



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

I semestre 2019.



3/2019

ISSN 2531-4750

Analisi Trimestrale del sistema energetico italiano

I semestre 2019

n. 3/2019

2019 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, G. Fava*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: F. Gracceva, B. Baldissara, A. Zini, A. Colosimo, G. Fava
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Indice sintetico della transizione energetica.....	6
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia	9
2.1 Variabili guida del sistema energetico	9
2.2 L'andamento dei consumi energetici	15
3. Decarbonizzazione del sistema energetico.....	21
4. Sicurezza del sistema energetico italiano	26
4.1 Sistema petrolifero.....	26
4.2 Sistema del gas naturale	31
4.3 Sistema elettrico	38
5. Prezzi dell'energia.....	45
5.1 Prezzi dell'energia elettrica.....	45
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	48
5.3 Prezzi del gas naturale	49
Nota metodologica	51

Sintesi dei contenuti

Nel 2019 la combinazione del quadro macroeconomico europeo e nazionale e della situazione dei mercati internazionali dell'energia sembra determinare un contesto caratterizzato da diversi elementi in grado di impattare su tutte e tre le dimensioni-chiave della transizione energetica (decarbonizzazione, sicurezza energetica e prezzi dell'energia). Per un verso la stagnazione dell'economia, con in più l'arretramento della produzione industriale in particolare nei settori *energy intensive*. Per un altro verso il crollo del prezzo del gas naturale (ad agosto -60% il prezzo al TTF, principale hub europeo, rispetto a un anno prima), in sostanziale disaccoppiamento con il prezzo del petrolio, che fino a maggio è salito e ha comunque oscillato in un range relativamente contenuto (60-70 \$/bbl il Brent), e infine il balzo del prezzo dei diritti di emissione (pressoché raddoppiato). Questi fattori, sebbene non tutti auspicabili, potrebbero in teoria supportare il processo di decarbonizzazione del sistema energetico, mentre allo stesso tempo la discesa del prezzo del gas ai minimi decennali rappresenta un'opportunità di contenimento dei prezzi per gli utenti finali. Infine, l'ampia disponibilità di GNL, unitamente all'eccesso di offerta sul mercato petrolifero, costituiscono fattori in grado di alleviare diverse potenziali criticità sul fronte della sicurezza energetica.

Rispetto a questo scenario, i dati relativi all'evoluzione effettiva del sistema energetico italiano nella prima metà del 2019, e la sua prevedibile evoluzione nel medio periodo, sembrano indicare che l'insieme dei fattori su menzionati non è però sufficiente a determinare un significativo cambiamento della traiettoria del sistema.

Calo dei consumi di energia in linea con le variabili guida, non procede il disaccoppiamento fra energia ed economia

- Secondo le stime ENEA nella prima metà del 2019 i **consumi di energia primaria** si sono ridotti di circa l'1,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente: il lieve aumento dei consumi del II trimestre (+0,4% tendenziale) ha infatti ridimensionato il forte calo rilevato nei primi tre mesi dell'anno (-3%). Sulla base di dati parziali, una stima preliminare per i primi nove mesi del 2019 indica una riduzione dei consumi di energia di circa l'1% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, dunque con un'ulteriore attenuazione del forte calo di inizio anno.
- Sono stimati in riduzione anche i **consumi finali di energia**, -1% circa nella prima metà dell'anno rispetto a un anno fa. La riduzione significativa dei primi tre mesi dell'anno, imputabile principalmente alla minore domanda di gas per il riscaldamento, è infatti stata in parte compensata dall'aumento dei successivi tre mesi. Nei primi sei mesi dell'anno risulta in lieve calo anche la domanda di energia elettrica (-0,6%), la cui crescita è in rallentamento già dal 2018.
- La riduzione dei consumi di energia nei primi sei mesi del 2019 è sostanzialmente in linea con quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (crescita economica, clima e prezzi dell'energia), sintetizzate nel Superindice ENEA, che hanno complessivamente fornito un impulso alla riduzione dei consumi di entità simile (-1%). Nel primo trimestre tutte le variabili avevano favorito una spinta alla riduzione dei consumi energetici, nel secondo la spinta negativa proveniente dalla stagnante attività economica e dall'aumento dei prezzi dell'energia è stata più che compensata da quella positiva fornita invece dal clima più rigido ad aprile e maggio, più caldo a giugno. Questi dati, confermati dalle stime preliminari relative al III trimestre, sembrano confermare anche per il 2019 la difficoltà del **disaccoppiamento tra consumi energetici ed economia**, sostanzialmente interrotto dalla metà del decennio con l'uscita dalla recessione.
- In termini di fonti energetiche primarie, nel corso della prima metà del 2019 **le fonti fossili** risultano complessivamente invariate rispetto ai livelli di un anno fa, con l'aumento del gas di fatto compensato dalle riduzioni di solidi e petrolio. Dopo il forte calo del 2018 (-3% rispetto al 2017), nella prima metà del 2019 tornano invece a crescere i consumi di **gas naturale**, circa 1,4 Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+4%): la riduzione dei primi tre mesi dell'anno (-1,5% tendenziale) è stata infatti largamente compensata dall'aumento del II trimestre (+16%), per la maggiore richiesta sia per gli usi diretti (+11%, spinti soprattutto dalla domanda di riscaldamento) che nella termoelettrica (+26%), favoriti dalla scarsa idraulicità e dalle minori importazioni di elettricità (-19%).
- Dopo gli incrementi del 2018 (+3% rispetto al 2017), nel I semestre 2019 sono invece nuovamente in calo i consumi di **petrolio** (-2% la variazione tendenziale): l'aumento dei consumi per il trasporto aereo (+5% nel I semestre) è infatti più che compensato dal trasporto stradale, in lieve riduzione rispetto allo stesso periodo di un anno fa (circa l'1% in meno). Per la prima metà del 2019 si rileva un sostanziale allineamento tra dati di traffico e consumi per trasporto stradale, diversamente dal biennio 2016-17 di disaccoppiamento "virtuoso": sull'andamento dei consumi dei trasporti, di importanza centrale per la transizione del sistema energetico nazionale, preoccupa la lentezza del rinnovo del parco veicolare (-3% nell'ultimo anno e mezzo) e l'aumento delle **emissioni specifiche medie del nuovo immatricolato** (+6% le emissioni di gCO₂/km nel I semestre 2019) che portano a stimare per fine anno un peggioramento delle emissioni medie dell'intero parco auto.
- Ancora in forte calo i consumi di **solidi** (di circa il 14% rispetto alla prima metà dello scorso anno), principalmente per la riduzione negli usi termoelettrici: secondo i dati ENEL, nella prima metà dell'anno in corso la produzione elettrica da solidi del gruppo ENEL in Italia si è ridotta di un terzo rispetto ai livelli dello stesso periodo di un anno fa.
- Dopo il forte aumento del 2018, nel corso della prima metà del 2019 le **FER** risultano in calo di circa il 2,5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno: il risultato positivo dei primi tre mesi (+5% la variazione tendenziale) è stato infatti più che compensato dal calo del II trimestre (-8%). Se nel corso dei primi tre mesi dell'anno l'incremento della generazione solare ed eolica (+23% tendenziale) aveva compensato il calo dell'idroelettrico (-12%), nel II trimestre si registra da un lato il peggioramento della produzione idroelettrica (-20%), dall'altro l'attenuazione dell'aumento delle intermittenti (+3%).

Emissioni di CO₂ sui livelli dello scorso anno, non basta la decarbonizzazione del sistema elettrico

- Nel primo semestre le **emissioni di CO₂** sono stimate complessivamente sugli stessi livelli dello scorso anno, sebbene il quadro macroeconomico e la situazione dei prezzi sui mercati energetici ed ambientali abbia aiutato la riduzione dell'intensità

carbonica nella produzione di elettricità. Dopo le forti riduzioni del I trimestre (-3% la variazione tendenziale), per il II trimestre si stima invece un netto aumento delle emissioni di CO₂ (+4%), imputabile sia all'aumento dei consumi di gas per usi riscaldamento, sia al calo delle rinnovabili e alle minori importazioni di elettricità, che hanno reso necessario un aumento della produzione interna. Il dato del primo semestre sembra trovare conferma anche nei dati parziali relativi ai mesi successivi: secondo stime preliminari nei primi nove mesi dell'anno le emissioni risulterebbero in lieve aumento.

Prezzi dell'energia al dettaglio al di sopra della prima metà del 2018, aggiustamento parziale ai mercati all'ingrosso

- Nonostante le diminuzioni congiunturali dei primi due trimestri dell'anno, i valori medi dei **prezzi dell'energia al dettaglio** relativi alla prima metà del 2019 si collocano tutti su valori maggiori di quelli di un anno prima, e nella gran parte dei casi tali aumenti sono più elevati di quelli registrati in media nell'UE (N.B: dati provvisori). Limitando l'attenzione alle fasce di consumo utilizzate come riferimento da Eurostat, i prezzi dell'elettricità sia per i consumatori industriali sia per i domestici sono maggiori del 7% (+7% e +4% la media UE), mentre i prezzi del gas per i consumatori industriali sono maggiori del 10% e quelli per i domestici maggiori dell'8% (+5% per entrambi nella media UE).
- Dalla fine del 2014 fino alla metà del 2018 i **prezzi dell'elettricità** per le imprese hanno registrato una serie di cali consecutivi che li hanno portati sui minimi decennali. Inoltre, pur restando tra i più alti tra i principali Paesi UE, dal 2017 e più ancora dall'inizio del 2018 (con la riforma degli oneri di sistema e gli sgravi per gli energivori), hanno anche cominciato ad avvicinarsi alla media europea in modo particolare nel caso dei consumatori energivori. Andamento diverso è invece quello del prezzo dell'elettricità per il consumatore domestico tipo, in aumento costante da un decennio (+23% nel I semestre 2019 rispetto al I semestre di dieci anni fa), con lo scarto rispetto alla media UE, storicamente a favore dell'Italia, ridotto a valori marginali (-2%). A questo proposito, un'analisi di medio periodo, estesa agli ultimi sei anni, rivela come l'evoluzione favorevole che ha caratterizzato i mercati del gas negli ultimi anni (calo del 30% del prezzo al PSV) sia arrivata in misura parziale ma significativa agli utenti industriali, mentre non si è trasmessa ai consumatori domestici, che hanno invece visto il prezzo aumentare (+9%), penalizzato dalla crescita della spesa per oneri di sistema e per il trasporto dell'energia e la gestione del contatore.
- Anche i prezzi al consumo del gasolio in Italia, nonostante la riduzione dei primi tre mesi del 2019, risultano nella media del semestre più elevati dei livelli dello stesso periodo dello scorso anno (+2%).

In calo l'indice ISPRED, sui minimi della serie storica, penalizzato da decarbonizzazione e prezzi

- Le criticità sul fronte della decarbonizzazione e dei prezzi dell'energia si riflettono nell'evoluzione dell'**indice sintetico della transizione energetica ISPRED** elaborato dall'ENEA, che nella media del I semestre si colloca intorno al valore di 0,4, in calo del 5% rispetto a un anno prima. Il calo è legato in primo luogo al forte peggioramento nella dimensione decarbonizzazione (-8%), che sconta il fatto che a fine 2019 le emissioni di CO₂ sembrano destinate a restare ancora non lontane dai valori di cinque anni fa, come d'altronde i consumi di energia, mentre la traiettoria di crescita delle fonti rinnovabili diviene sempre meno coerente con gli obiettivi al 2030. Altra ragione del calo dell'ISPRED sta nei prezzi dell'elettricità per i consumatori domestici e nei prezzi del gas sia per i domestici sia per le imprese, che restano su valori superiori a un anno fa, non avendo ancora pienamente recepito i forti ribassi dei mercati all'ingrosso.
- La situazione dei mercati internazionali dell'energia costituisce un contesto complessivamente favorevole per la dimensione **sicurezza energetica** (+5% l'indice relativo a questa componente dell'ISPRED), caratterizzata peraltro da molte sfaccettature. L'ampia disponibilità di GNL (+85%, al massimo storico di 7 miliardi di m³ nel semestre) ha migliorato diversi indicatori di sicurezza del sistema del gas naturale (come diversificazione e stabilità media dei fornitori), mentre il forte calo del prezzo del gas (che pure al PSV è sceso meno che sui mercati europei) aiuta la redditività della generazione elettrica da gas naturale (spark spread che tende a risalire sopra i 10 €/MWh), importante per le prospettive di adeguatezza del sistema elettrico. Tra le criticità che restano è significativo l'ampliamento dello spread PSV-TTF (sopra i 3 €/MWh in media nel semestre) in una fase di forte ribasso dei prezzi del gas, che sembra evidenziare una rigidità del sistema italiano del gas rispetto all'evoluzione dei mercati globali. Nel sistema elettrico è rilevante la nuova impennata dei costi del dispacciamento (600 milioni di € nel II trimestre 2019), vicini ai valori record del 2016. Nel sistema petrolifero gli ultimi trimestri hanno visto un contesto poco favorevole per la raffinazione (nella media del semestre l'utilizzo degli impianti è in calo del 4%), ma la prossima entrata in vigore dei nuovi limiti sui carburanti navali può rappresentare un'occasione di ripresa di redditività quantomeno per le raffinerie più complesse.

