'asta madre per il periodo di consegna del 2022. Successivamente si è svolta l'asta per il periodo di consegna del 2023.

Esito della prima asta rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema in Italia

Con riferimento al 2022 è stata accettata una capacità di potenza di 34.700 MW da impianti esistenti, valorizzati a 33.000 €/MW/anno e da una capacità di 1767 MW da impianti di nuova realizzazione, valorizzati quest'ultimi a 75.000 €/MW/anno; sono stati accettati poi 1000 MW da impianti a fonti rinnovabili non programmabili (eolico, fotovoltaico ed idro ad acqua fluente), seguono poi 4.400 MW di capacità da aree virtuali estere valorizzate a 4.400 €/MW/anno. Come riferimento si ricorda che se la potenzia media è dell'ordine di 30.000 MW invece i picchi di consumo sono dell'ordine di 60.000 MW, mentre le ore stimate problematiche sono state in passato 500 all'anno.
Il 72% della potenza assegnata è classificato come esistente, non flessibile e non rinnovabile. Questa caratteristica peraltro spiega il valore limitato della valorizzazione economica e concorda con l'attuale interesse delle imprese a mantenere attiva la maggior parte del parco di impianti esistenti, molti dei quali erano stati destinati alla chiusura, con la relativa forza lavoro. Questi impianti sono adatti a garantire la copertura della domanda rispetto a guasti di singoli impianti o punte di domanda per condizioni climatiche, problemi incontrati negli anni scorsi.
La scelta di creare un mercato della capacità è finalizzata a permettere sia la dismissione delle centrali alimentate da carbone sia la crescita della potenza di generazione basata su fonti rinnovabili (+ 12 GW al 2025 e almeno + 30 GW al 2030). Questi nuovi impianti porranno però criticità diverse, in particolare il fotovoltaico, con forti transitori giornalieri della durata di poche ore nella presa del carico al mattino (dopo le 9) e nell'uscita dalla generazione (dopo le 16,30), mentre la domanda comincia a crescere dalle 7 e comincia a calare dopo le 19. Per queste criticità sono più adatti sia accumuli con batterie o pompaggi idraulici, sia impianti termoelettrici capaci di arrivare alla massima potenza in meno di 30 minuti, quali i turbogas a ciclo semplice e i motori a combustione interna, entrambi alimentati a gas. Lo sviluppo degli accumuli elettrochimici è in fase iniziale, gli impianti di pompaggio idraulico sono rimasti impianti di generazione commerciale, gli impianti per produzione di picco sono ancora nella fase iniziale del processo autorizzativo.

Ancora lontano l'obiettivo di un parco di generazione con le caratteristiche necessarie

L'obbiettivo di disporre di un parco di generazione molto flessibile, con una presenza rilevante di impianti di accumulo e di impianti progettati per funzionamento di picco, come sarà necessario per gestire con sicurezza una quota crescente di fonti rinnovabili non programmabili, è ancora lontano.
Il mercato della capacità (realizzato con impianti esistenti) presenta anche utilità per i consumatori. Nel 2019 l'insieme dei costi di dispacciamento in continua crescita, pur in costanza del ruolo delle rinnovabili, è salito a 2 miliardi, riversando nelle tariffe circa 7 €/MWh rispetto ai 52 €/MW della quota energia del PUN. Il Mise prevede che l'introduzione del mercato della capacità, nel 2022, con un costo di 1,3 miliardi, possa produrre una riduzione di costi per l'insieme dei consumatori, per una molteplicità di effetti,

dell'ordine di 1,6 miliardi. Queste previsioni indicano che un attento regime di sorveglianza, monitoraggio ed intervento rende possibile contenere i costi del sistema.

Nella struttura delle tariffe di consumo, oggi, le disposizioni tese a coinvolgere i consumatori con i problemi dei transitori dalla rete mediante la gestione della domanda, sono ancora in una fase sperimentale limitata ai 1000 MW citati, i contatori elettronici installati possono svolgere altri ruoli oltre a ridurre i costi ed i ritardi dei letturisti; grandi possibilità sono anche previste per le comunità energetiche.
Ugualmente dal lato dell'offerta, siamo ormai vicini, almeno nei fine settimana estivi, alla situazione di sovrapproduzione da fonti rinnovabili; l'introduzione di prezzi negativi in certe ore, già attivi in Germania, può essere necessaria.
Per la qualità del sistema energetico è fondamentale che le imprese elettriche siano in buona salute, capaci di investire nell'innovazione e nella ricerca ma anche i consumatori fanno parte del sistema. Il ruolo del dispacciamento è di ottimizzare l'intero sistema, non quello di coprire con una rete di sicurezza tutti i comportamenti utilitaristici delle imprese del sistema elettrico, scaricando poi i costi sui consumatori meno attenti.

Prezzi dell'energia e competitività

7.1 Prezzi dell'elettricità

Nel quarto trimestre 2019 prezzi per le imprese in leggero rialzo

Nell'ultima parte dell'anno trascorso i prezzi tendono a salire lievemente rispetto al trimestre che la precede, in conseguenza dell'aumento della spesa per la materia energia, e della componente dispacciamento (ARERA, scheda tecnica, 24/09/2019). Gli oneri di sistema, dal canto loro, nella componente ARIM subiscono una riduzione, mentre il prezzo dei permessi d'emissione scende al valore di 24,5 euro per tonnellata di CO_2. Queste spinte si traducono in un aumento congiunturale dei prezzi per le imprese nell'ordine del 3%, ma se si guarda alla situazione del quarto trimestre 2018, il dato è in chiaro ribasso, con una punta del 10% a favore del piccolo utente in bassa tensione (Figura 7.1).

Nel I trimestre 2020 prezzi per le imprese in lieve ribasso

Le stime relative al primo trimestre del nuovo anno suggeriscono una diminuzione dei prezzi, tanto rispetto al periodo ottobre-dicembre 2019 (intorno al 6%, Figura 7.1), tanto rispetto ai dodici mesi precedenti (tra il 12% e il 14%). Le cause di tale riduzione sono da ricercare ancora una volta nel prosieguo della tendenza alla diminuzione internazionale dei prezzi dei prodotti energetici, alla quale ha contribuito la crescita della disponibilità di gas liquefatto, e la situazione di miti temperature registrate nell'ultima parte del 2019. Tale quadro ha reso possibile comprimere i costi imputabili ad oneri di sistema e le tariffe di distribuzione e gestione (Comunicato ARERA, 27 dicembre 2019). La Figura 7.2 mostra come la componente *prezzo di dispacciamento* sia in riduzione tra il trimestre gennaio-marzo 2020 e quello precedente, nell'ordine del 13%, dato che non si verificava da quasi due anni. La variazione della componente *prezzo energia* segna invece un +2%, pur a fronte di un trimestre di riferimento all'insegna del ribasso del prezzo all'ingrosso (-6% è la variazione del PUN nel quarto trimestre 2019, Figura 7.3).

La stima dell'incidenza delle componenti sul costo dell'energia elettrica nel 2019

La Figura 7.4 riporta in forma sintetica il risultato della stima circa il peso delle voci di costo per un utente non domestico tipo che si collochi nella categoria dei consumatori medio-piccoli in media tensione, per l'anno 2019. Se l'utente paga un prezzo medio, al netto dei costi non recuperabili, pari a 16,6 c€/kWh, soltanto 6,4 c€, pari al 38%, sono imputabili alla *materia energia*. Invece 6,8 centesimi, che corrispondono al 41%, sono il corrispettivo degli *oneri di sistema.*
Va rilevato che la riduzione del costo delle materie prime in atto dal secondo trimestre 2019 ha portato naturalmente ad una diminuzione dell'incidenza del peso della materia energia, e per converso all'aumento delle altre voci. Qualora si considerasse esclusivamente il primo trimestre 2019, caratterizzato ancora dagli effetti di un livello di costo delle materie prime elevato, il rapporto tra le componenti materia energia e oneri di sistema si rovescerebbe (l'incidenza sul prezzo sarebbe, rispettivamente, il 42% e il 38%). Un altro dato di rilievo è quello relativo ai flussi delle varie componenti. Soltanto il 51% della quota energia va ad "alimentare" la componente materia energia, mentre il 43% viene destinato agli oneri di sistema. Per quanto riguarda la componente *trasporto e gestione del contatore*, questa appare alimentata con un contributo maggiore della quota potenza.