1. Indice sintetico della transizione energetica

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

Forte calo dell'indice ISPRED, sui minimi della serie storica, penalizzato da decarbonizzazione e prezzi

L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA ritorna sul trend di costanti riduzioni iniziato ormai da cinque anni, con calo particolarmente deciso nell'ultimo trimestre (-15%), che interrompe subito la variazione positiva registrata nei due trimestri precedenti. Complessivamente, nel valore medio del I semestre l'ISPRED si colloca intorno a 0,4¹, in calo del 5% circa rispetto al valore del I semestre 2018 e ben al di sotto della soglia di 0,5, che demarca una situazione di miglioramento (o peggioramento) relativo rispetto all'intero orizzonte temporale preso a riferimento. Il calo è legato in primo luogo al forte peggioramento nella dimensione decarbonizzazione (-18%), che sconta il fatto che a fine 2019 le emissioni di CO₂ sembrano destinate a restare sui valori di cinque anni fa, come d'altronde i consumi di energia, mentre anche la traiettoria di crescita delle fonti rinnovabili diviene sempre meno coerente con gli obiettivi al 2030. Altra ragione del calo dell'ISPRED sta nei prezzi dell'energia, quelli del gas in particolare, che restano su valori sostanzialmente superiori a un anno fa, non avendo ancora recepito i forti ribassi ai mercati all'ingrosso.

In Figura 1.2 è rappresentata la traiettoria in atto del sistema energetico italiano come sintetizzata dalla tre componenti dell'indice ISPRED. Dalla figura emerge come dopo molti trimestri nei quali l'ISPRED aveva beneficiato dei miglioramenti sul fronte dei prezzi dell'energia, nella prima metà del 2019 questa componente sia tornata a variazioni negative (-11%). Sempre rispetto a un anno fa sono invece in miglioramento gli indici sintetici relativi alla dimensione sicurezza energetica, frutto però di tendenze molto diverse fra le sue diverse sotto-componenti (vedi oltre).

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

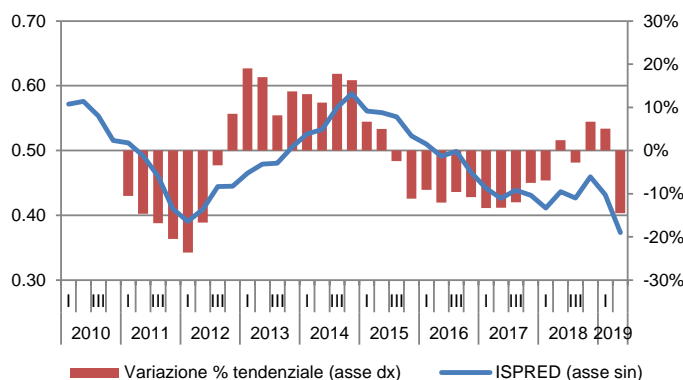
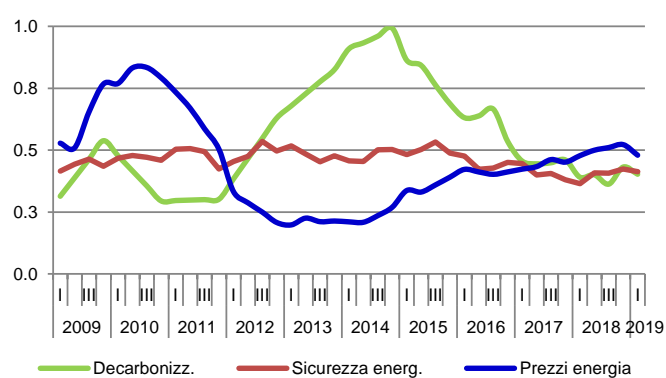


Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Forte calo della dimensione decarbonizzazione, non procede il disaccoppiamento tra consumi di energia ed emissioni, crescita delle FER lontana dalla traiettoria target

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione (Figura 1.3) presenta una forte variazione negativa sia rispetto al trimestre precedente (-19%) sia rispetto a un anno fa (-8% nella media semestrale), che la riporta appena al di sopra dei minimi della serie storica (risalenti al 2010, prima sia delle forti riduzioni delle emissioni prodotte dalla seconda fase della crisi economica sia del balzo nella penetrazione delle fonti rinnovabili). I modesti segnali di ripresa del percorso di riduzione di consumi di energia ed emissioni registrate nei due trimestri a cavallo tra il 2018 e il 2019 (vedi Analisi Trimestrale n. 2/2019) non sembrano infatti riconducibili a fattori strutturali, tanto che la distanza fra le emissioni stimate a metà 2019 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 resta vicina ai massimi dell'ultimo decennio. Nel dettaglio i due indicatori relativi alle emissioni totali e alle emissioni dei settori ESD presentano variazioni marginali sull'anno precedente. Fattore decisivo per il peggioramento dell'indice relativo all'intera dimensione decarbonizzazione è invece il forte calo degli indicatori relativi allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, che seppure in calo modesto sul trimestre precedente sono in forte peggioramento rispetto al primo semestre 2018, perché i progressi nelle installazioni continuano a non essere in linea con la traiettoria coerente con i target.

Miglioramento marginale per la dimensione sicurezza, peggiorano i margini di raffinazione, riemergono criticità nel settore elettrico

L'indice sintetico relativo alla sicurezza energetica (Figura 1.4), che riassume la pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali che caratterizzano questa dimensione del trilemma energetico, presenta una modesta variazione tendenziale positiva (+5% il dato medio del primo semestre rispetto a un anno prima), attestandosi in area di criticità media e di leggero peggioramento relativo rispetto al decennio preso a riferimento (valore dell'indice inferiore a 0,5).

Nel sistema petrolifero, l'eccesso di offerta che caratterizza il mercato globale, insieme ai continui aumenti della produzione dei Paesi OCSE, continua a rappresentare una situazione relativamente favorevole per i Paesi consumatori. Viene invece da una fase

¹ A partire dal numero 1/2019 dell'Analisi trimestrale l'indice ha subito alcune revisioni nella metodologia di normalizzazione, che fanno sì che i valori assoluti di ogni trimestre siano solo parzialmente confrontabili con quelli dei numeri precedenti. Questo perché l'intera serie storica dell'indice viene automaticamente ricalcolata ad ogni aggiornamento dell'indice, sebbene ovviamente senza intaccare la forma della curva. Si veda la Nota metodologica per un maggiore dettaglio.

non favorevole del mercato il settore della raffinazione, che nella prima parte dell'anno ha visto i margini di raffinazione ridotti in particolare in Europa, e con essi del tasso di utilizzo degli impianti. L'indice relativo alla raffinazione risulta dunque in forte calo nel semestre (-25%). Potenziali miglioramenti sono però possibili a breve, con l'entrata in vigore della nuova normativa IMO sui carburanti marini, definita "il più drammatico cambiamento delle specifiche dei combustibili in ogni mercato dei prodotti petroliferi", che già dalla seconda parte del 2019 potrebbe indurre un rafforzamento del crack spread del diesel.

L'ampia disponibilità di GNL (+85%, al massimo storico nel semestre) ha migliorato diversi indicatori di sicurezza del sistema del gas naturale (come diversificazione e stabilità media dei fornitori), mentre i consumi contenuti dei primi mesi dell'anno hanno determinato un miglioramento degli indici relativi all'adeguatezza del sistema, sebbene l'Italia continui a rispettare solo formalmente la regola N-1. Anche in una fase di prezzi internazionali eccezionalmente bassi e in discesa è rimasto invece su valori molto elevati, sopra i 3 €/MWh nella media semestrale, lo spread PSV-TTF, che riflette evidentemente una rigidità del sistema gas italiano rispetto all'evoluzione dei mercati globali. L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema gas risulta comunque nel semestre in forte miglioramento rispetto a un anno fa (+34%).

Nel sistema elettrico il forte calo delle importazioni di elettricità che ha caratterizzato la prima parte del 2019 ha evidenziato di nuovo quanto l'adeguatezza del sistema dipenda dalla continua disponibilità degli elevati volumi di importazioni dell'ultimo decennio, mentre il calo del prezzo del gas, insieme al mantenimento del suo peso nel mix al di sopra dei valori minimi registrati negli ultimi anni (grazie al calo dell'idroelettrico) ne hanno aiutato la redditività (spark spread in tendenziale risalire fin sopra i 10 €/MWh). Il I semestre 2019 è stato però anche caratterizzato dalla nuova impennata dei costi del dispacciamento, ritornati su valori raggiunti solo nel 2016, e la cui traiettoria sembra consolidarsi su un trend ascendente.

In sensibile peggioramento nel semestre gli indici relativi alla componente prezzi, penalizzanti soprattutto per i consumatori domestici

La componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia risulta in peggioramento nella media del I semestre (-11%), a causa di un calo molto forte che ha caratterizzato in particolare il II trimestre (Figura 1.5). Nonostante le diminuzioni congiunturali dei primi due trimestri dell'anno, i valori medi dei prezzi dell'energia al dettaglio relativi al I semestre si collocano infatti tutti su valori maggiori di quelli di un anno prima, nella gran parte dei casi con aumenti più elevati di quelli registrati in media nell'UE (N.B: dati provvisori).

Gli indicatori relativi ai prezzi dell'elettricità per le imprese sono risultati in realtà in costante miglioramento dalla fine del 2014 fino al I trimestre di quest'anno, perché pur restando tra i più alti tra i principali Paesi UE, dal 2017 e più ancora dall'inizio del 2018 (con la riforma degli oneri di sistema e gli sgravi per gli energivori), i prezzi italiani hanno cominciato ad avvicinarsi alla media europea in modo particolare nel caso dei consumatori energivori. I dati provvisori relativi al II trimestre dell'anno sembrano segnalare un rallentamento di questo percorso, ma a fare da contraltare all'andamento dei prezzi per le imprese è soprattutto l'andamento del prezzo dell'elettricità per il consumatore domestico, che è in aumento costante da un decennio (+23% nel I semestre 2019 rispetto al I semestre di dieci anni fa) e il cui scarto rispetto alla media UE, storicamente a favore dell'Italia, è ora ridotto a valori marginali (-2%).

Nel primo semestre dell'anno è stata più negativa l'evoluzione degli indicatori relativi ai prezzi del gas, in forte peggioramento sia nel caso dei consumatori domestici sia delle imprese. I prezzi al consumo del gas naturale hanno infatti subito un altro modesto aumento congiunturale nel I trimestre, poi da una forte contrazione nel II trimestre, ma nella media nel semestre sono rimasti al di sopra dei valori della prima metà del 2018. Inoltre, il confronto con i dati preliminari e parziali relativi agli altri principali Paesi europei mostra come al momento i prezzi al dettaglio del gas in Italia abbiano beneficiato meno che altrove dell'ampio ribasso dei prezzi all'ingrosso.

Infine, nonostante il leggero aumento rispetto alla media del primo semestre 2018, l'indicatore relativo ai prezzi al consumo del gasolio risulta in leggero miglioramento, grazie a un leggero miglioramento della posizione relativa del prezzo italiano (che a metà anno resta comunque il terzo più elevato dopo Gran Bretagna e Svezia) rispetto al resto dei Paesi UE.

Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione

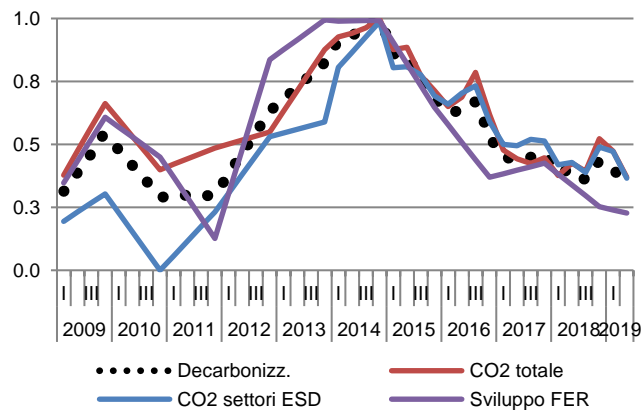
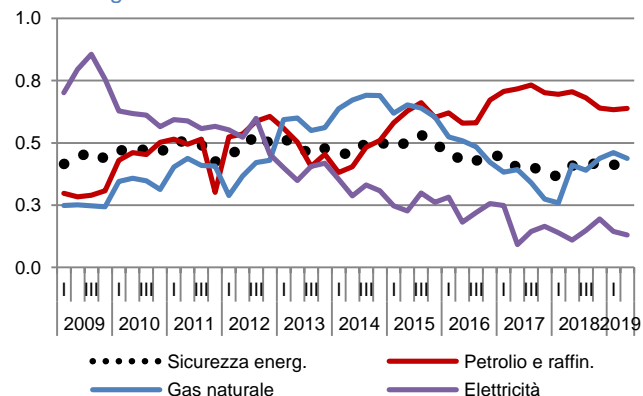


Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica

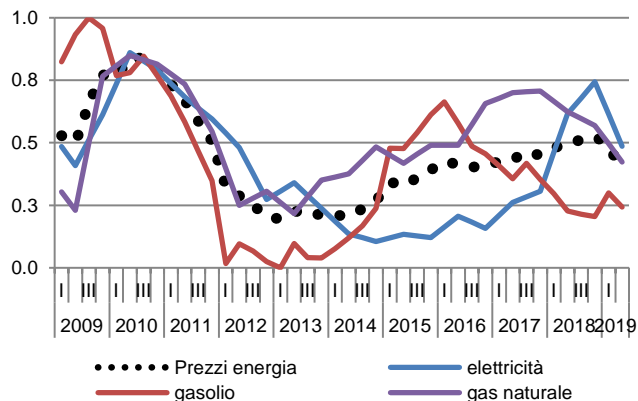


Indicatori dei prezzi alle imprese di elettricità e gas in zona di miglioramento relativo rispetto alla serie storica

Con il forte calo del II trimestre dell'anno l'indicatore relativo ai prezzi dell'elettricità è rimasto comunque al di sopra della soglia di 0,5 (nella media del semestre), a indicare una situazione di miglioramento relativo rispetto all'intero orizzonte temporale preso a riferimento (sebbene il dato sia invece molto negativo nel caso specifico dei prezzi per i consumatori domestici).

Nel caso del gas, invece, il calo del II trimestre ha portato l'indicatore relativo leggermente al di sotto della soglia di 0,5, sebbene anche in questo caso il dato sia invece più positivo per le imprese, più negativo per i consumatori domestici.

Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell'energia



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Nel primo semestre 2019 dalle principali variabili guida è venuto un impulso negativo alla domanda di energia

Nel corso del II trimestre dell'anno i principali driver dei consumi energetici hanno fornito un impulso positivo all'aumento della domanda di energia, per quanto modesto: il Superindice ENEA, che li sintetizza, risulta infatti in lieve aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale dato interrompe i forti cali dei primi tre mesi dell'anno (-2,5% tendenziale; vedi Figura 2.1) e della seconda metà del 2018, che erano invece seguiti al lungo periodo di costanti variazioni positive. La variazione positiva del Superindice nel II trimestre è imputabile ai fattori di natura climatica, la cui spinta alla domanda di energia è stata più forte dell'impulso negativo proveniente invece dalla riduzione dell'attività economica e dall'aumento dei prezzi delle commodity. Nel I trimestre dell'anno, invece, tutte le componenti del superindice si erano mosse nella direzione di una riduzione dei consumi di energia.

Complessivamente, nel corso dei primi sei mesi del 2019 il Superindice ENEA risulta in ogni caso in calo di circa l'1% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Per il III trimestre si ipotizza un superindice pressoché invariato, in conseguenza di variazioni nulle di tutti i driver, mentre una marginale ripresa è possibile nel IV trimestre (nell'ipotesi di impatto nullo della variabile climatica), grazie a modeste spinte positive provenienti dai prezzi dell'energia e (in misura impercettibile) dall'attività economica.

PIL in lieve calo nel I semestre del 2019, in crescita nulla a fine anno. Modesta ripresa, inferiore all'1%, nel 2020

Nel corso del II trimestre il PIL (dati grezzi) è diminuito dello 0,15% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (Figura 2.2). Anche il dato destagionalizzato e corretto per gli effetti di calendario (una giornata lavorativa in più del II trimestre 2018) è marginalmente negativo (-0,05% tendenziale), con una crescita acquisita per il 2019 pari a zero. Questi dati confermano il calo anche più sostenuto registrato nei primi tre mesi dell'anno (-0,24% tendenziale), per cui nell'insieme del I semestre il PIL risulta complessivamente in calo dello 0,2% rispetto alla prima metà dello scorso anno (N.B.: dati grezzi; il dato destagionalizzato mostra un PIL pressoché invariato). Come emerge dalla Figura 2.2 i cali dei primi due trimestri 2019 interrompono il periodo di variazioni tendenziali positive durato oltre quattro anni (+1% medio annuo), accentuando il rallentamento dell'economia italiana osservato a partire dalla seconda metà del 2018, nella quale il PIL era cresciuto ad un ritmo tre volte meno sostenuto (+0,5%) rispetto al precedente anno e mezzo (+1,5%).

In termini di settori dell'economia la prima metà dell'anno ha visto un calo del valore aggiunto marginale nel settore dei servizi e piuttosto pronunciato nell'industria manifatturiera (-1,2% tendenziale il dato grezzo), mentre un segnale di ripresa si è registrato nelle costruzioni. A metà anno il valore aggiunto del comparto delle costruzioni resta comunque di quasi il 30% inferiore al valore del 2008, mentre quello dell'industria manifatturiera è del 6% inferiore e quello dei servizi è sugli stessi livelli di undici anni fa (Figura 2.3).

In termini di componenti, nel I semestre modesti contributi positivi sono venuti dalla domanda nazionale al netto della variazione delle scorte (cioè da consumi nazionali e investimenti), come anche dalla domanda estera, contributi compensati dalla riduzione delle scorte (che evidenziano un peggioramento di giudizi e attese sul livello degli ordini).

Semestre negativo per la produzione industriale, calo più accentuato per i beni intermedi

La dinamica negativa nell'industria italiana trova riscontro nei dati sulla produzione industriale, che nella prima metà del 2019 è scesa dell'1,4% (dati grezzi) nell'industria in senso stretto, di quasi il doppio (-2,7%) nel caso dei beni intermedi (quelli a maggiore intensità energetica). Dopo un quadriennio di crescita della produzione totale vicina al 2% m.a. (ma poco più della metà nel caso dei beni intermedi), la produzione industriale italiana è tornata a segnare variazioni negative in tutti gli ultimi quattro trimestri (Figura 2.2). A metà anno la produzione industriale totale è ancora inferiore del 18% rispetto ai livelli del 2008, mentre quella dei beni intermedi è inferiore di quasi il 30%, a indicare che l'ultimo decennio ha visto anche un'evoluzione dell'industria italiana in direzione meno energivora, evoluzione che per di più sembra tornata ad accentuarsi nell'ultimo anno (Figura 2.3).

Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale su base trimestrale e 2008=100)

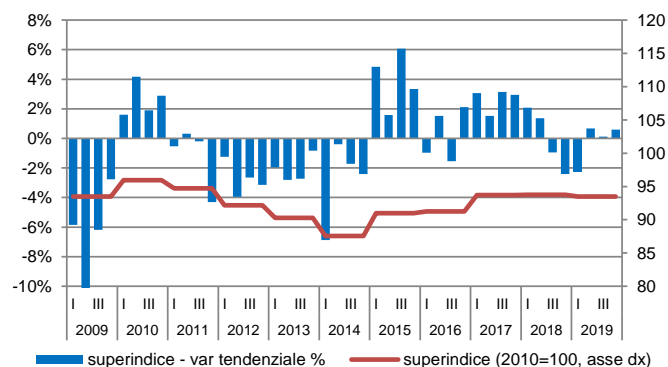


Figura 2.2 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

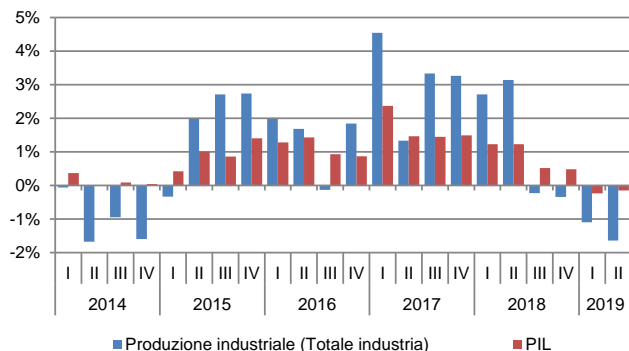
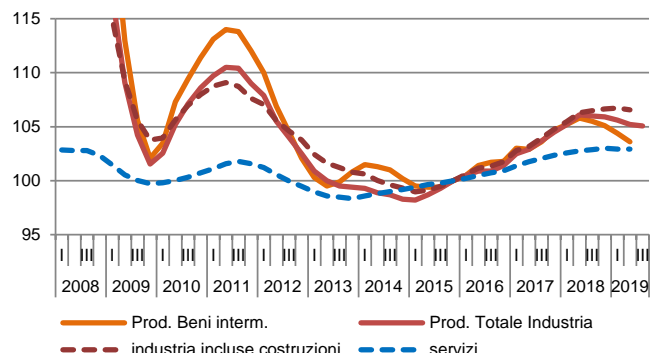


Figura 2.3 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)



Prospettive di modesta ripresa solo nel 2020

In prospettiva, almeno nel breve periodo (seconda metà del 2019) lo scenario globale resta caratterizzato da una fase non brillante del ciclo economico, su cui incide il rallentamento dell'economia cinese, e dall'influenza negativa delle tensioni sul commercio mondiale (-0,7% nel II trimestre), per gli effetti dei dazi imposti dagli USA e di fattori geopolitici potenzialmente destabilizzanti (tra cui in primis il rischio della cosiddetta hard Brexit). In questo quadro, nella seconda metà dell'anno l'economia italiana dovrebbe restare ancora debole, a causa del rallentamento di entrambe le componenti della domanda: quella interna, che risente delle preoccupazioni di imprese e famiglie sulla situazione economica; quella estera, che soffre del peggioramento del contesto internazionale.

In particolare, in Europa ha un ruolo di rilievo il rallentamento della Germania, dove l'indice PMI manifatturiero di IHS e BME ha registrato a settembre il valore peggiore da giugno 2009 (a 41,7), culmine della crisi finanziaria. Nel II trimestre 2019 la crescita è scesa all'1,1% tendenziale nell'eurozona e allo 0,4% in Germania, in entrambi i casi il livello più basso dal 2013 (alla fine della recessione del 2012). Le deboli condizioni della domanda tedesca hanno determinato negli ultimi mesi in Italia un calo degli ordini esteri, e sono alla base della tendenza a un peggioramento delle attese di ordini e produzione. Secondo la più recente indagine rapida del Centro Studi Confindustria nel terzo trimestre 2019 la produzione industriale italiana è dunque stimata in calo dello 0,2% rispetto al secondo, e flessioni sono attese anche per gli investimenti. Sulla base di questi dati e alla luce degli andamenti congiunturali più recenti, secondo i principali previsori (FMI, OCSE, Commissione europea, Consensus Economics) il PIL crescerebbe dello 0,1 per cento nella media del 2019, dello 0,8 per cento nel 2020 (Banca d'Italia, Bollettino Economico n. 3/2019).

Dal clima una forte spinta ai consumi di energia nel II trimestre, dopo l'impulso negativo del trimestre precedente

Diversamente da quanto rilevato per i primi tre mesi dell'anno, quando la riduzione dei consumi di energia era stata favorita da temperature mediamente più miti dello stesso periodo dell'anno precedente, nel corso del II trimestre 2019 i fattori di natura climatica hanno invece fornito un impulso all'aumento del fabbisogno di energia. I mesi di aprile e maggio sono stati infatti contraddistinti da temperature mediamente più rigide dei rispettivi mesi dello scorso anno (Figura 2.4), incidendo sulla domanda di gas, GPL e gasolio per riscaldamento degli ambienti.

Anche durante il mese di giugno, risultato più caldo rispetto al giugno dell'anno scorso, i fattori climatici hanno fornito un impulso all'aumento del fabbisogno di raffreddamento degli ambienti, come testimonia la crescente richiesta di elettricità nel mese (si veda par. 2.2).

A metà 2019 tutti i prezzi dell'energia al consumatore finale restano più elevati rispetto a un anno fa

In linea con quanto rilevato per i primi tre mesi del 2019, anche nel II trimestre i prezzi dell'energia hanno agito a favore della contrazione della domanda di energia (contrariamente allo stesso periodo dell'anno precedente). Nonostante i cali congiunturali del II trimestre (legati anche alla stagionalità), a metà anno i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale per il consumatore domestico tipo, come anche il prezzo del gasolio, erano più elevati rispetto a un anno fa: il prezzo del gas naturale risulta maggiore dell'8%, l'elettricità del 7%, il gasolio del 2% (Figura 2.5).