Figura 7.1 – Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh)

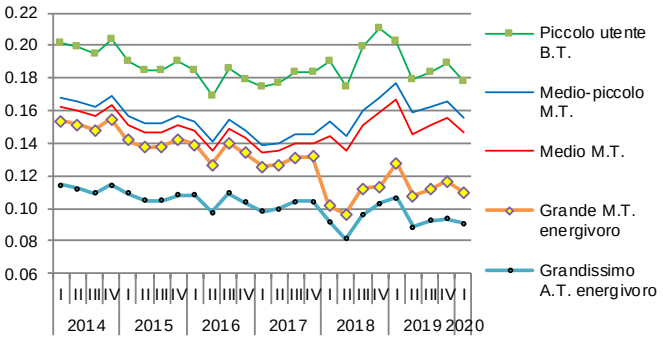


Figura 7.2 – Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW

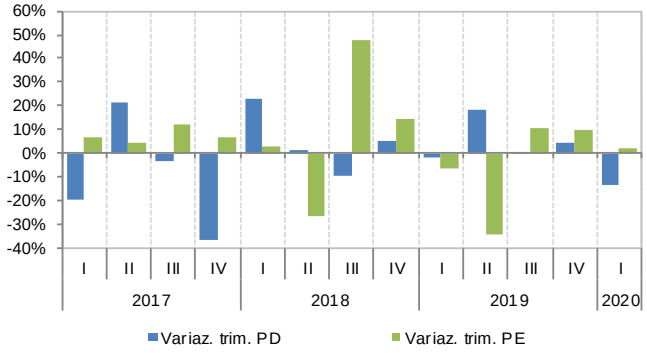


Figura 7.3 – Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN

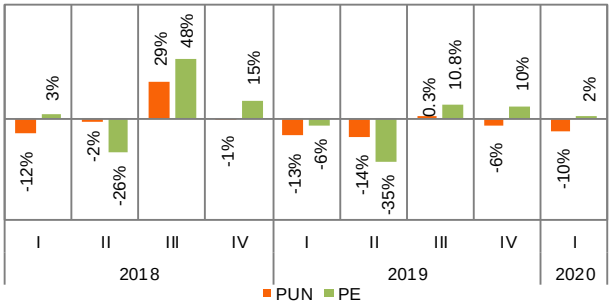
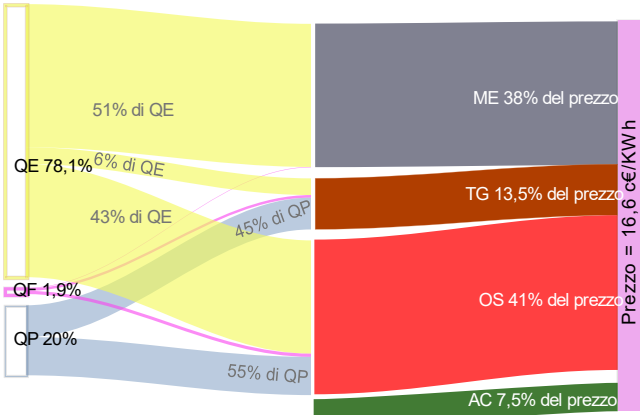


Figura 7.4 – Stima delle componenti di costo dell'energia elettrica per l'utente non domestico "medio-piccolo" nel 2019



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

Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. In Italia prezzi all'ingrosso in diminuzione nel 2019. I differenziali di prezzo restano elevati

Il 2019 è stato caratterizzato da una generale riduzione dei prezzi all'ingrosso nei mercati europei (Figura 7.5). La combinazione di prezzi delle emissioni a livelli sostanzialmente elevati, il conseguente maggior ricorso alle fonti riinnovabili, la diminuzione dei prezzi del carbone e del gas naturale sono tutti fattori che hanno prodotto tale risultato. In Europa si è registrata una diminuzione di ben 5,3 €/MWh. Punte si sono registrate nel Regno Unito, per un forte ricorso alla generazione eolica e nel Belgio, per la nuova messa in funzione di impianti nucleari. Di contro, Paesi connotati da un maggior ricorso alla generazione da carbone, come nell'est Europa, potrebbero aver risentito dell'aumento del prezzo di questa materia prima. L'Italia si insedia tra i Paesi "virtuosi", con una riduzione del PUN nell'ordine del 17% (da 61 del 2018 a 52 €/MWh del 2019), alla quale concorre tanto il ricorso alle fonti rinnovabili quanto la riduzione del costo marginale degli impianti a gas naturale. In una prospettiva di medio periodo è addirittura possibile ipotizzare una tendenza al riallineamento dei prezzi all'ingrosso per le imprese italiane a quelli dei principali competitor europei, i quali dovranno affrontare l'onere del *decommissioning* degli impianti nucleari e il *phase-out* del carbone. Questo positivo andamento non è tuttavia sufficiente a far guadagnare un buon posizionamento competitivo alle imprese italiane. Il costo dell'energia elettrica effettivamente pagato dalle imprese italiane è mediamente molto elevato. Prendendo ad esempio il segmento caratteristico degli utenti non domestici (Figura 7.6), quello con un consumo compreso tra 500 e 2.000 MWh annui, il prezzo al netto delle imposte non recuperabili nel 2019 pone il Paese all'ultimo posto, in ulteriore peggioramento rispetto al 2018. Il valore di 16,4 €/kWh appare oltremodo significativo se visto alla luce di quello del PUN (5,2 c€/kWh). Anche un Paese con una componente fiscale e parafiscale piuttosto corposa, la Germania, nel 2019 guadagna un differenziale rispetto all'Italia di quasi un centesimo. Se si pensa che per questo segmento di imprese un differenziale a sfavore pari ad un solo centesimo di euro comporta un maggior costo monetario tra 5.000 e 20.000 euro annui, se ne deduce l'immediato riflesso in termini di competitività.

I prezzi per le utenze domestiche. Aumento nel quarto trimestre 2018 per il consumatore tipo, in diminuzione nel primo trimestre 2020. Nel 2019 le voci diverse da 'materia energia' hanno pesato per la metà della bollletta

Nell'ultima parte dell'anno 2018 il prezzo per il consumatore domestico si attesta intorno a 20,8 c€/kWh, in lieve aumento rispetto al precedente. Nel primo periodo del nuovo anno si assiste invece ad una sua riduzione, attestandosi il valore intorno a 19,6 c€/kWh, il più basso tra quelli registrati negli ultimi sette trimestri. La Figura 7.7 evidenzia come il calo, tanto congiunturale quanto tendenziale, sia imputabile alla *materia energia* e agli *oneri di sistema*. Va tuttavia rilevato come tra il 2018 e il 2019 la componente *materia energia* abbia conosciuto una riduzione del 7,5%, a fronte di una riduzione del PUN più consistente, intorno al 17%, come sopra riportato. Per il 2019 il peso delle singole voci di costo della bolletta del consumatore domestico tipo vede al primo posto la materia energia (49%), seguita dal trasporto e gestione del contatore (25%), imposte (15%) e oneri di sistema (11-12%). Naturalmente, il ruolo giocato dalle offerte sul mercato libero non è compreso in questa disamina.
Agli inizi del 2020 si può riscontrare la presenza di una gamma di offerte contrattuali sul mercato libero che consentono di spuntare un prezzo medio per il consumatore più basso di quello dell'Esercente i servizi di tutela, anche con punte del 20%, come si evince dal Portale Offerte ARERA (https://www.ilportaleofferte.it).

Figura 7.5 – Variazioni percentuali dei prezzi all'ingrosso occorse nel 2019 rispetto all'anno precedente in Europa

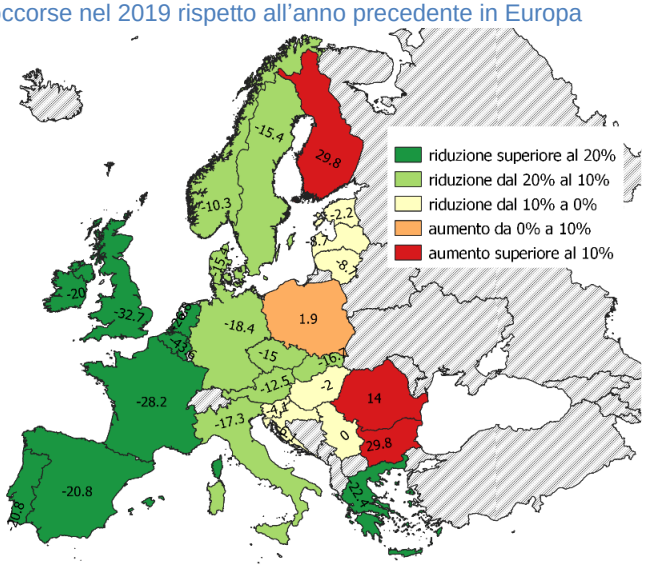


Figura 7.6 – Prezzi dell'energia elettrica (c€/kWh) per le utenze non domestiche, al netto delle imposte non recuperabili, per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno nell'Unione Europea a 28 Paesi. I, II e III trimestre 2019

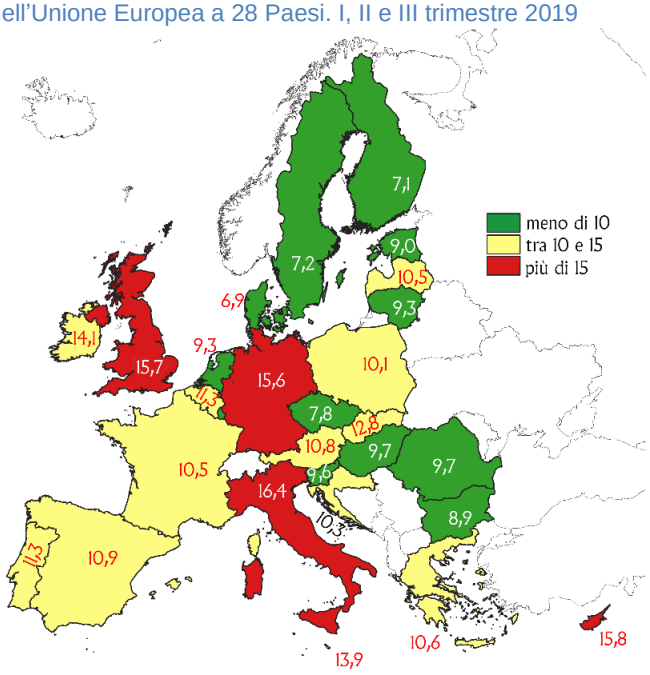
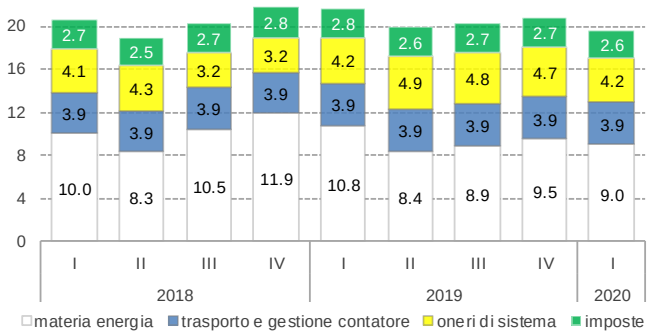


Figura 7.7 – Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)



Prezzi al consumo in Italia notevolmente superiori all'inflazione negli ultimi tre anni.