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 2.6), dopo la costante riduzione del periodo 2013-2016, nel corso della prima metà del 2019 i prezzi hanno proseguito sul trend di crescita del precedente biennio, fornendo quindi un impulso alla riduzione

dei consumi di energia. Nella seconda metà dell'anno l'aggiornamento ARERA per il III trimestre riporta però il prezzo del gas al di sotto del livello del III trimestre 2018, mentre il prezzo dell'elettricità torna ai livelli di un anno prima. Infine, anche i dati parziali relativi al prezzo del gasolio mostrano un leggero calo, che lo riporta al di sotto del valore di un anno prima. Più in generale, la prospettiva di breve periodo è dunque che nella seconda metà dell'anno l'impulso dei prezzi alla domanda di energia torni ad essere moderatamente positivo.

Figura 2.4 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi tre mesi del 2018 e del 2019 (gradi)

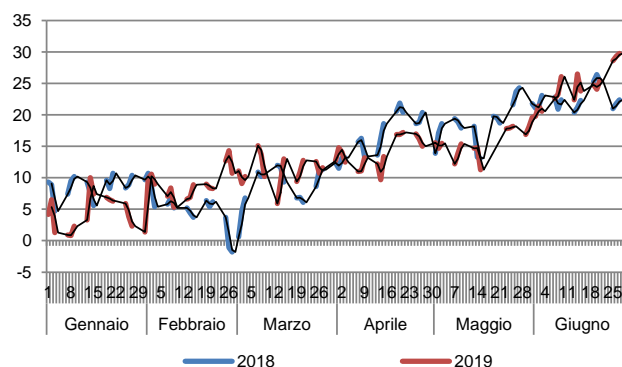


Figura 2.5 - Prezzo del gasolio e del gas naturale e dell'elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

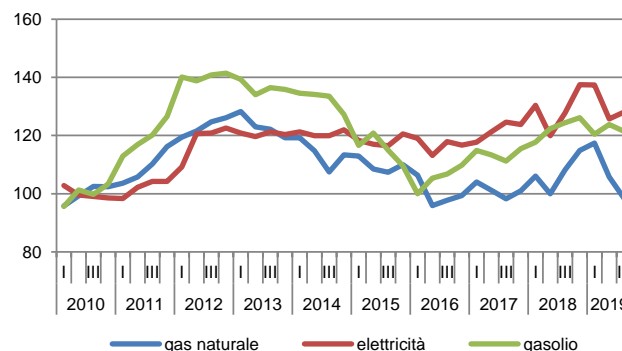
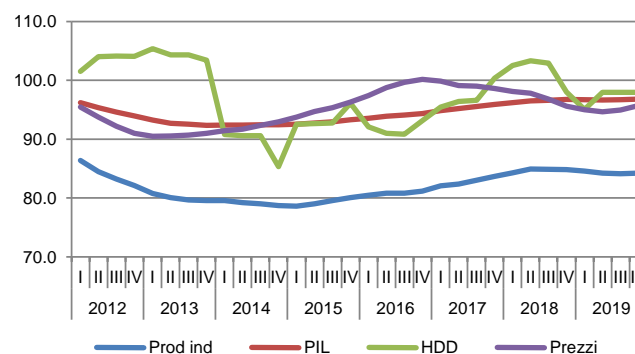


Figura 2.6 - Indicatori relativi ai principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)



Prezzo del petrolio in fase laterale dopo la ripresa dai minimi di fine 2018

Nel II trimestre, e ancora nei mesi a seguire, il prezzo del petrolio si è mantenuto alquanto volatile: la media dei tre greggi (Dated Brent, West Texas Intermediate e Dubai Fateh) dopo la notevole risalita dai minimi di inizio anno ed il piccolo toccato nel mese di aprile 2019 (sfiorando i 69 \$/bbl), al termine del II trimestre era tornata sotto la soglia dei 60 \$, intorno a cui ha poi continuato ad oscillare fino a settembre.

L'andamento complessivo si è mantenuto prevalentemente laterale nel range compreso tra 55 e 60 \$ per il WTI e tra 58 e 65 \$ per il Brent (con temporanei sfioramenti avvenuti nel periodo estivo: al ribasso ad inizio agosto, al rialzo a metà settembre in concomitanza con gli attentati agli impianti sauditi). Il prezzo medio del Brent nei primi sette mesi dell'anno si attesta su livelli circa il 10% inferiori rispetto a quelli medi annui del 2018 (66 \$/bbl contro 72) mentre le previsioni IEA per la seconda parte del 2019 si mantengono complessivamente invariate su livelli circa il 20% inferiori. Questo consente di affermare, da un lato, che appare essersi stabilizzato il trend rialzista iniziato nel 2017 come recupero del precedente pesante crollo avvenuto tra il 2014 e l'inizio del 2016 (da 100 a 26 \$/bbl); dall'altro lato, ampliando l'orizzonte temporale di osservazione, che prosegue e si consolida un ampio trend laterale compreso all'incirca tra 60 e 75 \$/bbl, il quale viene ormai solo sporadicamente sfiorato agli estremi. Mentre all'interno di questo range le oscillazioni al rialzo sono sempre guidate da particolari tensioni geopolitiche o da decisioni dell'OPEC di tagli produttivi, al ribasso dalle sempre più frequenti incertezze sulle prospettive della crescita economica globale e della conseguente domanda (le previsioni del FMI sulla prima si sono ridotte a +3,2% da 3,5% di inizio anno, mentre la stima della seconda è stata rivista al ribasso ad 1,2 milioni di barili al giorno dagli iniziali 1,4) e dalle politiche ambientali climatiche.

La produzione petrolifera ha registrato nel secondo trimestre un decremento sia di quella OPEC (a 30,05 da 30,65 Mbb/g), sia di quella non OCSE (a 31,03 Mbb/g da 31,39), compensata da un incremento di quella OCSE (a 28,15 Mbb/g da 27,91), soprattutto statunitense, e dei biocarburanti (2,9 Mbb/g da 2,35) per un valore complessivo pressoché invariato intorno a 100 Mbb/g (Figura 2.9).

In particolare, la produzione USA (Figura 2.8) si è attestata nel secondo trimestre a 12,1 Mbb/g, registrando un aumento del 3% rispetto al trimestre precedente (quando era tuttavia lievemente diminuita) e confermando il suo trend ascendente quasi ininterrotto ormai dall'inizio del 2017. Successivamente, nel mese di agosto, il rimbalzo produttivo post-uragani negli Usa ha determinato un ulteriore aumento congiunturale dell'offerta pari a 530mila bbl/g, ai quali si sono aggiunti i notevoli incrementi della Norvegia (+290 mila bbl/g da 1,4 a 1,69 milioni tra giugno ed agosto). È rimasta stabile la quota di produzione non OCSE (31,3% da 31,1), al cui interno va però segnalato il notevole incremento di quella brasiliana (quasi 400mila bbl/g da 2,66 a 3,05 milioni tra giugno e settembre). In agosto la produzione mondiale complessiva si è così incrementata fino ai 100,75 Mbb/g e si prevede che oscillerà fino al 2020 fra 101 e 103 milioni di bbl/g.

I dati parziali relativi al terzo trimestre indicano una produzione OPEC ristagnante intorno ai 35,2 Mbb/g, come effetto di vari elementi contrapposti: il taglio da parte dell'Arabia Saudita (-670mila bbl/g rispetto all'anno precedente), superiore a quanto concordato e reso poi forzoso dagli attentati, cui si sono aggiunte le diminuzioni della produzione iraniana causa sanzioni (ad agosto un saldo negativo per 1,4 milioni bbl/g rispetto all'anno precedente), e di quella venezuelana (-520mila bbl/g); soltanto in parte compensate, per circa 400mila bbl/g complessivi, dalla produzione record proveniente dall'Iraq e dal notevole incremento di quelle nigeriana e libica.

Figura 2.7 - Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

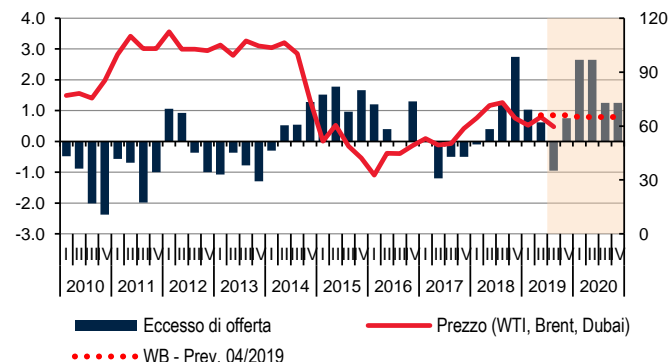


Figura 2.8 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

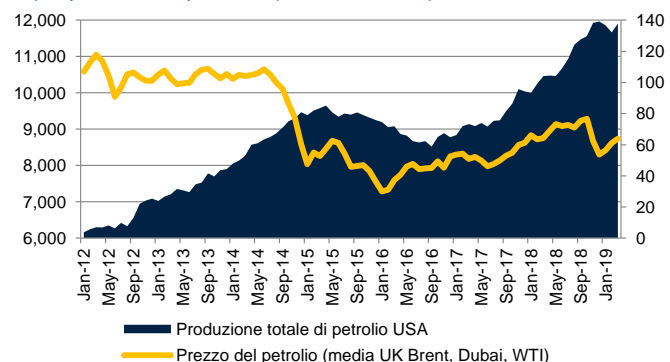


Figura 2.9 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbb/g)

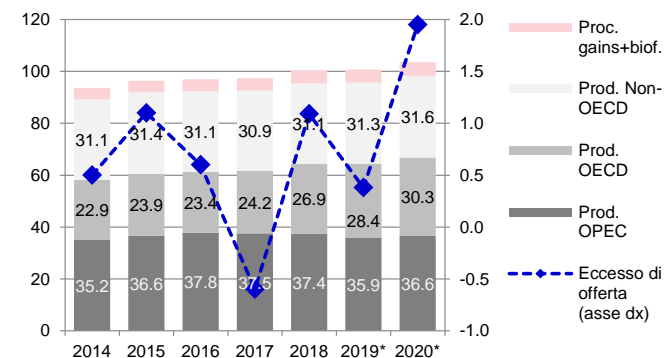
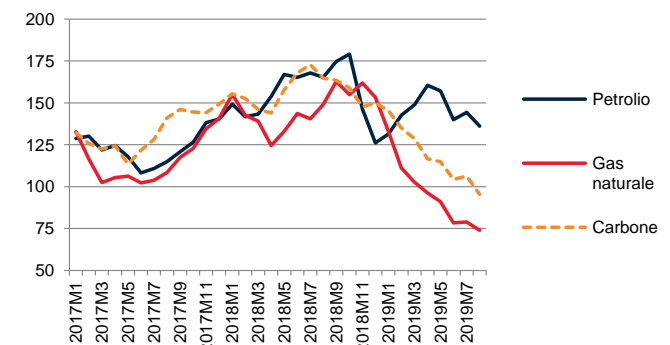


Figura 2.10 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)



Proseguono le revisioni al ribasso della crescita della domanda petrolifera globale. Aumentano gli stoccaggi, anche per i vincoli della capacità di raffinazione

Per quanto concerne la domanda, nel secondo trimestre sebbene in aumento si è mantenuta sotto la soglia dei 100 Mbbbl/g (99,4), quasi equamente ripartita tra Paesi OCSE e non OCSE, soglia che secondo le ultime previsioni IEA dovrebbe essere superata (fino a 101,3) nel III trimestre. La IEA mantiene al momento stabili le proprie previsioni di crescita della domanda globale su base annua (+1,1 Mbbbl/g nel 2019 e +1,3 nel 2020). A partire dal terzo trimestre la domanda globale dovrebbe definitivamente attestarsi sopra i 100 milioni bbl/g, con un incremento negli ultimi due trimestri dell'anno pari rispettivamente a +1,3 e +2% (in netta accelerazione rispetto al +0,5% dei primi due trimestri), inizialmente in coincidenza con fattori stagionali ma poi destinato a consolidarsi anche nel corso del 2020. Ciò determinerebbe, ipotizzando una stabilizzazione della produzione OPEC sui più recenti livelli di luglio/agosto (circa 35,2 - 35,3 milioni bbl/g), un eccesso di domanda (anziché di offerta) nell'intero secondo semestre del 2019, ossia un ribaltamento rispetto all'analogo periodo del 2018, in grado di ridimensionare l'eccesso di offerta stimato su base annua (per il 2019) a circa 400mila bbl/g dai 900mila del 2018 (v. fig. 2.9); si tratterebbe tuttavia di una breve parentesi prima che si ripristini un eccesso di offerta almeno nella prima parte del 2020. In particolare, per il primo trimestre 2020, la IEA stima che l'ulteriore aumento della produzione non OPEC – poc'anzi citato – renda non più necessaria una quota OPEC pari a 1,4 milioni di bbl/g, la quale potrebbe così ulteriormente scendere da 29,74 fino a circa 28,3 Mbbbl/g. In ogni caso va tenuto presente che valori di produzione petrolifera stabilmente superiori alla soglia di 100 Mbbbl/g si confrontano con una capacità del sistema di raffinazione che, viceversa, è inferiore a tale soglia, ancor più se si considera la capacità operativa effettiva rispetto a quella teorica (ossia al netto dei fermi per manutenzione ordinaria, stimati in circa 700mila bbl/g). Ciò determina un effetto di collo di bottiglia, ed una conseguente immobilizzazione di greggio negli stoccaggi – i quali hanno infatti raggiunto a fine giugno il record di quasi 3 miliardi di barili – anziché la loro integrale trasformazione in prodotti finiti.