La Figura 7.8 descrive la serie ventennale dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo (IPCA). In questa figura l'indice generale (connotato dal colore blu) costituisce una proxy dell'inflazione. A partire dal 2012 è in atto una divaricazione, ancora più accentuata negli ultimi tre anni. Tra il 2001 e il 2019 l'indice generale dei prezzi è cresciuto del 36% circa, mentre l'energia elettrica è andata aumentando del 62%. In particolare, tra il 2017 e il 2019 si assiste ad aumenti del prezzo dell'energia elettrica ad un tasso annuale tra il 4% e il 5%, contro un indice generale dei prezzi compreso tra 0,6% e 1,3%.

Negli ultimi tre anni prezzi al consumo in Italia in crescita ad un ritmo maggiore rispetto alla media dell'Unione Europea.

Alla lettura dei dati di cui alla Figura 7.8 si può affiancare l'esame della Figura 7.9. Il confronto con i Paesi dell'Unione mostra come tra il 2017 e il 2019 il tasso di crescita del prezzo al consumo dell'energia elettrica in Italia sia stato superiore. Nel 2019 l'aumento per le famiglie italiane è stato pari al 4,9%, contro il 2,4% di una generica famiglia dell'UE (Figura 7.9).

Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze domestiche. Italia in posizione mediana.

La stima dei prezzi al consumo per l'energia elettrica vede l'Italia in posizione non troppo lontana dalla media dei Paesi dell'UE a 28 Stati (Figura 7.10). Nel 2019 il prezzo si attesta intorno ai 22,7 c€/kWh, contro un valore di 21,5 c€/kWh nell'UE. Rispetto al 2018 la posizione del Paese è in lieve arretramento. Occorre precisare che la definizione di "consumatore-tipo" sottesa al dato Eurostat non è sovrapponibile, se non in parte, a quella di cui al dato ARERA (oggetto della Figura 7.7), dal momento che la prima fa riferimento ad una fascia di consumo medio annuo 2.500-5.000 MWh, mentre la seconda è centrata su un consumo medio annuo di 2.700 MWh. Inoltre, il dato Eurostat è il risultato di una rilevazione statistica di mercato campionaria. Tutti questi elementi rendono difficilmente comparabili tra loro le informazioni sottese alla Figura 7.7 (stime su dati ARERA), 7.8 (IPCA, dato ISTAT), 7.9 e 7.10 (HICP, dato EUROSTAT).

Figura 7.8 – Andamento storico dell'Indice armonizzato dei prezzi al consumo (IPCA) in Italia e rispettive variazioni annue

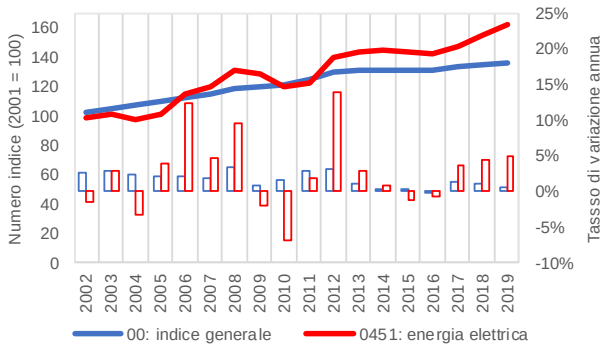


Figura 7.9 – Tassi di variazione annua dell'Indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) relativo all'elettricità, nell'Unione Europea a 28 Paesi e in Italia

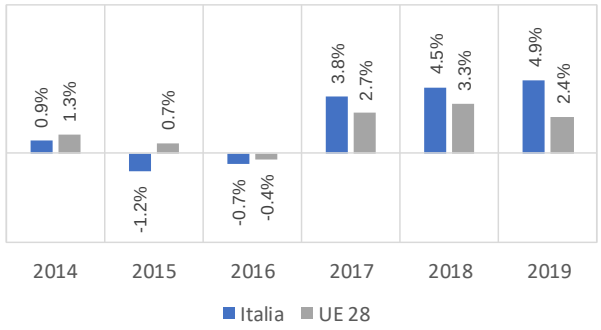
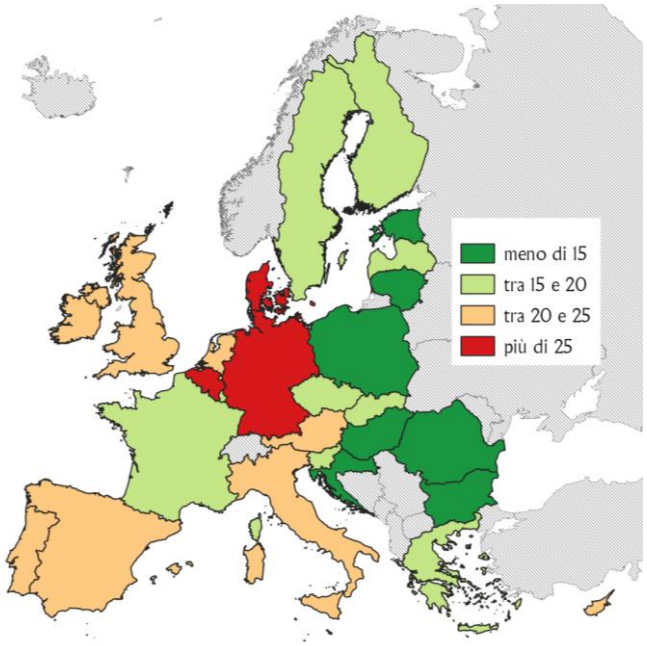


Figura 7.10 – Prezzi internazionali dell'energia elettrica (c€/kWh) per i consumatori domestici, per la fascia di consumo 2.500 - 5.000 kWh/anno, nell'Unione Europea a 28 Paesi. I, II e III trimestre 2019



7.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel IV trimestre 2019 prezzo del gasolio in Italia sui livelli del trimestre precedente, in calo rispetto alla prima metà dell'anno. Nel 2019 in calo rispetto al 2018 (-0,9%)

In Italia nel corso del IV trimestre del 2019 il prezzo medio al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) è stato pari a 1,47 €/litro, sugli stessi livelli del prezzo medio registrato nel corso del precedente trimestre ed inferiore di circa l'1% rispetto alla prima metà dell'anno. In riferimento all'intero 2019 il prezzo, in media pari a circa 1,48 €/litro, è in lieve calo rispetto a quanto rilevato nel corso dell'intero 2018 (-0,9%).
Come mostra la Figura 7.11, dopo la crescita da inizio 2016 fino ai massimi di fine 2018 (1,57 €/litro), il prezzo di vendita del gasolio in Italia nel 2019 è tornato su una fase moderatamente discendente, sebbene a fasi alterne. Dopo la rapida riduzione di fine 2018 - inizio 2019 (1,43 €/litro a metà gennaio), e la successiva risalita nelle settimane seguenti (a fine maggio 1,52 €/litro), si è infatti registrato un nuovo calo nei mesi successivi, fino ad 1,45 €/litro di metà settembre. I prezzi hanno poi proseguito su una traiettoria più stabile nei successivi tre mesi (1,47 €/litro).

Nell'UE prezzi in aumento nel IV trimestre 2019: si riduce il divario tra prezzi italiani e media UE (9,8% nel IV trimestre)

Diversamente da quanto riscontrato per l'Italia, nel corso del IV trimestre 2019 a livello UE il prezzo medio del gasolio, pari ad 1,34 €/litro, è risultato in aumento rispetto ai precedenti tre mesi (+1,3%). Ne consegue una riduzione del divario tra i prezzi italiani ed UE, scesa sotto la soglia del 10% (+9,8%, dal +11,1% del III trimestre). In riferimento al dato medio annuo, i prezzi del gasolio risultano superiori a quelli medi UE di circa il 10,6%, confermando il trend di riduzione del gap tra prezzi italiani e medi UE: dal 14% medio del triennio 15-17, al all'11,6% medio del 2018.
Nel corso del 2019, infatti, a livello UE i prezzi sono rimasti mediamente sugli stessi livelli del 2018, pari ad 1,34 €/litro.
Nei principali Paesi UE, oltre che in Italia, un calo dei prezzi si rileva in Germania (-1,8% medio rispetto al 2018), stabili in Francia, in aumento in Spagna e Regno Unito (rispettivamente +0,7% e +2%).

In Italia più deciso il calo del prezzo industriale (-4,4% la variazione congiunturale), più che nel resto dell'UE

Nel corso del IV trimestre 2019 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è stato mediamente pari a 0,59 €/litro, sugli stessi livelli del trimestre precedente, ed in calo rispetto alla prima metà dell'anno (-1,7%). Mediamente nel corso del 2019 il prezzo industriale del gasolio è stato pari a 0,595, in calo dell'1,8% rispetto alla media del 2018, decisamente più sostenuta del calo dei prezzi al consumo, diminuiti nello stesso periodo di circa la metà (-0,9%).
A livello europeo il calo dei prezzi industriali nel corso del 2019 (pari a 0,605 €/litro) è stato decisamente meno sostenuto, -0,4% rispetto al dato del 2018. Dalla 7.12 emerge quindi come il mediamente nel il prezzo medio industriale nel nostro Paese sia stato inferiore di circa l'1,8% rispetto a quello europeo, in intensificazione quindi rispetto al divario medio del 2018 (-0,4%).

Dopo il lungo periodo di cali, nel 2019 la tassazione in Italia torna ad aumentare (quasi il 60% del prezzo al consumo)

Come visto nel corso del 2019 in Italia il calo del prezzo industriale è stato molto più sostenuto rispetto a quello dei prezzi al consumo: l'incidenza percentuale della tassazione risulta pertanto in aumento, arrivando a 59,8%. Come emerge dalla Figura 7.13, dopo il lungo periodo di riduzione dai livelli massimi di inizio 2016 (69%) al 58,5% medio del 2018, l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia nel corso del 2019 è tornata ad aumentare.
Nel confronto internazionale, anche nel corso del 2019 la tassazione nel nostro Paese resta ancora ben al di sopra dell'incidenza media in UE, di circa 5,5 punti percentuali, in lieve aumento rispetto al dato dei precedenti due anni (+5,3).

Figura 7.11 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

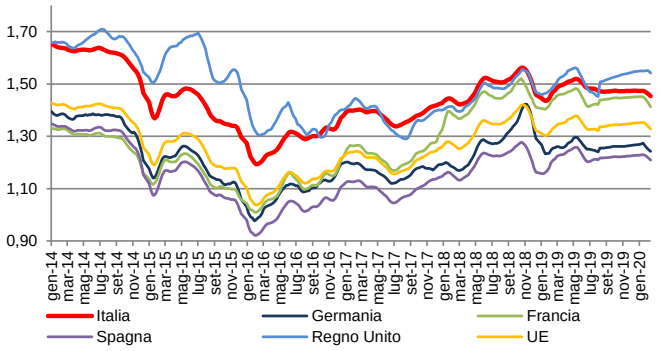


Figura 7.12 – Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

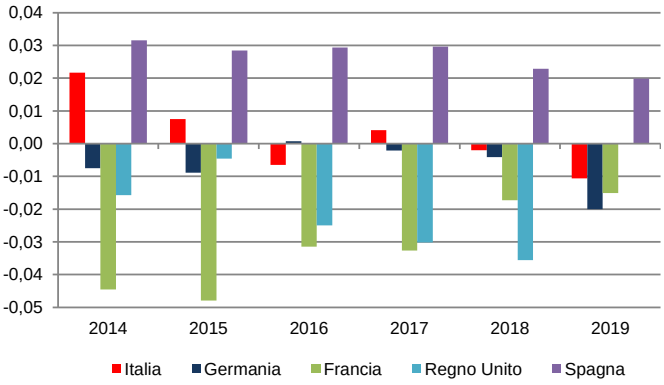
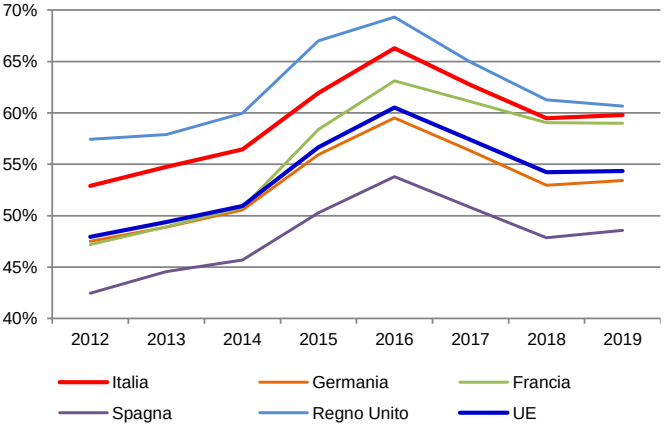


Figura 7.13 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



7.3 Prezzi del gas naturale

Riduzione dei prezzi del gas per le imprese nel III trimestre, moderata ripresa nel IV

La riduzione del prezzo internazionale delle materie prime, in particolare del gas, con il prezzo del gas al PSV che tra giugno e settembre si attesta intorno ai valori più bassi del decennio, concorre a spiegare il ribasso del prezzo del gas al quale si assiste nel terzo trimestre 2019. Il valore stimato per le imprese della fascia di consumo 1.000 – 10.000 GJ/anno si aggira intorno ai 9,5 €/GJ, per una diminuzione in termini congiunturali dell'11% e per una in termini tendenziali del 15% (Figura 7.14). Gli effetti dei mercati internazionali vengono traslati sulla componente Cmem, relativa al costo previsto per l'acquisto del gas, e 'Materia energia', con consistenti diminuzioni (Figura 7.15)
Nel quarto trimestre il prezzo stimato per le imprese torna salire, attestandosi intorno ai 10 €/GJ, che corrispondono ad un rialzo rispetto al trimestre precedente nell'ordine del 6,4% (Figura 7.14). Per la maggior parte il rialzo è dovuto all'aumento della componente Cmem, a sua volta imputabile all'aumento dei prezzi sui mercati a termine e in Europa e, in misura minore, all'aumento della componente per servizi di trasporto (ARERA, scheda tecnica, 24/09/2019). In termini di variazione tendenziale, tuttavia, il livello dei prezzi a fine 2019 è decisamente più basso rispetto ad un anno prima.

Il 2019 si è distinto come anno con notevoli oscillazioni trimestrali

Il 2019 è stato un anno caratterizzato da *peaks and troughs*. Agli inizi dell'anno, quando si scontavano ancora gli effetti del rialzo sui mercati internazionali delle *commodities* dei primi dieci mesi del 2018, il costo stimato del gas per le imprese ha toccato i livelli più alti. Nei soli nove mesi a seguire si è assistito ad una riduzione pari quasi ad un quarto. Anche considerando l'intero anno, la variazione appare piuttosto pronunciata, pari a -17% circa.

In progressiva riduzione il peso della componente energia, in aumento gli oneri di sistema

Come accennato, le componenti 'Cmem' e 'Materia gas' nel quarto trimestre si sono mosse verso l'alto, se si considera il trimestre precedente (rispettivamente +13% e +11%). Se invece ci si concentra sulla variazione tendenziale, pare evidente una consistente diminuzione (Figura 7.16). Al termine del 2019 l'incidenza della componente Cmem è pari al 56% (era il 66% all'inizio del 2019). La riduzione del costo della materia prima nei primi nove mesi dell'anno mostra i suoi effetti sulla ripartizione delle voci di costo. Posto uguale a 100 il prezzo a carico delle imprese per le imprese della classe di consumo 1.000 – 10.000 GJ/anno, il peso dei servizi di vendita appare ancora largamente prevalente, ma in riduzione lungo il 2019 (dal 72% al 63%, Figura 7.17). Di contro, aumenta il peso degli oneri di sistema, dal 23% al 28% nell'arco dei dodici mesi. Quella degli oneri di sistema è l'unica componente che cresce ininterrottamente nel corso dell'anno. Nel 2019 gli oneri di sistema sono andati aumentando del 28%. Esattamente dello stesso ammontare, ma di segno opposto, la variazione percentuale dei servizi di vendita (-28%), mentre è rimasta sostanzialmente invariata quella relativa ai servizi di trasporto, distribuzione e misura.

Figura 7.14 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

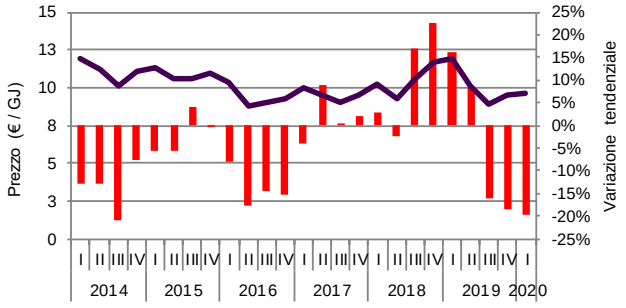


Figura 7.15 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)

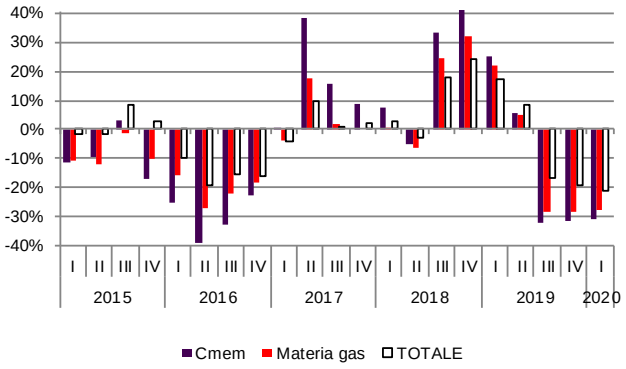


Figura 7.16 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

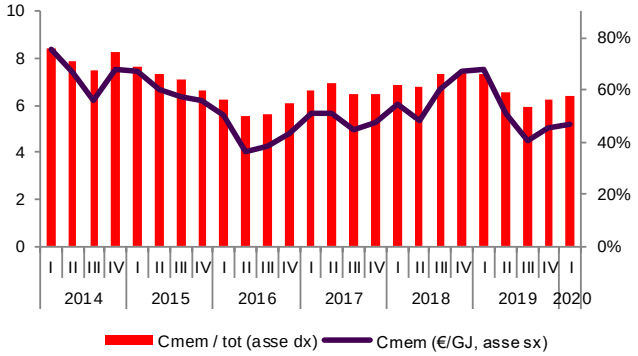
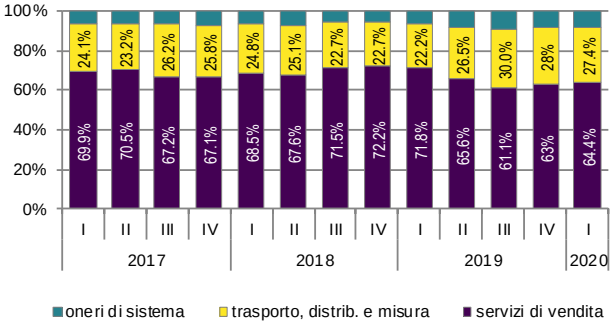


Figura 7.17 – Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)



Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura stabile in tutte le zone

La stima del costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno per i diversi ambiti territoriali non mostra variazioni di rilevo, oramai per il quarto trimestre consecutivo. I differenziali rimangono pertanto immutati, variando da un minimo di 2,3 €/GJ ad un massimo di 3,8 €/GJ per il Sud (Figura 7.19).