Prosegue la discesa dei prezzi del gas sui mercati globali guidata dall'eccesso di offerta di GNL verso l'Europa

Nel corso della prima parte del 2019 i prezzi del gas hanno prima proseguito una forte discesa iniziata fin da ottobre 2018, per poi registrare un lieve rimbalzo, mantenendosi tuttavia vicini al minimo storico toccato a luglio: nel mese di agosto il prezzo medio PSV si è attestato a 13,39 €/MWh, sfiorando il dimezzamento (- 49%) a/a (Figura 2.11). Il gas continua a subire l'effetto della stagnazione a livello aggregato della domanda asiatica, nel cui ambito l'incremento proveniente dalla Cina (+21% a/a nel primo trimestre 2019), ascrivibile principalmente al settore elettrico e peraltro dimezzato rispetto a quello registrato nel 2016-2017, ha soltanto compensato il calo accusato da Giappone, Corea, Taiwan ed India per temperature stagionali sopra la media. L'offerta globale di gas naturale liquefatto (GNL) ha continuato nel suo trend crescente: nel primo trimestre 2019 ha raggiunto i 116 miliardi di mc rispetto ai 108 dello stesso trimestre 2018, dopo che nel 2018 il commercio globale era già aumentato del 10% a/a fino a 420 miliardi di metri cubi. A fronte di questo, si è determinato un calo del prezzo del GNL ancora più marcato e repentino di quello europeo registrato all'hub olandese TTF, tale per cui il differenziale spot GNL-TTF (normalmente positivo) nel mese di aprile è divenuto negativo per la prima volta dal 2015, quando ancora mancavano le esportazioni USA di *shale gas*.

Ciò ha determinato una maggior convenienza a importare GNL attraverso carichi spot piuttosto che intaccare le scorte, importazioni che si sono convogliate soprattutto verso Spagna e Regno Unito, cosicché il tasso di riempimento degli stoccaggi UE ha raggiunto già in primavera il livello massimo del range medio quinquennale (circa il 40-50%, con punte del 60% in Spagna che gode di una maggior capacità di rigassificazione) rispetto ai corrispondenti livelli del 2018 che invece si collocavano ai minimi; il ricorso alle importazioni è poi proseguito, determinando un accumulo di stoccaggi fino a toccare il livello record di oltre l'80% nel mese di agosto (Figura 2.12).

A livello mondiale la capacità degli impianti, che già era cresciuta nel 2018 del 9% a 319 milioni di t (equivalenti a 434 miliardi di metri cubi di gas), vedrà aggiungersi al termine del 2019 ulteriori 35 milioni di t di GNL di cui circa la metà provenienti dagli Usa, le cui esportazioni verso l'Europa si sono leggermente ridimensionate nel secondo trimestre rispetto al livello record del primo (circa 3 miliardi di metri cubi da quasi 4), mantenendosi comunque su valori nettamente superiori a quelli sempre registrati in precedenza fino a meno di un anno prima (settembre 2018 – Figura 2.13).

Alle importazioni europee concorrono attivamente anche altri Paesi, in primo luogo la Russia – che con Yamal LNG è divenuta fin da febbraio il primo fornitore europeo di gas liquefatto - oltre ad Australia, Qatar, Canada, Mozambico. Tale offerta si confronta con una domanda spesso frenata da fattori congiunturali climatici, da rallentamenti dei cicli economici, e – in parte – dalla concomitante discesa dei prezzi dei combustibili alternativi, in particolare il carbone. Un parziale sostegno alla domanda proviene invece dall'implementazione dei piani di dismissione del carbone (specie nei Paesi storicamente a più ampio utilizzo di tale fonte), e dagli obiettivi ambientali di riduzione delle emissioni carboniche, sebbene questi agiscano principalmente soltanto nell'ambito del perimetro europeo.

Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

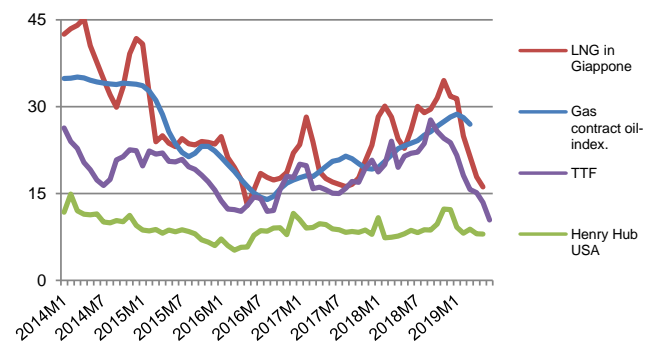
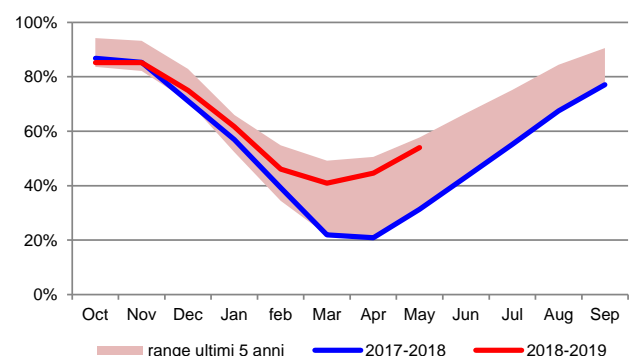


Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



Ancora in forte calo il prezzo del carbone, trainato da quello del gas

Nella prima parte del 2019 è persistita la notevole correlazione tra prezzi del gas e del carbone, guidata dalla competizione nella generazione elettrica, che costringe il carbone a non restare al di sopra dello *switching price*. Tra gennaio e agosto il prezzo del carbone è diminuito di oltre un terzo (Figura 2.10), sebbene il deprezzamento del gas -, in termini relativi ancora maggiore - unito all'aumento dei prezzi dei diritti di emissione, ne abbia determinato una perdita di competitività.

Mercato ETS nel 2019: andamento e prospettive

I prezzi dei diritti di emissione (EUA), dopo il forte incremento avvenuto tra il primo ed il secondo trimestre 2019 hanno fatto registrare un ulteriore balzo nei mesi successivi (Figura 2.14): le medie mensili, dal range iniziale compreso tra 21 e 23 €, si sono prima spostate in quello 25-26 €, e infine nel trimestre estivo nell'intervallo 26-28 €. In particolare, a livello giornaliero, sono stati sfiorati i 30 € nella giornata del 23 luglio.

Al contempo, sempre nei mesi estivi, i prezzi del gas, pur con qualche rialzo marginale, si sono mantenuti sui minimi storici. Si sono pertanto andati divaricando gli andamenti dei prezzi degli EUA e del gas: per i secondi il trend primario appare ad oggi saldamente ribassista, al contrario di quello dei diritti di emissione, fortemente rialzista.

A partire dal 1° settembre 2019 è iniziato il ritiro di quasi 400 milioni di quote di scambio dell'Emission Trading Scheme europeo (ETS), per la precisione 397.178.358, che entro il 31 agosto 2020 sarà trasferito nella Riserva di stabilizzazione del mercato (MSR). Il numero complessivo di quote ETS in circolazione preso a riferimento (quello del 2017) ammonta infatti a 1.654.909.824 e in base al meccanismo implementato a partire dal 2019, il 24% va drenato annualmente dal mercato.

È opportuno ricordare come nonostante l'avanzo di mercato fosse già passato dai 2,1 miliardi di diritti del 2013 agli 1,65 miliardi del 2018, il volume esistente di quote disponibili ad inizio 2019 fosse ancora sufficiente a coprire il 95% delle emissioni ETS annuali.

Fino a quando l'eccesso di offerta rimarrà al di sopra di 833 milioni di quote, pari al 50% dello stock complessivo iniziale, la MSR continuerà ad assorbirne delle quote; le quali verrebbero viceversa rilasciate e reintegrate sul mercato in misura pari a 100 milioni nel caso - per ora teorico - l'offerta scendesse al di sotto di 400 milioni. Successivamente al 2023, il tasso di prelievo potrebbe essere dimezzato dal 24 al 12%, se non diversamente deciso nel corso di una riforma prevista per il 2021.

In prospettiva si possono individuare fin da ora due potenziali fonti di pressione sul mercato e sui prezzi, di segno opposto.

La prima, in senso restrittivo, deriva dalla decisione (già adottata) di annullare in modo permanente a partire dal 2024 le quote detenute nella riserva MSR che eccedano il volume delle aste dell'anno precedente. Ciò potrebbe comportare la cancellazione di circa 1,1 miliardi di quote già nei primi tre anni. Nel frattempo, fin dal 2021, aumenterà l'intensità con cui il fattore di riduzione lineare del tetto alle emissioni sarà ridotto ogni anno (2,2% annuo dall'attuale 1,74%, per poi essere rivisto nel 2024). L'interazione tra questi meccanismi, agendo in senso restrittivo sull'offerta e riducendo il numero di quote sul mercato, dovrebbe spingere al rialzo i prezzi dei diritti di emissione. È altresì possibile, tuttavia, che la loro triplicazione finora già avvenuta a partire da inizio 2018 sia stata dovuta proprio all'incorporazione anticipata di questo scenario nelle aspettative.

Il secondo possibile driver di medio periodo sui prezzi EUA è rappresentato dai piani di dismissione del carbone elaborati in vari Paesi.

A mano a mano che nei singoli Paesi procede la dismissione delle centrali elettriche a carbone o lignite, le emissioni diminuiscono e pertanto alcune quote non sono più necessarie. Se questi diritti divenuti eccedenti vengono comunque messi all'asta, verranno acquistati da altre società che potranno così aumentare le proprie emissioni. Anche se la MSR limita parte di questo effetto di trasferimento assorbendo quote di surplus, le emissioni delle centrali chiuse si sposteranno comunque parzialmente verso un altro impianto o Paese invece di scomparire. Si tratta del cosiddetto "effetto water bed", simile al "carbon leakage" ed in grado di generare una potenziale bolla: secondo le stime basate sugli attuali piani di dismissione del carbone, tra il 2021 ed il 2030 si riverserebbero sul mercato europeo del carbonio 2,22 miliardi di quote eccedenti, per poi superare 6 miliardi nel 2040.

Per evitare ciò è stato implementato un importante cambiamento delle norme ETS che incidono sull'eliminazione graduale del carbone, che consiste nella decisione di consentire agli Stati membri di annullare unilateralmente le quote in linea con la chiusura delle centrali elettriche. Le norme ETS rivedute consentono ai Paesi di "annullare le quote dalla quantità totale di quote da mettere all'asta, fino a un importo corrispondente alle emissioni medie verificate dell'impianto in questione per un periodo di cinque anni che precede la chiusura".

Figura 2.13 - Importazioni europee di GNL USA (milioni di m³)

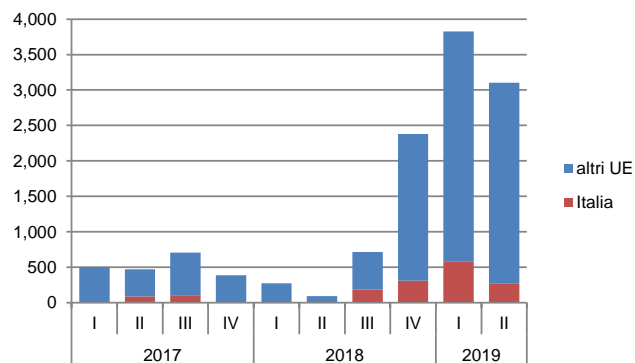
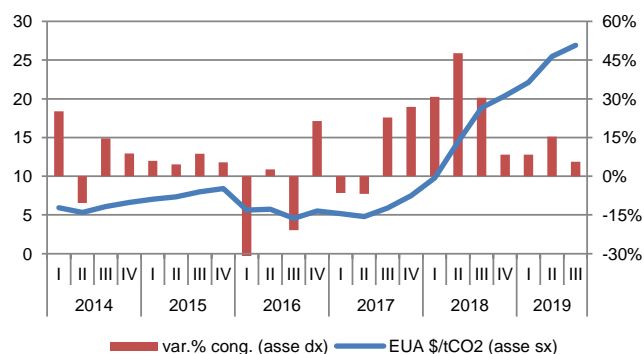


Figura 2.14 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



Clean spread e prezzo dei permessi di emissione

È interessante notare l'andamento del clean spread (dark, CDS, e spark, CSS) in Germania, Paese guida europeo, poiché esso fornisce un quadro esplicativo e sintetico delle relazioni sia fra i due, sia rispetto ai prezzi EUA. Nel corso del 2018 entrambi gli spread sono stati negativi, tuttavia il CSS si è sempre mantenuto più elevato del CDS in misura di circa 2-4 €/MWh.