Il confronto internazionale. In peggioramento i differenziali di costo nei primi sei mesi del 2019. In tutte le classi di consumo i prezzi per le imprese italiane sono superiori alla media dei Paesi della zona euro

Il dato Eurostat per il primo semestre 2019 segna un peggioramento generalizzato dei prezzi del gas per le imprese italiane rispetto alla media della zona euro (Figura 7.20). Rispetto a quest'ultima, i differenziali sono sempre a sfavore delle imprese italiane, indipendentemente dalla fascia di consumo. Per le imprese delle fasce estreme (quelle caratterizzate da un consumo annuo tra 1.000 e 10.000 GJ e quelle tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ), il differenziale è pari al 10%, mentre per quelle centrali (con consumo compreso tra 10.000 GJ e 1.000.000 GJ) il differenziale varia tra il 2,2% e il 6,4%. Di più, per queste ultime due fasce il dato relativo al primo semestre 2019 è in contrasto con i valori degli ultimi cinque anni, quando i prezzi per le imprese italiane si erano rivelati inferiori a quelle dei Paesi euro, con punte anche del 10-15%. La mappa di Figura 7.20, riguardante non solo i Paesi dell'area euro, mostra in dettaglio la situazione al primo semestre 2019. Il Paese si pone al 22° posto in graduatoria, su 26 rilevati. Tutti i Paesi dell'area centro-nord-orientale, ai quali si aggiunge il Regno Unito, rivelano prezzi più bassi rispetto all'Italia. Finlandia, Svezia, Paesi Bassi e Danimarca sono i soli Paesi con un costo medio superiore.

Il confronto internazionale. Differenziale PSV-TTF elevato e soggetto ad una dinamica stagionale. Il possibile peso di componenti speculative sulla formazione del prezzo

I problemi strutturali che incontra il mercato del gas italiano, dalla insufficiente liquidità, alla mancata integrazione con i mercati del Nord Ovest dell'Europa, fino all'effetto *pancaking* delle tariffe di trasporto (*Confindustria, Sistema gas naturale, transizione e competitività, novembre 2019*) trovano un sintomo anche nel differenziale PSV-TTF. A questo riguardo, la figura mostra come lo spread – stabilmente oltre i 2 € / MWh - sia soggetto in buona parte ad un andamento ciclico stagionale. Ad esempio, nel mese di dicembre si può stimare che questo aumenti del 25% circa, a parità di fattori, mentre le oscillazioni della componente stagionale paiono consistenti. Con buona probabilità entrano in gioco in questa sede anche le anticipazioni degli operatori che scontano le tradizionali rigidità dell'offerta dei mesi invernali, generando aspettative al rialzo.

Livello di tassazione al di sotto della media dell'area euro

Un dato favorevole alle imprese italiane è quello relativo al livello di tassazione, generalmente più basso. Ad esempio, dai dati Eurostat si può stimare per la classe di consumo 1.000 – 10.000 GJ/anno un'incidenza della tassazione intorno al 16%, contro un valore medio dell'area euro intorno al 19%.

Figura 7.18 – Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)

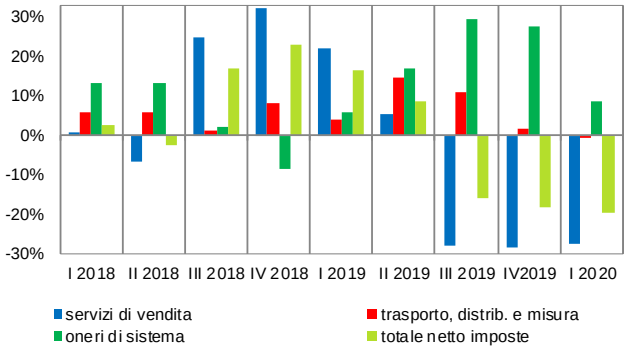


Figura 7.19 – I trimestre 2020. Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ). In parentesi la variazione rispetto al I trimestre 2019

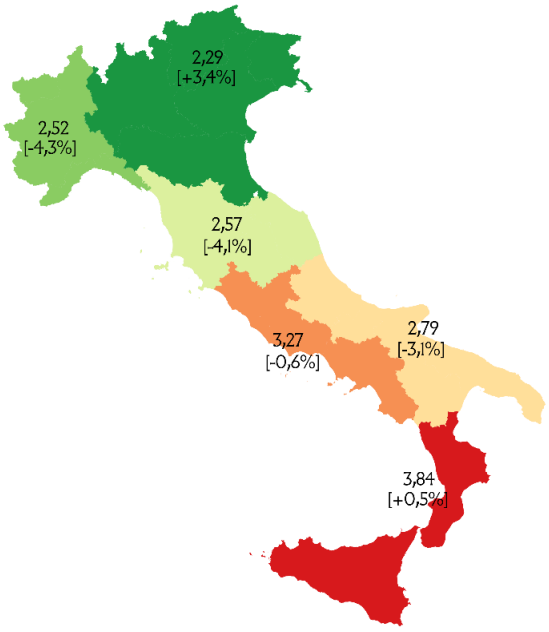
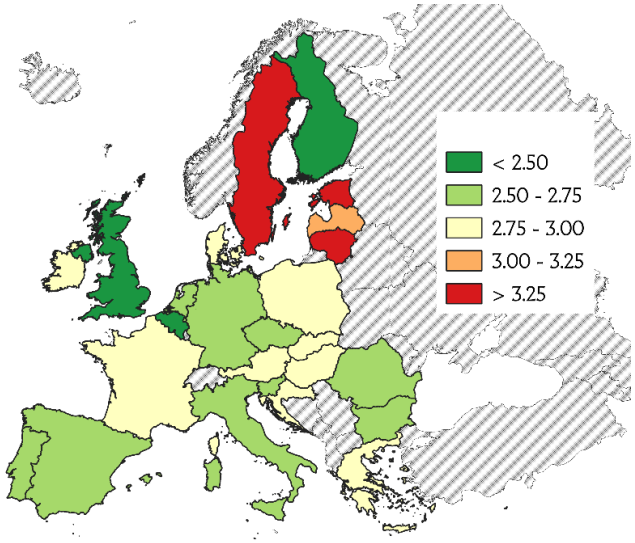


Figura 7.20 – Prezzi del gas al dettaglio in UE 28 per i consumatori non domestici nei primi tre trimestri del 2019, al netto di tasse e imposte recuperabili, band I4 (27.780 - 277.800 MWh/a). Valori in c€/kWh in parità di potere d'acquisto



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

La situazione del commercio internazionale.

L'analisi dei dati *Eurostat*, aggiornati al mese di ottobre 2019, e dei dati *UN Comtrade*, aggiornati al 2018, consente di fare il punto circa i flussi commerciali mossi dai prodotti che, pur con un inevitabile grado di approssimazione, possono essere fatti affluire ai settori di produzione energetica a basse emissioni ambientali. La Tabella 7.1 riporta alcuni indicatori fondamentali relativi al commercio mondiale. Uno dei primi elementi che cattura l'attenzione è la persistenza del baricentro geografico per buona parte di questi nel sud-est dell'Asia. Il dominio commerciale di quest'area è pressoché totale nel solare fotovoltaico, come evidenzia l'ultima colonna. 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 Germania, USA e Francia si caratterizzano per la leadership nel mercato dei veicoli. Va peraltro aggiunto a margine come le esportazioni di veicoli elettrici da parte degli USA sia data in netto aumento nel 2019. Ancora una volta si sottolinea l'elevato grado di concentrazione delle quote di esportazioni mondiali in un numero relativamente basso di Paesi, come evidenziato dall'indice C6, nonostante nel settore dei veicoli elettrici e in quello degli accumulatori agli ioni di litio si sia registrata una diminuzione negli ultimi due anni. In termini di valore, il commercio internazionale di tutti questi prodotti riveste un peso sul totale delle merci scambiate ancora limitato (0,27%), ma in linea generale con un notevole tasso di crescita, se si escludono i generatori eolici e il fotovoltaico, per il quale si registra una fase di stallo, dovuta alla diminuzione della redditività per i produttori negli ultimi anni.

La posizione italiana.

La Figura 7.21 ha lo scopo di rappresentare sinteticamente la posizione del Paese in questo contesto. In ordinata viene espresso il saldo normalizzato (il cui campo di variazione è tra -1 e +1); in ascissa il tasso di crescita di ciascun prodotto, come riportato nella tabella precedente; la quota del singolo prodotto sul totale mondiale dello scambio è stilizzata attraverso la dimensione del cerchio. Il solo insieme di prodotti in ordine al quale l'Italia rivela un saldo positivo è quello del solare termico, che si connota per un tasso di crescita medio-basso (intorno al 2,4%, inferiore al trade mondiale delle merci) e per una bassa incidenza in termine di valore commerciale. A questo si può aggiungere la constatazione che l'indice di concentrazione mondiale delle esportazioni in questo settore è il più basso tra tutti quelli considerati facenti parte del comparto low-carbon. In un settore come quello fotovoltaico, che possiede un peso commerciale relativamente elevato, il Paese registra un saldo negativo. Il dato più eclatante, forse, è quello relativo ai prodotti collocati nel quadrante in basso a destra, ovvero quelli con il maggior sviluppo commerciale, che se venissero sommati rivelerebbero l'incidenza sulle esportazioni mondiali più alta. Si tratta di prodotti che attengono direttamente o indirettamente alla mobilità a basse emissioni, come i BEV (*Battery Electric Vehicle*) e i PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) e gli accumulatori agli ioni di litio. Più semplicemente, l'Italia si mostra in debole posizione competitiva proprio nei riguardi dei prodotti che si caratterizzano per il maggior dinamismo e le maggiori prospettive di crescita.