Nella parte centrale dell'anno, allorché i prezzi del gas si erano impennati riportandosi a livelli risalenti al 2013, si era nettamente accentuata la negatività di entrambi gli spread: tuttavia il CDS aveva raggiunto il maggior vantaggio relativo rispetto al CSS, avendo quest'ultimo ovviamente patito in modo diretto il rincaro molto più marcato del combustibile sottostante. Contemporaneamente, entrambi gli spread venivano appesantiti anche dal concomitante aumento dei prezzi EUA: ma in questo caso, contrariamente al precedente, l'effetto in termini relativi era peggiore per il CDS, data la maggior intensità carbonica del combustibile.

Si può quindi affermare che nel 2018 la profittabilità dell'impiego del gas – rispetto a quella del carbone – ha risentito più dell'effetto negativo diretto del proprio incremento di prezzo che di quello positivo indiretto derivante dall'incremento dei prezzi EUA (premiante per le fonti a minor intensità carbonica). Successivamente, nel corso dell'ultimo trimestre 2018, il forte calo del prezzo del gas ha concorso a riportare in positivo il CSS con un'impennata nel primo trimestre 2019 fino a un picco di circa 8,6 €/MWh (4,6 di media mensile) ed un successivo consolidamento su livelli solo di poco inferiori.

Attualmente i livelli depressi del prezzo del gas, unitamente a quelli elevati degli EUA, concorrono sinergicamente a determinare valori del CSS positivi, nonché superiori al CDS.

Potenziale impatto della Brexit sul mercato ETS

Infine, l'elemento potenzialmente in grado di poter incidere almeno a breve-medio termine sui prezzi di mercato EUA è costituito dall'imminente Brexit.

Le linee guida aggiornate dal governo del Regno Unito, e recentemente pubblicate, prevedono a decorrere dal 4 novembre l'introduzione di una tassa nazionale che entrerebbe in vigore in seguito all'eventuale defezione del Regno Unito dal sistema di emissioni trading europeo, per un importo pari a £ 16 (\$ 19) per tonnellata di CO₂ emessa dalle centrali elettriche e dai siti industriali, mentre il settore dell'aviazione ne resterebbe esentato.

Le ragioni di una tassa fissata a 16 £/t risalgono alla sua omogeneità rispetto ai prezzi EUA allorché fu suggerita per la prima volta dal governo del Regno Unito nel proprio bilancio nel corso del 2018: in quel momento, il prezzo del carbonio nell'UE oscillava ancora tra 17 e 20 €/t e la sterlina inglese era più forte rispetto all'euro. Il settore della generazione elettrica continuerebbe ad essere soggetto a un supplemento di 18 £/t in aggiunta all'imposta, un'aliquota totale inferiore a quella attualmente pagata; mentre il resto dell'industria pesante sarebbe lasciato esente.

Poiché tuttavia, come già ricordato, i prezzi dei diritti sul mercato europeo sono nel frattempo ulteriormente saliti fino a sfiorare i 30 €/t CO₂, si è creato un notevole differenziale rispetto all'importo della tassa, che insieme a una sterlina in calo aumenterebbe la prospettiva di un prezzo del carbonio in Gran Bretagna significativamente inferiore rispetto al continente. Ciò, a sua volta, rischierebbe di rallentare la decarbonizzazione del settore industriale del Paese.

Da parte sua, l'UE fin da gennaio 2019 ha congelato la capacità del Regno Unito di ottenere quote gratuite e mettere all'asta i crediti di carbonio nell'ambito del sistema di emission trading: il governo britannico dovrebbe perdere almeno 1,1 miliardi di sterline di entrate quest'anno.

Occorre tuttavia considerare che la Gran Bretagna riverserebbe sul mercato un gran numero di quote di emissione, con probabili effetti ribassisti sui prezzi degli EUA, perlomeno temporanei. Peraltro, non esiste ancora una traiettoria chiara sul prezzo dell'imposta oltre il 2019, ciò che lascia gli investitori nell'impossibilità di pianificare. Inoltre, un basso prezzo del carbonio a livello nazionale potrebbe anche determinare nel 2020 un temporaneo aumento della produzione di carbone nel Regno Unito, con la possibilità che le centrali a carbone tornino in funzione interrompendo di fatto il processo di dismissione in atto, sebbene il contestuale basso prezzo anche del gas naturale potrebbe avere un effetto compensativo e riequilibratorio sul mix energetico.

In ogni caso il governo del Regno Unito sta prendendo in considerazione opzioni a lungo termine tra cui quella preferita, secondo i documenti ufficiali, è la creazione di un sistema di scambio di quote di emissioni nazionale che potrebbe essere collegato al mercato dell'UE.

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Nel I semestre 2019 energia primaria in calo dell'1,5%: la crescita del secondo trimestre ridimensiona il calo del primo

Secondo le stime ENEA nel corso del II trimestre 2019 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 37,8 Mtep, in lievissimo aumento (+0,4%) rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno scorso (la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali, vedi Nota metodologica). Tale risultato ridimensiona il forte calo dei primi tre mesi dell'anno (-3% tendenziale), che era stato favorito da fattori di natura climatica. In un orizzonte di più ampio respiro (Figura 2.15), il dato del II trimestre risulta quindi in controtendenza rispetto ai precedenti due trimestri, che avevano interrotto le variazioni positive del biennio 2017-18 (in media oltre l'1% tendenziale). Complessivamente per i primi sei mesi del 2019 i consumi di energia primaria sono stimati in ogni caso in calo rispetto al primo semestre dello scorso anno, di circa l'1,5%.

Consumi di energia in linea con i driver (-0,8% nel I semestre)

La stima dei consumi di energia per la prima metà dell'anno in corso risulta complessivamente in linea con quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (Figura 2.16). Il calo della domanda di energia, sia in termini di fonti primarie che di consumi finali (-1% rispetto allo stesso periodo del 2018), avviene infatti a fronte di una riduzione simile del Superindice ENEA (-1% anch'esso, vedi par. 2.1). Più nel dettaglio, nei primi tre mesi dell'anno la forte riduzione dei consumi (-3% tendenziale) è da ricercare nell'impulso negativo proveniente da tutti i principali driver considerati nel Superindice (in calo del 2,5% tendenziale), in particolare dal clima più mite rispetto all'anno precedente. Nel corso del II trimestre, invece, sebbene il calo dell'attività economica e l'aumento dei prezzi delle commodity abbiano continuato a favorire la riduzione del fabbisogno di energia, la variabile climatica ha invece agito nella direzione opposta, fornendo una spinta all'aumento dei consumi di entità anche maggiore. I dati relativi ai primi sei mesi dell'anno in corso confermano dunque un rallentamento del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia che aveva invece caratterizzato la prima metà del decennio, quando i consumi energetici si erano ridotti in misura significativamente più marcata di quanto prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (sintetizzate nel superindice ENEA).

Nel II trimestre in forte aumento solo i consumi di gas (+1,7 Mtep), in calo tutte le altre fonti

In termini di fonti primarie, nel II trimestre 2019 l'aumento tendenziale di quasi 1,7 Mtep di gas naturale è stato compensato dal minor ricorso alle fonti energetiche rinnovabili (FER), pari a -0,7 Mtep, al petrolio (-0,4 Mtep) e al carbone (-0,2 Mtep), oltre che dalle minori importazioni di elettricità. Nel dettaglio (Figura 2.17):

- nel II trimestre sono tornati a crescere i consumi di gas (+16%), dopo il forte calo del 2018 (-3% sul 2017) e dei primi tre mesi del 2019 (-1,5% tendenziale), grazie agli aumenti sia negli usi diretti (+11%) sia soprattutto nella termoelettrica (+26%);
- dopo la ripresa del 2018, nel II trimestre 2019 le importazioni nette di elettricità si sono ridotte del 13% in termini tendenziali, in continuità con il calo anche più sostenuto dei primi tre mesi dell'anno (-23%);
- anche i consumi di petrolio sono risultati in riduzione tendenziale (-2,5%), in linea con i primi tre mesi dell'anno (-1,8%) ma in controtendenza con gli incrementi del 2018;
- anche le FER si sono mosse in controtendenza sia con il 2018 (+11% sul 2017) sia con il I trimestre 2019 (+5% tendenziale), risultando in forte calo (-8%);

- infine, è proseguita la contrazione dei combustibili solidi, nei primi sei mesi dell'anno in calo tendenziale del 14%.

Figura 2.15 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, dx)

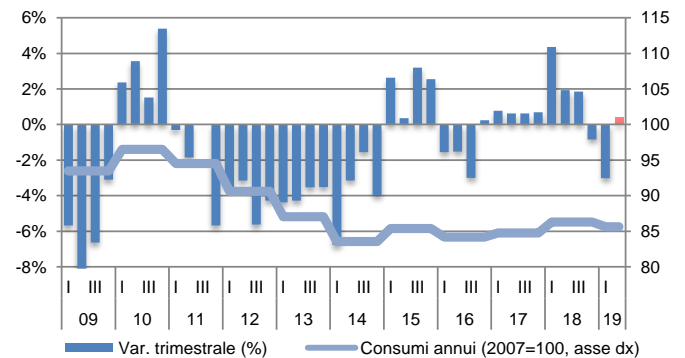


Figura 2.16 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

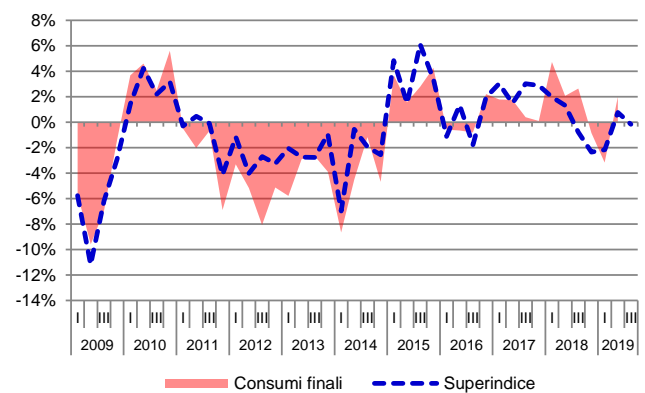


Figura 2.17 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

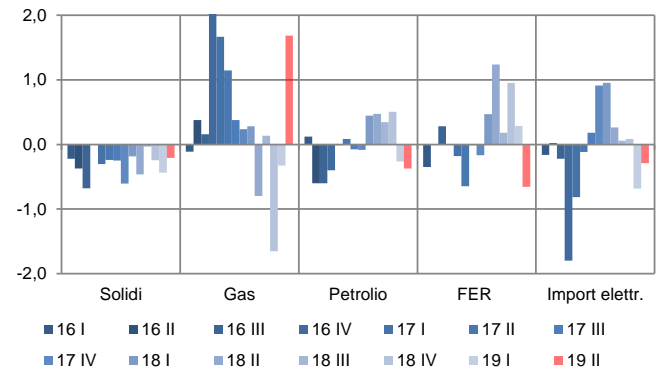
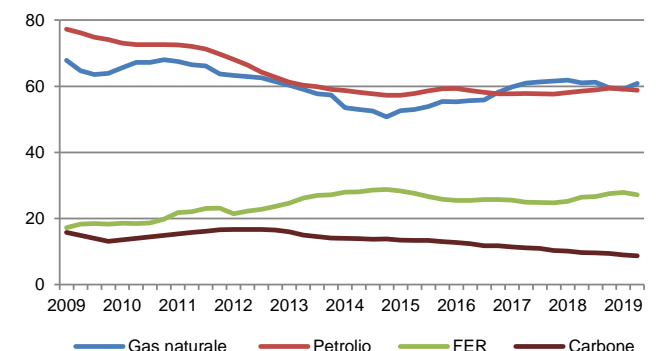


Figura 2.18 - Consumi annuali di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)



Nel I semestre 2019 tornano a crescere i consumi di gas e a scendere FER e petrolio, mentre prosegue il calo dei solidi

Con riferimento ai primi sei mesi dell'anno in corso, il fabbisogno di energia primaria risulta complessivamente in calo di circa l'1,5% rispetto al I semestre del 2018. L'aumento del gas naturale (+1,3 Mtep, +4% sull'anno precedente) risulta infatti più che compensato dai minori consumi di petrolio (+0,6 Mtep), carbone (-0,6 Mtep), FER (-0,4 Mtep) ed importazioni di elettricità (-1 Mtep).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.18) i consumi di gas sono dunque tornati a crescere dopo la riduzione osservata nel 2018, grazie in primo luogo alla termoelettrica, dove il ricorso al gas è stato favorito dalla scarsa idraulicità e dalle minori importazioni di elettricità.