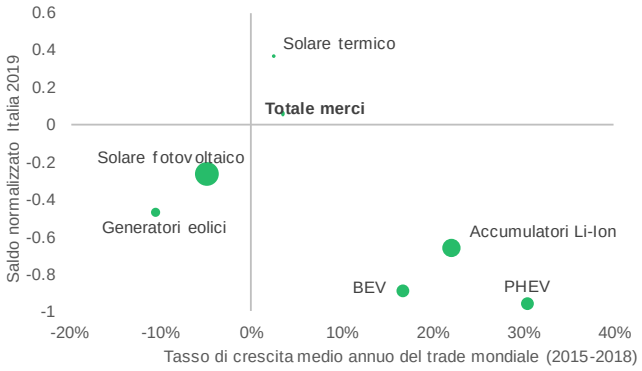
Tabella 7.1 – Indicatori di sintesi per il commercio mondiale dei principali prodotti low-carbon

	Veicoli elettrici *BEV*	Veicoli ibridi *PHEV*	Accum. Li-Ion	Solare fotovoltaico
Primi 6 paesi esportatori (2018)	USA	GER	CHN	CHN
	GER	JAP	KOR	MAL
	KOR	SWE	HKG	KOR
	NED	USA	JAP	JAP
	FRA	FRA	USA	HKG
	GBR	KOR	GER	TWN
C6 (2018)	79,6%	88,1%	78,9%	85,7%
Val. export mondiale (mln €, 2018)	9.545	10.697	25.087	44.096
Quota su trade mondiale 2018	0,058%	0,066%	0,154%	0,270%
Tasso di crescita medio annuo 2015-2018 *	16,7%	30,4%	22,0%	-4,9%

	Solare termico	Generatori eolici	*Totale merci*
Primi 6 paesi esportatori (2018)	MEX	GER	*CHN*
	CHN	DEN	*USA*
	GER	SPA	*GER*
	USA	CHN	*JAP*
	ITA	POR	*KOR*
	FRA	NED	*NED*
C6 (2018)	66,6%	97,3%	*39,1%*
Val. export mondiale (mln €, 2018)	1.583	4.893	*16.329.353*
Quota su trade mondiale 2018	0,010%	0,030%	100%
Tasso di crescita medio annuo 2015-2018 *	2,4%	-10,6%	3,5%

** Per i veicoli ibridi il dato si riferisce all'intervallo 2017-2018*

Figura 7.21 – Caratterizzazione della posizione italiana in ordine alle tecnologie low-carbon



I settori in dettaglio per l'Italia

La Tabella 7.2 sintetizza l'andamento dei saldi normalizzati per il Paese negli ultimi tre anni circa. In questo caso la possibilità di ricorrere alla fonte dati Eurostat, basati sulla classificazione della Nomenclatura Combinata ad otto cifre, anziché a sei, come invece nel caso della Tabella 7.1, ha reso possibile raffinare l'aggregato low-carbon. Il dato più di sintesi della Tabella 7.2, quello delle ultime tre righe, è proprio quello che più restituisce e completa il senso delle precedenti considerazioni. Se il saldo commerciale per il totale delle merci è positivo (tra 0,04 e 0,06), per il comparto low-carbon è non solo negativo, ma in linea di peggioramento.
In particolare, qualora si scomputi dall'aggregato alcuni prodotti che, pur costituendone parte integrante, sembrano caratterizzare la componente meno tecnologica del settore, il quadro per il Paese è anche peggiore. Quello che - pur nelle insidie insite nella catena logica del passaggio dalla categoria del "prodotto" a quella del "settore" - possiamo identificare come il *core* del low-carbon, rivela saldi commerciali ancor più negativi. 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 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 meccanica e nell'industria automobilistica, quello della specializzazione nella componentistica. Il rovescio della medaglia è rappresentato dalla debole performance proprio nelle parti di maggior valore aggiunto e di maggior contenuto tecnologico del *low-carbon*. Dalla Tabella 7.2 si evince anche che l'unico settore a mostrare un saldo positivo è quello del solare termico, connotato dalla minor concentrazione delle quote di mercato (indice C6, Tabella 7.1).

Il comparto della mobilità "green".

L'analisi dei dati del commercio internazionale relativamente ai BEV, PHEV e agli accumulatori Li-Ion, pone in luce la netta dipendenza dall'estero nel comparto della mobilità a basse emissioni (Tabella 7.3). Il disavanzo commerciale supera nei primi dieci mesi del 2019 il valore di 400 milioni di euro, in costante progressione negli ultimi anni.
I Paesi dai quali l'Italia importa questo tipo di prodotti (Figura 7.22) sono sostanzialmente i leader del commercio internazionale che compaiono nella prima riga della Tabella 7.1, 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. Si è già sottolineato come il comparto della mobilità "green" sia il più rilevante sotto l'aspetto commerciale.
Il 2019 ha peraltro segnato un traguardo importante per la diffusione in Italia della mobilità a basse emissioni. Ad incentivarne l'acquisto hanno contribuito gli incentivi, in vigore dal 1° marzo 2019 e operanti fino al 31 dicembre 2021, che si applicano ai veicoli a batteria-elettrica (BEV) e ibridi plug-in (PHEV) che emettono meno di 70 g/km di CO_2 per un prezzo di acquisto non superiore a 50.000 euro (escluso IVA). Il sussidio fino a 4.000 euro per l'acquisto di un BEV e 1.500 euro per un PHEV è completato da un sussidio aggiuntivo per la demolizione di un veicolo più vecchio, portando il sussidio BEV a 6.000 euro e il sussidio PHEV fino a 2.500 euro. Con buona probabilità tali incentivi hanno contribuito all'aumento delle vendite in Italia nel 2019 rispetto all'anno precedente, sia dei BEV (+113%), che dei PHEV (+41,5%). 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. Tuttavia, si annuncia il debutto dal 2020 di modelli BEV o ibridi di alta gamma e un primo modello di autovettura di classe media quali prodotti industriali nazionali.

Tabella 7.2 – Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon

	2017	2018	2019
Veicoli a basse emissioni	-0,80	-0,85	-0,91
Veicoli elettrici (BEV)	*-0,77*	*-0,82*	*-0,89*
Veicoli ibridi (PHEV)	*-0,89*	*-0,91*	*-0,96*
Accumulatori	-0,05	-0,12	-0,21
Accumulatori Li-Ion	*-0,67*	*-0,70*	*-0,66*
Fotovoltaico	-0,18	-0,27	-0,26
Celle fotovoltaiche	*-0,77*	*-0,79*	*-0,68*
Solare termico	0,40	0,39	0,37
Eolico	0,25	0,08	0,67
Generatori eolici	*-0,74*	*-0,96*	*-0,47*
Totale settori low-carbon	-0,09	-0,19	-0,26
Totale core settori low-carbon *	*-0,16*	*-0,25*	*-0,33*
Totale merci	0,06	0,04	0,06

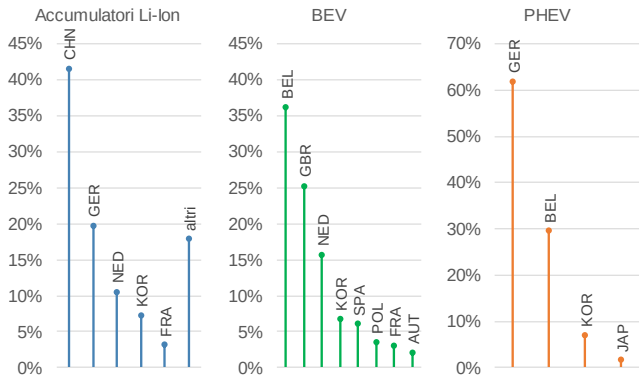
** non comprende:*
- *accumulatori diversi da Li-Ion;*
- *diodi luminosi utilizzati nei sistemi fotovoltaici;*
- *torri utiizzate nei sistemi eolici.*

Tabella 7.3 – Saldo in valore assoluto (mgl. €) e saldo normalizzato per l'Italia nel comparto mobilità a basse emissioni

	2017	2018	2019 *	Saldo norm. 2019 *
Accumulatori Li-Ion	- 97.246	-138.759	-151.430	-0,66
BEV	- 54.338	-107.968	-173.088	-0,82
PHEV	- 22.109	- 57.763	- 87.332	-0,96
Totale	-173.693	-304.489	-411.850	-0,76

** Mesi gennaio-ottobre*

Figura 7.22 – Paesi dai quali l'Italia importa prodotti che afferiscono al comparto mobilità a basse emissioni



CAPITOLO 1

Tabella 1.1 – Valori di consumo di energia elettrica, stima di PIL, intensità energetica a marzo 2020 e variazione rispetto al mese di marzo medio 2018,2019 per zone di mercato e nazionale

Sulla base dei dati di PIL e di consumo di energia elettrica si è calcolata l'intensità energetica elettrica, intesa come rapporto tra consumo di energia elettrica e PIL, nel periodo 2015-2019 e su base nazionale e per zona di mercato.
I valori di intensità energetica elettrica variano tra un minimo di 0.12 kWh/€ per il Centro Sud a novembre 2019 ad un valore massimo di 0.32 kWh/€ per la Sardegna a luglio 2015. Il valore medio nazionale corrisponde a 0.19 kWh/€ con una deviazione standard di 0.014, che evidenzia un andamento abbastanza regolare. Il valore di intensità energetica elettrica di riferimento per la stima di riduzione del PIL è stato ottenuto attraverso una media per gli stessi mesi degli ultimi due anni (2018, 2019).

Figura 1.3 – Fabbisogno di energia primaria in Italia (var. tendenziale, Mtep)

Variazione tendenziale dei consumi di energia primaria in Italia nei quattro trimestri del 2019 e nel primo del 2020. Per stima dei consumi si veda nota Figura 4.1 (per i solidi ipotesi calo del 30% tendenziale).

Figura 1.4 – Variazione tendenziale dei consumi di gas, petrolio ed elettricità nei settori di uso finale I trim 2020 (Mtep)

Variazione tendenziale dei consumi finali di gas (SNAM rete gas dati usi industriali e reti distribuzione), petrolio (vendite prodotti petroliferi) ed elettricità nel mese primo trimestre del 2020. Per le fonti dati si veda nota Figura 4.1.

Figura 1.7 – Andamento giornaliero della domanda di energia elettrica tra il primo lunedi di marzo e la seconda domenica di aprile a confronto per il 2020 e il 2019

Alla Figura 1.5 si allega a corredo la serie storica dei residui di previsione medi giornalieri del fabbisogno elaborati da TERNA , relativi al periodo compreso tra la prima settimana di marzo (w1) e la seconda settimana di aprile (w6) nel 2020.
Elaborazione ENEA su dati TERNA

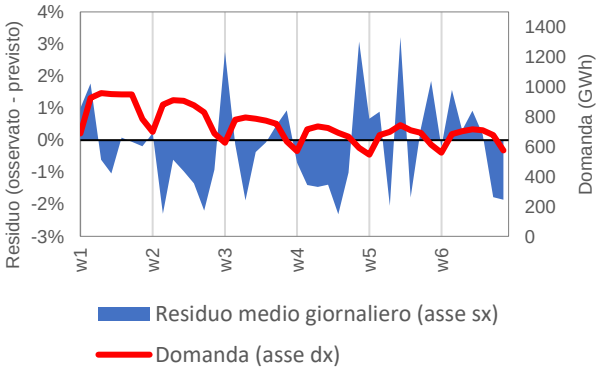


Figura 1.8 – Domanda di energia elettrica (TWh) e indicazione della variazione percentuale rispetto al 2019 tra la prima settimana di marzo (w1) e la seconda settimana di aprile (w6) nel 2020

Elaborazione ENEA su dati TERNA

Figura 1.9 – Consumi di gas naturale in Italia a marzo 2020 (var. tend. cumulata in Mni SMC su asse sin e % asse dx)

Consumi di gas naturale per uso termoelettrico, industriale e reti di distribuzione. I dati sono espressi in Mni di SMC e rappresentano una variazione tendenziale cumulata nelle diverse settimane del mese di marzo 2020. Fonte dati: SNAM rete gas

Figura 1.10 – Consumi di gas naturale per usi termoelettrici nel mese di marzo (var. tendenziale in Mni SMC su asse sin e % su asse dx) e domanda el. (var.% asse dx)

Andamento della domanda di gas naturale per usi termoelettrici e della richiesta di energia elettrica sulla rete in Italia nelle diverse settimane del mese di marzo 2020, in termini di variazione tendenziale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
Fonte dati:

- SNAM rete gas
- Terna

Figura 1.11 – Variazione tendenziale dei consumi di gas naturale per usi industriali nelle 5 settimane di marzo 2020 (Mni SMC asse sin, in % asse dx)

Andamento della domanda di gas naturale per usi industriali in Italia nelle diverse settimane del mese di marzo 2020, in termini di variazione tendenziale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
Fonte dati: SNAM rete gas

Figura 1.12 – Var. tend. consumi di gas su rete di distribuzione nelle 5 settimane di marzo 2020 (Mni SMC asse dx, in % asse sin) e della proxy temperatura (1/temperatura media, asse dx)
Andamento della domanda di gas naturale per reti di distribuzione e proxy della temperatura media settimanale (inverso della temperatura media in gradi celsius)i in Italia nelle diverse settimane del mese di marzo 2020, in termini di variazione tendenziale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Figura 1.13 – Vendite dei principali prodotti petroliferi nel mese di marzo (var. assoluta kt asse sin, var. % asse dx)
Dati MiSE vendita dei prodotti petroliferi mese di marzo (https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliferi.php).

Figura 1.14 – Traffico veicoli leggeri e pesanti su rete ANAS nelle settimane di marzo 2020 (I settimana=100)
Andamento del traffico veicolare leggero e pesante su rete ANAS nelle settimane di marzo, normalizzate rispetto ai livelli della I settimana del mese. Fonte dati: ANAS (https://www.stradeanas.it/it/le-strade/osservatorio-del-traffico/archivio-osservatorio-del-traffico)

Figura 1.15 – Nuove immatricolazioni autovetture in Italia a marzo e nel I trimestre del 2020 (variazione rispetto al 2019)
Fonte dati ANFIA (https://www.anfia.it/it/studi-e-statistiche)

CAPITOLO 3

Figura 3.7 – Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2008=100, asse dx, var. annua, asse sx)
Il Superindice ENEA del sistema energetico italiano mette insieme indicatori relativi ad alcune variabili di rilievo per l'andamento dei consumi di energia dei diversi settori di uso finale. L'indice presenta infatti un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria ($\rho > 97\%$), dunque è un utile strumento sia per interpretare l'andamento dei consumi di energia sia per ottenere una indicazione di massima delle prospettive di breve periodo.
Per ogni anno, il valore del Superindice è il risultato della media pesata dei valori degli indici (2010=100) relativi alle seguenti variabili:
- PIL (peso 40%)
- Indice Produzione Industriale (peso 20%)
- Prezzi del gas, elettricità e petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)
- Per i valori del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (http://dati.istat.it/).

La fonte dei dati sui prezzi di gas naturale ed elettricità è ARERA https://www.arera.it/it/dati/gs3.htm
La fonte dei dati sui prezzi del petrolio è il Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea (https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin).
La variabile "proxy Gradi Giorno" rappresenta l'andamento dei Gradi Giorno calcolati per la stazione meteorologica Firenze Peretola. Per Gradi Giorno si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera.
La stazione di Firenze è stata scelta in quanto la media dei Gradi Giorno dei Comuni Italiani, pesata sulla popolazione presente (censimento 2011 sulla popolazione, ISTAT), è simile al valore del Comune di Firenze (fonte AEEG - Tab. A allegata al D.P.R. 412/93 aggiornata al 31 ottobre 2009). Così come per la variabile "proxy Gradi Giorno", anche la proxy Cold Degree Days (CDD) viene calcolata sui dati relativi alla stazione meteorologica Firenze Peretola. Per CDD si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura media esterna giornaliera e la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 23 °C.
Per i valori di HDD e CDD sono utilizzati fino al dicembre 2018 i dati EUROSTAT (https://ec.europa.eu/eurostat/data/database); per l'anno 2019 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (http://en.tutiempo.net/climate/italy.html), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati EUROSTAT.
Fonti dati:
- ISTAT http://dati.istat.it/
- ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
- TUTIEMPO http://en.tutiempo.net/climate/italy.html
- ISTAT http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx
- ARERA https://www.arera.it/it/dati/gs3.htm
- Commissione UE https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin
- Eurostat DB https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 3.8 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2008=100)
Si veda Nota Figura precedente.

Figura 3.9 – Evoluzione del PIL e della produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: http://dati.istat.it/
- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: http://dati.istat.it/

Figura 3.10 – Indice di produzione industriale totale e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100)
- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: http://dati.istat.it/

Figura 3.11 – Andamento dei HDD (Heating degree days, asse sin) e dei CDD (Cooling degree days, asse dx) in Italia
Elaborazioni su dati Eurostat fino al 2018 e Tutiempo dal 2018
- http://en.tutiempo.net/climate/italy.html
- https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 3.12 – Prezzi di oil, gas ed elettricità ai consumatori finali (2010=100) in Italia
- AEEG www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls
- Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin

CAPITOLO 4

Figura 4.1 – Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin), e var. su anno precedente (asse dx, %)
Nei consumi di energia primaria sono considerati:
- gas naturale (fonte MiSE, bilancio mensile del gas naturale)
- petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MiSE di consumi petroliferi);
- energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MiSE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- import netto elettricità, valorizzato a 2200 kcal/kWh (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- solidi: comprendono carbone, biomasse e rifiuti destinati alla generazione elettrica; elaborazioni su dati mensili MiSE (bollettino petrolifero), Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MiSE (consumi petroliferi).

I dati utilizzati per la stima dei consumi di energia primaria non sempre risultano definitivi al momento della stesura dell'Analisi trimestrale ENEA, in modo particolare per quanto riguarda i dati relativi ai trimestri più recenti. Ogni eventuale modifica, anche parziale, della stima dei consumi di energia, sarà in ogni caso riportata ed evidenziata nei Rapporti ENEA successivi.
Fonti dati:
- Bilancio mensile gas, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_bilancio.php
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliferi.php
- Bollettino petrolifero, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_petrolifero.php
- Carbone MiSE https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_carbone.php
- Supply and transformation of oil – monthly data [nrg_102m], Eurostat, http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database
- Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it

Figura 4.2 – Consumi finali di energia e Superindice ENEA (variazione su anno precedente, %)
Vedi note Figura precedente e Figura 3.7.