Dopo l'aumento del 2018, legato alla ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017, nel corso della prima metà del 2019 tornano invece a ridursi i consumi di FER (-2,5%).

I consumi di petrolio sono tornati a scendere (-2%) dopo la forte ripresa del 2018 (legata però in parte anche a fattori statistici, vedi Analisi Trimestrale n.1/2019) e il triennio 2015-2017 di variazioni complessivamente marginali che aveva fatto seguito alle forti contrazioni della prima metà del decennio (-5% medio annuo).

Prosegue infine la riduzione dei consumi di carbone, pressoché lineare dal 2012.

Nel II trimestre 2019 prosegue la ripresa del gas nella termoelettrica (+26%), giù le FER (-8%).

Sebbene la richiesta sulla rete sia rimasta di fatto invariata (si veda oltre), nel II trimestre la produzione nazionale è risultata in aumento di 1,2 TWh (+1,8%, a 68,6 TWh), per compensare le minori importazioni nette (-1,3 TWh la variazione tendenziale). Il dato del II trimestre conferma quanto già emerso nel corso dei primi tre mesi dell'anno, quando la produzione nazionale era cresciuta a ritmi anche più sostenuti (+3,3% tendenziale), sempre per compensare minori importazioni. Con riferimento all'intero primo semestre la produzione nazionale risulta quindi complessivamente in crescita di 3,5 TWh rispetto allo stesso periodo del 2018 (+2,6%).

In termini di fonti primarie per la generazione elettrica, come emerge dalla Figura 2.19, nel corso del II trimestre l'incremento di gas naturale (+1 Mtep) nella termoelettrica ha compensato la minore produzione da FER e solidi. La ripresa dei consumi di gas risulta notevole: +26% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, anche più sostenuta del dato dei primi tre mesi dell'anno (+10%). Nel I semestre il ricorso al gas nella generazione elettrica è stato complessivamente pari a circa 10 Mtep, quasi 1,5 Mtep in più rispetto allo stesso periodo del 2018 (+17%), quando si era invece registrato un calo per la contemporanea ripresa di importazioni ed idroelettrico (si veda Analisi Trimestrale 1/2019).

Resta sempre in netto calo la produzione elettrica da solidi (-25% tendenziale nel II trimestre), in contrazione dal 2013: nei primi sei mesi dell'anno in corso la produzione elettrica da carbone nelle sole centrali Enel è diminuita di oltre il 30% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. In calo anche la generazione da prodotti petroliferi, ormai comunque su valori molto modesti.

Per quanto riguarda le rinnovabili, dopo la crescita dello scorso anno per la ripresa dell'idro dai livelli minimi del 2017 (Figura 2.20), e dopo il risultato positivo dei primi tre mesi dell'anno in corso (+5% la variazione tendenziale), nel II trimestre 2019 il ricorso alle FER risulta in netto calo (-8%).

Se nel corso dei primi tre mesi dell'anno la produzione da rinnovabili intermittenti, complessivamente in aumento di oltre 2,3 TWh in termini tendenziali, aveva più che compensato la scarsa idraulicità (-1 TWh), nel trimestre in esame si registra da un lato un'altra riduzione della produzione idroelettrica (-3,4 TWh tendenziale), dall'altro l'attenuazione dell'aumento tendenziale delle fonti intermittenti (+0,3 TWh). Più nel dettaglio, la produzione eolica nel II trimestre ha proseguito sul trend di crescita dei primi tre mesi (+16%), mentre la generazione solare è risultata in calo di quasi il 3% rispetto allo stesso periodo 2018. Come si ipotizzava nel precedente numero dell'Analisi Trimestrale, la prestazione notevole del solare fotovoltaico nei primi tre mesi del 2019 (+36%) era evidentemente da ricercare nelle condizioni climatiche particolarmente favorevoli (scarsa piovosità e temperature più miti rispetto all'anno precedente).

Nel complesso del I semestre, il calo del II trimestre ha più che compensato l'aumento dei precedenti tre mesi: nel semestre la generazione elettrica da FER risulta in calo di circa il 2,6% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. L'idroelettrico risulta in calo di quasi 4,5 TWh (-17%), il fotovoltaico in aumento di quasi il 10% (+1,1 TWh), l'eolico di oltre il 16% (+1,5 TWh).

I dati più recenti di Terna ridimensionano in parte il calo della produzione idroelettrica, per i buoni risultati dei mesi di luglio (+9%) ed agosto (+5%): nei primi otto mesi dell'anno -11% tendenziale. D'altro canto, i dati più recenti ridimensionano anche l'aumento della produzione solare (+7,5% nei primi otto mesi) ed eolica (+13%).

Figura 2.19 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

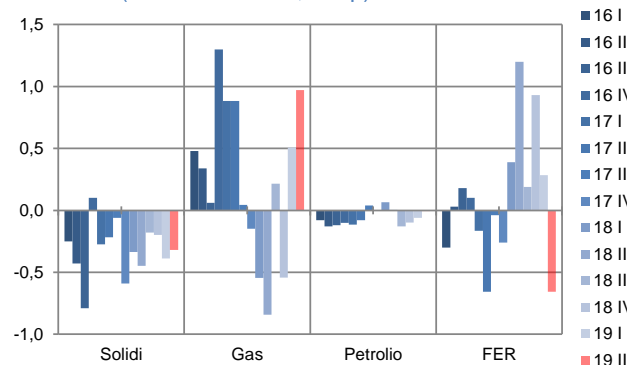
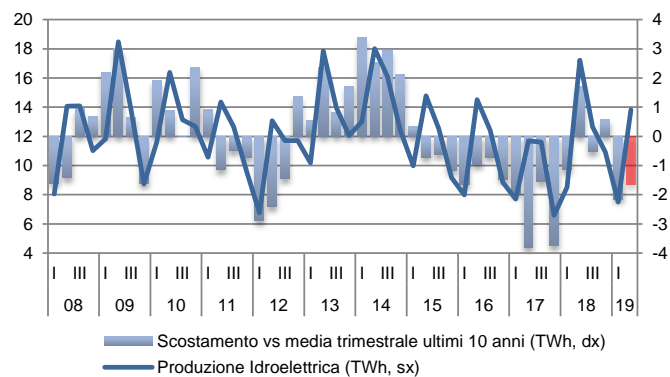


Figura 2.20 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)



Dopo il calo dei primi tre mesi dell'anno in aumento i consumi finali di energia: nella prima metà del 2019 comunque inferiori rispetto allo stesso periodo del 2018 (-1%)

La stima dei consumi finali di energia per il II trimestre 2019 è pari a circa 27 Mtep, in aumento di quasi il 2% rispetto al corrispondente trimestre del 2018 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). Tale incremento è da ricercare nel maggiore ricorso al gas naturale (+11% in termini tendenziali), in aumento in particolare nel settore civile per il riscaldamento degli ambienti, a causa delle temperature dei mesi di aprile e maggio più rigide dei rispettivi mesi dello scorso anno (Figura 2.21 e Figura 2.22). Nel II trimestre è rimasta sostanzialmente stabile la richiesta di elettricità (si veda oltre), mentre sono risultati in calo i consumi di prodotti petroliferi (-2% sul II trimestre 2018), nonostante l'aumento di GPL e gasolio per riscaldamento, che hanno seguito l'andamento del gas naturale.

Come emerge dalla Figura 2.21, l'incremento dei consumi nel trimestre in esame avviene dopo un calo netto dei primi tre mesi dell'anno (-3%), in larghissima parte imputabile alla riduzione dei consumi di gas naturale per ragioni di natura climatica, oltre che di elettricità e prodotti petroliferi (entrambi -1% circa rispetto al I trimestre 2018).

L'aumento dei consumi del II trimestre ha quindi in parte compensato il calo dei primi tre mesi. Complessivamente nel I semestre la richiesta di energia proveniente dai settori di impiego finale risulta tuttavia ancora inferiore rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, di circa l'1%.

Così come nel corso dei primi tre mesi dell'anno, anche nel II trimestre è il risultato del settore civile a influire in maniera decisiva sull'andamento complessivo dei consumi finali.

Consumi elettrici stabili nel II trimestre ma in calo nei primi sei mesi (-0,6% tendenziale)

Nel corso del II trimestre 2019 i consumi di elettricità sono stati pari a 77 TWh, sostanzialmente sugli stessi livelli dello scorso anno (-0,1%). Tale risultato si registra in presenza dello stesso numero di giornate lavorative del II trimestre 2018 e con una temperatura meno mite nei mesi di aprile e maggio, più calda a giugno (nel confronto con gli stessi mesi del 2018), ed in presenza di una economia in rallentamento (si veda par. 2.1). Nel dettaglio, nonostante un giorno lavorativo in più (ad aprile), nei mesi di aprile e maggio la domanda si è ridotta rispettivamente dello 0,6% e del 3% rispetto agli analoghi mesi del 2018, per effetto di temperature decisamente meno miti dello scorso anno (rispettivamente 2 e 3 gradi in meno). In termini assoluti, nel bimestre in questione i consumi elettrici sono diminuiti di circa 0,9 TWh rispetto allo stesso periodo del 2018, quasi esclusivamente durante il mese di maggio. Nel successivo mese di giugno, invece, la temperatura più calda di circa un grado rispetto al giugno 2018 ha favorito la crescita dei consumi elettrici per il raffrescamento degli ambienti, in aumento di oltre il 3% in termini tendenziali, nonostante una giornata lavorativa in meno, compensando di fatto la riduzione del mese precedente. Secondo le analisi Terna (rapporti mensili), anche i dati destagionalizzati e corretti per effetti di calendario e temperatura confermerebbero i valori grezzi, delineando un sostanziale allineamento della domanda del II trimestre sui livelli di un anno fa. Anche le elaborazioni ENEA sulla richiesta mensile di elettricità corretta per tener conto soltanto del calendario e dell'attività economica mostra come buona parte del dato del trimestre sia da imputare al fattore climatico: ad aprile e maggio, infatti, i consumi elettrici si sono posizionati nell'estremo inferiore dell'intervallo di confidenza, discorso opposto per giugno.

Il risultato del II trimestre ridimensiona il calo che si era registrato nel corso di primi tre mesi dell'anno (-1%

tendenziale), portando la riduzione complessiva nel semestre a -0,6% rispetto allo stesso periodo del 2018.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.23), dopo il trend di riduzione fino ai minimi del 2014 e la stagnazione del biennio successivo, la domanda elettrica, cresciuta nel corso del 2017 (+2% rispetto al 2016), ha successivamente rallentato nel 2018 (+0,4%). I primi sei mesi del 2019 sembrano in questo senso accentuare il rallentamento dello scorso anno, passando a variazioni tendenziali negative.

I dati Terna aggiornati ad agosto 2019 ridimensionano tuttavia il calo del I semestre, maturato come detto principalmente nei primi mesi dell'anno: complessivamente nei primi otto mesi dell'anno in corso la richiesta elettrica è risultata infatti sui livelli dello stesso periodo dello scorso anno, per effetto dell'aumento del mese di luglio (+3%), contraddistinto da temperature medie più elevate dello scorso anno (Fig. 2.24).