Figura 4.3 – Andamento dei consumi finali di energia, dati storici e proiezione mediante Superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi strutturali cumulati (Mtep, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati di consumo (fino al 2018 dati MiSE BEN, per 2019 si veda nota Figura 4.1) e Superindice (si veda nota Figura 3.7).

Figura 4.4 – Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)
Per i consumi di energia primaria vedi nota Figura 4.1 (fino al 2018 dati MiSE BEN), per il PIL fonte ISTAT (http://dati.istat.it/).

Figura 4.5 – Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)
Variazione tendenziale dei consumi di energia primaria per le fonti: solidi (comprese biomasse usi elettrici), gas naturale, petrolio, rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico), import netto di elettricità.
Le variazioni sono espresse in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).
Fino al 2018 dati MiSE BEN, per il 2019 si veda nota Figura 4.1.

Figura 4.6 – Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)
Fino al 2018 dati MiSE BEN, per il 2019 si veda nota Figura 4.1.

Figura 4.7 – Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)
Dato annuale dell'energia primaria destinata alla generazione di energia elettrica per fonte. I dati sono espressi in Mtep di energia primaria. Fonti dati:

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

Figura 4.8 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi ultimi dieci anni (TWh, asse dx)
Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2008 al 2019 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/

Figura 4.9 – Quota di produzione elettrica da FER sulla produzione nazionale (% asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Mise, ENEA e GSE.

Figura 4.10 – Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (%, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati MiSE BEN fino al 2018, per il 2019 si veda nota Figura 4.1.

Figura 4.11 – Consumi finali di energia per settore (media mobile ultimi tre anni, Mtep)
Elaborazioni ENEA su dati MiSE BEN fino al 2018, per il 2019 si veda nota Figura 4.1.

Figura 4.12 – Variazione annua domanda el. (asse sin., %), consumi elettrici e quota sui consumi finali (media 3 anni, 2005=100, asse dx)

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

Figura 4.13 – Consumi elettrici per settore di impiego finale (2005=100)
Elaborazioni su dati MiSE BEN (formato Eurostat) fino al 2018, per il 2019 si veda nota Figura 4.1

Figura 4.14 – Quota di FER sui consumi finali di energia totale (asse sin, %), e per macro gruppo di FER (asse dx, %)
Elaborazioni ENEA su dati Mise BEN fino al 2018 (formato Eurostat), per il 2019 si veda nota Figura 4.1.

Figura 4.15 – Consumi di energia per trasporto su strada (asse sin, Mtep), e aereo (asse dx, Mtep)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat e Mise.

Figura 4.16 – Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua tendenziale, Mtep)

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

Figura 4.17 – Variazioni annuali % delle emissioni medie di CO_2/km del parco auto (asse dx), dei consumi di energia per trasporto stradale e del traffico veicolare (asse sin)
Elaborazioni ENEA su dati MiSE, Asicat, ANFIA ed ISPRA

Figura 4.18 – Consumi di energia industria, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)
Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia vedi nota di Figura 4.1
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale

http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

Figura 4.19 – Consumi di energia nel civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile 3 anni, 2010=100)
Fonti dati:

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

Figura 4.20 – Consumi finali di energia nei settori residenziale e terziario (media mobile tre anni, Mtep)
Elaborazioni su dati Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/data/database).

Figura 4.21 – Consumi di energia nel settore residenziale per commodity (Mtep)
Elaborazioni su dati Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/data/database).

Figura 4.22 – % consumi elettrici su totale consumi finali settore residenziale e terziario
Elaborazioni su dati Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/data/database).

CAPITOLO 5

Figura 5.1 – Emissioni del sistema energetico italiano per settore (Mt CO2eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)
Evoluzione delle emissioni di CO_2 del sistema energetico nazionale e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.
Fonti dati:
- Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA
- Per i dati dal 2015 al 2019, stime ENEA elaborate a partire dai dati relativi ai consumi di energia e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali.

La suddivisione delle emissioni di CO_2 tra settori ETS e settori non-ETS è una stima ENEA a partire da dati ISPRA e EEA:
- http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view
- https://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-proxy-2018

Figura 5.2 – Emissioni dei settori ETS e non ETS (variazioni su anno precedente, %)
Vedi nota Figura 5.1.

Figura 5.3 – Emissioni di CO_2 nel settore della generazione elettrica (2009=100)
Vedi nota Figura 5.1 e Figura 5.4.

Figura 5.4 – Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)
Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO_2 del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO_2/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 2018 e 2019 sono stati usati i coefficienti 2017) come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA.
Fonti dati:
- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 – Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici – UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format) http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view
- Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/

Figura 5.5 – Produzione elettrica su base annua da solare, eolico e idro (var. su anno precedente, GWh)
Elaborazioni ENEA su dati Terna:
- Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/

Figura 5.6 – Emissioni di CO_2 per settori (riduzione rispetto ai livelli del 2005, $MtCO_2$)
Elaborazioni su dati ISPRA (CRF 2017), EEA (Technical Report 16/2019) ed ENEA (per 2019).

Figura 5.7 – Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100)
Per i consumi di energia nei trasporti le elaborazioni ENEA sono basate sui dati MiSE consumi petroliferi, i coefficienti di emissioni settoriale per fonte sono Fonte ISPRA, Inventario Emissioni. Per il PIL la Fonte è ISTAT.

Figura 5.8 – Nuove immatricolazioni di autovetture (asse sin.) ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO_2/km)
Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione ed emissioni di anidride carbonica.
Fonti dati:
- ACI, http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico/annuario-statistico-2009.html
- UNRAE, http://www.unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/2016-01/2016-12)
- http://www.unrae.it/dati-statistici/circolante/3813/parco-circolante-al-31122016

Figura 5.9 – Nuove immatricolazioni di autovetture (var. su anno precedente)
Elaborazioni su dati AISCAT.

Figura 5.10 – Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)
La variazione delle emissioni di CO_2 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 CO_2 all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO_2/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 CO_2 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(lnC)/dt = d(lnC/E)/dt + d(lnE/PIL)/dt + d(lnPIL/POP)/dt + d(lnPOP)/dt],
da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO_2 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 x PIL/POP x Energia/PIL x Fossili/Energia x CO_2/Fossili

Figura 5.11 – Emissioni di CO_2 in Italia e suoi driver (2010=100)
La figura riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2010. Vedi Nota Figura 5.10.

Figura 5.12 – Emissioni di CO_2 in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2013-2018)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat – https://ec.europa.eu/eurostat/data/database.

Figura 5.13 – 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 5.14 – 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.
Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (http://anie.it/).

CAPITOLO 7

Figura 7.1 – 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 7.2 – Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.
Per i valori relativi alle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. I valori presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh. La componente PD viene considerata come media semplice dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento. Il grafico mostra la variazione percentuale della componente PD da un trimestre a quello successivo. La componente PE viene considerata come media ponderata dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento e per ciascuna fascia di consumo. I pesi assegnati sono 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. Il grafico mostra la variazione percentuale delle componenti PD e PE da un trimestre a quello successivo.

Figura 7.3 – Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN
Elaborazione ENEA su dati ARERA e GME.

Figura 7.4 – Stima delle componenti di costo dell'energia elettrica per l'utente non domestico "medio-piccolo" nel 2019
Elaborazione ENEA su dati ARERA.

Figura 7.5 – Variazioni percentuali dei prezzi all'ingrosso occorse nel 2019 rispetto all'anno precedente in Europa
Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 7.6 – Prezzi dell'energia elettrica (c€/kWh) per le utenze non domestiche, al netto delle imposte non recuperabili, per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno nell'Unione Europea a 28 Paesi. I, II e III trimestre 2019.
Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 7.7 – Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)
Elaborazione ENEA su dati ARERA.

Figura 7.8 – Andamento storico dell'Indice armonizzato dei prezzi al consumo (IPCA) in Italia e rispettive variazioni annue
Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 7.11 – 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 7.12 – 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 7.13 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)
Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 7.14 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ, asse sx; 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 Smc/anno e sono calcolati come media pesata delle tariffe previste per le due fasce di consumo 5001-80.000 Smc/anno e 80.001-200.000 Smc/anno, per ciascuno degli ambiti tariffari. Il prezzo medio nazionale è quindi calcolato come media dei prezzi dei diversi ambiti territoriali, pesata sui consumi annui.
Fonte dati, ARERA https://www.arera.it/it/dati/condec.htm

Figura 7.15 – 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 7.4.

Figura 7.16 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)
Vedi nota Figura 7.4.

Figura 7.17 – Incidenza 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 5.1.

Figura 7.18 – Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)
Vedi nota Figura 7.4.

Figura 7.19 – I trimestre 2020. 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). In parentesi la variazione rispetto al I trimestre 2019.
Vedi nota Figura 7.4.

Figura 7.20 – Prezzi del gas al dettaglio in UE 28 per i consumatori non domestici nei primi tre trimestri del 2019, al netto di tasse e imposte recuperabili, band I4 (27.780 - 277.800 MWh/a). Valori in c€/kWh in parità di potere d'acquisto
Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Tabella 7.2. – Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://epp.eurostat.ec.europa.eu/newxtweb/mainxtnet.do)

Tabella 7.33 – Saldo in valore assoluto (mgl. €) e saldo normalizzato per l'Italia nel comparto mobilità a basse emissioni
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://epp.eurostat.ec.europa.eu/newxtweb/mainxtnet.do)

Figura 7.22 – Paesi dai quali l'Italia importa prodotti che afferiscono al comparto mobilità a basse emissioni.
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://epp.eurostat.ec.europa.eu/newxtweb/mainxtnet.do)