Figura 2.21 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

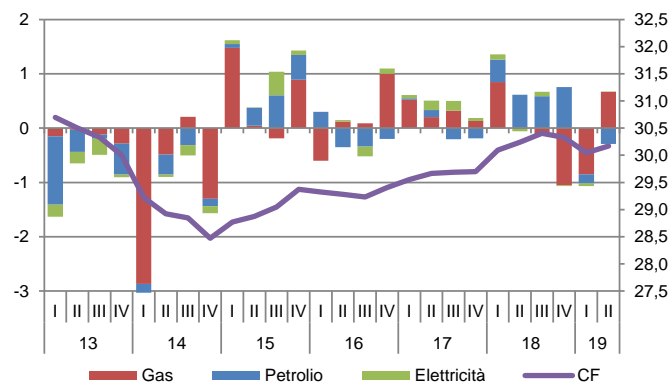


Figura 2.22 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

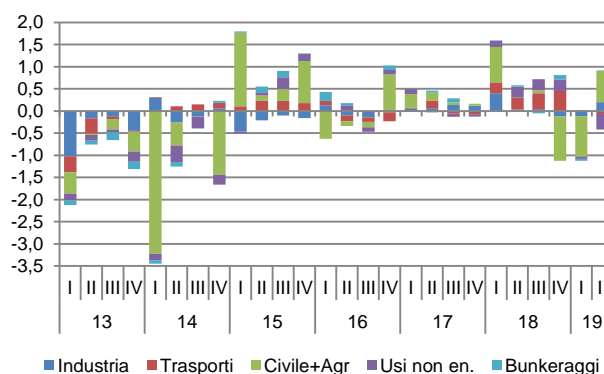
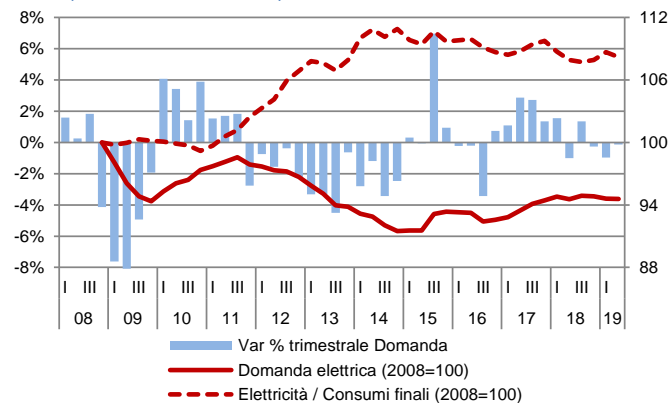


Figura 2.23 - Consumi elettrici trimestrali (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)



Nei primi sei mesi 2019 elettrificazione del sistema in lieve aumento, sebbene in calo nel II trimestre

L'andamento della domanda elettrica nel corso del II trimestre risulta in controtendenza rispetto a quello dei consumi finali di energia, che come si è visto sono invece aumentati di circa l'1,5% tendenziale. L'elettrificazione del sistema risulta quindi in riduzione rispetto allo stesso trimestre di un anno fa. L'incremento dei consumi finali nel II trimestre è infatti in larga misura imputabile alla maggiore richiesta di combustibili per il riscaldamento nei mesi di aprile e maggio. Tale risultato in parte compensa l'incremento di elettrificazione registrato nei primi tre mesi dell'anno, quando i consumi erano complessivamente calati più della sola richiesta di elettricità. Nel I semestre l'elettrificazione del sistema risulta comunque ancora in lieve aumento rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2018, dal momento che il calo della domanda è complessivamente meno sostenuto della riduzione dei consumi finali.

Una prospettiva di più lungo periodo mostra comunque come l'elettrificazione del sistema sia rimasta sostanzialmente invariata negli ultimi cinque anni (Figura 2.23).

Dopo la crescita del 2018 (+3%), nei primi sei mesi del 2019 consumi di energia nei trasporti sui livelli di un anno fa

Nel corso del II trimestre 2019 i consumi del settore trasporti sono stimati pari a circa 10 Mtep, in lieve calo (inferiore all'1% tendenziale) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Nei primi tre mesi dell'anno i consumi del settore si erano assestati sugli stessi livelli del I trimestre 2018, per cui complessivamente per la prima metà dell'anno in corso si stima dunque una lievissima riduzione dei consumi, -0,3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Il dato della prima metà del 2019 pare quindi portare i consumi del settore su una traiettoria più stabile, dopo la crescita registrata lo scorso anno (+3% tendenziale), su cui tuttavia avevano influito alcune novità introdotte sulla rilevazione delle vendite di prodotti petroliferi (si veda Analisi Trimestrale 1/2019).

Ancora in aumento i consumi per il trasporto aereo (+5% nel I semestre), in lieve riduzione (inferiore all'1%) i consumi per il trasporto stradale

In entrambi i primi trimestri dell'anno l'aumento tendenziale di quasi il 5% di consumi di carboturbo per il trasporto aereo è stato più che compensato dalla riduzione dei consumi per il trasporto stradale, in calo di quasi l'1% sul 2018. Nel II trimestre i consumi di carburante per il trasporto aereo sono risultati in aumento del 3% tendenziale, sebbene ad un ritmo inferiore rispetto allo scorso trimestre (+7%), allora in parte favorito da condizioni climatiche migliori rispetto a quelle dello scorso anno. In un'ottica di più lungo periodo, il dato del I semestre 2019 (+5% rispetto allo stesso periodo del 2018) è in linea con il trend di crescita degli ultimi anni, pur in lieve rallentamento rispetto al biennio 2017-18 (+7% in media).

In riferimento al solo trasporto stradale, nel II trimestre i consumi di energia risultano complessivamente in calo di circa l'1% rispetto allo stesso periodo del 2018: in calo le vendite di gasolio e benzina, in lieve ripresa invece il GPL (Figura 2.25). Nel dettaglio, le vendite di gasolio, in riduzione marginale nei primi tre mesi dell'anno, nel II trimestre mostrano un calo più evidente, pari all'1% in termini tendenziali: in riferimento alla intera prima metà dell'anno il calo è pari allo 0,6% tendenziale, in controtendenza rispetto all'aumento del 2018 (+4%rispetto sul 2017).

Così come nel corso dei primi tre mesi dell'anno, anche nel II trimestre il calo delle vendite di benzina risulta più marcato di quelle di gasolio: -2% nel trimestre in esame, -1,5% nell'intero I semestre 2019 (in termini di variazioni tendenziali). I dati più

recenti ridimensionano però questo calo: nel periodo gennaio-agosto la riduzione delle vendite di benzina si limita al -0,6%. Sono invece in lieve ripresa le vendite di GPL per autotrazione (+1% rispetto al II trimestre 2018), che ridimensiona in parte il calo di inizio anno (-2,5% tendenziale) e interrompe la tendenza di variazioni negative iniziata a metà 2017 (in media -3% di variazione tendenziale su base trimestrale). Con riferimento all'intero I semestre le vendite di GPL risultano in ogni caso ancora in marginale riduzione, che diviene un marginale aumento negli otto mesi gennaio-agosto. Sempre in riferimento ai carburanti per autotrazione (solo gasolio e benzina) si rileva inoltre come la riduzione del trimestre in esame (oltre 100.000 tonnellate in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), sia il risultato di un andamento non uniforme nel corso dei tre mesi che lo compongono. Il mese di aprile 2019 è stato infatti contraddistinto da decisi aumenti di consumi, oltre cento mila tonnellate in più (+4% rispetto allo stesso mese del 2018), mentre nel successivo bimestre si è invece registrata una importante riduzione, nel complesso superiore alle 200.000 tonnellate (oltre il 4% in meno).

Per quanto riguarda l'aumento delle vendite nel mese di aprile (in particolare per la benzina), una parziale spiegazione può essere ricercata in un calendario disomogeneo: la Pasqua dello scorso anno, caduta il 1° aprile, aveva infatti indotto un aumento dei rifornimenti a fine marzo (vedi comunicato stampa UP di marzo 2019). Per quanto riguarda l'andamento del traffico pesante, si rileva come il forte calo dei consumi di gasolio per autotrazione nel bimestre maggio-giugno (di cui la metà imputabile al traffico pesante, secondo stime UP), sia in parte coerente con il risultato dell'attività industriale: l'indice di produzione industriale ISTAT, complessivamente in calo dell'1,6% in termini tendenziali nel corso del II trimestre 2019, si è ridotto in particolare nei mesi di maggio e giugno (-2,5%), mentre è rimasto sostanzialmente invariato ad aprile,.

Figura 2.24 - Richiesta di energia elettrica mensile (dati corretti con intervallo di previsione al 95%, GWh)

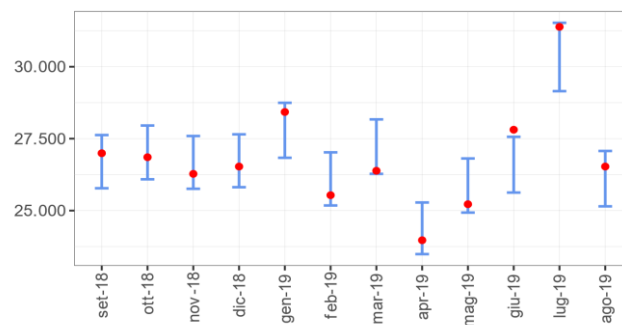
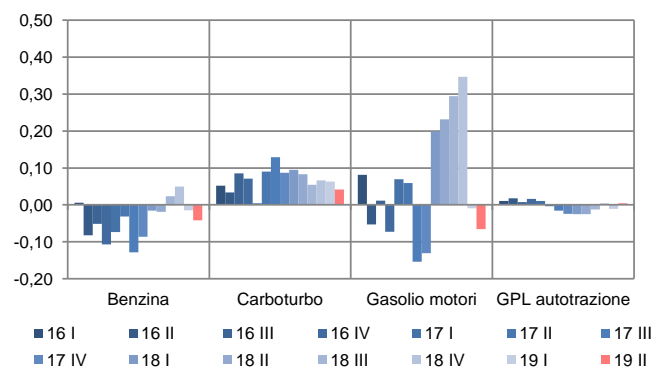


Figura 2.25 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)



Nei I semestre 2019 consumi di benzina e gasolio in linea con gli indicatori di traffico. Peggiora l'efficienza del parco auto

La riduzione dei consumi di benzina e gasolio nel I semestre dell'anno appare in linea con i dati ANAS sul traffico veicolare sulla rete stradale, che per i primi sei mesi dell'anno rileva un calo dell'IMR di circa mezzo punto percentuale rispetto allo stesso periodo dello scorso anno; con un calo invece significativamente più sostenuto del solo traffico pesante (-2,4%). Nel caso dei dati di traffico i dati disponibili sono solo di natura parziale, perché riferiti solo a una porzione del traffico totale (il traffico rilevato su una parte della rete stradale e autostradale di competenza ANAS, oppure il traffico totale sulla sola rete autostradale), per cui ogni valutazione che ne deriva deve tener conto del margine di incertezza sui dati. Cionondimeno, la rilevanza della questione del rapporto tra domanda di spostamento e consumi energetici per le prospettive della transizione energetica fa ritenere comunque utile associare i dati sul traffico con i dati sui consumi di energia.

Come emerge dalla Figura 2.26, il sostanziale allineamento tra dati di traffico e consumi nella prima metà del 2019 rappresenta una situazione molto diversa da quella del biennio 2016-17, durante il quale i consumi di energia per il trasporto su strada erano risultati in calo, nonostante il traffico veicolare in aumento. Il dato 2019 fa peraltro seguito a un anno, il 2018, nel quale si è assistito ad un forte aumento dei consumi in concomitanza con livelli di traffico sostanzialmente stabili (ma sull'aumento dei consumi dello scorso anno hanno tuttavia influito in maniera non trascurabile gli effetti di alcune novità introdotte sulla rilevazione delle vendite dei carburanti). Al netto degli effetti dei cambiamenti nelle metodologie di rilevazione, la Figura 2.26 induce a dividere l'ultimo quinquennio in due periodi diversi. Da un lato, il triennio 2015-2017, che si potrebbe definire di "disaccoppiamento virtuoso", quando i consumi di energia sono cresciuti molto meno del traffico, o addirittura diminuiti quando il traffico aumentava, in concomitanza con anni di accelerazione del ricambio del parco auto e di riduzione delle emissioni specifiche medie delle nuove auto (si veda l'analisi sul tema nel cap. 3). Da un altro lato, l'ultimo biennio (2018-2019), nel quale il disaccoppiamento tra traffico e consumi sembra venuto meno, in concomitanza con una fase di rallentamento del ricambio del parco (-3% in media) e di peggioramento delle emissioni specifiche medie del nuovo immatricolato (Fig. 2.27)

Nei primi sei mesi del 2019 i consumi dell'industria sui livelli di un anno fa nonostante il calo della produzione industriale

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nei primi sei mesi del 2019 sono stati complessivamente pari a circa 13 Mtep, sostanzialmente sugli stessi livelli dei primi sei mesi del 2018. La lieve riduzione dei primi tre mesi dell'anno, da ricercare nel calo di circa un punto percentuale sia di gas che elettricità, è stata compensata nel corso dei successivi tre mesi, nei quali a fronte di una variazione sostanzialmente nulla di gas ed elettricità si stima un lieve aumento dei prodotti petroliferi. Diversamente da quanto rilevato per i primi tre mesi dell'anno, sul cui risultato ha probabilmente influito anche il calendario (due giorni lavorativi in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), nel II trimestre le giornate lavorative sono state le stesse dell'anno precedente. In un'ottica più di lungo periodo, dopo il lieve aumento del 2018, i dati parziali del primo semestre del 2019 sembrano quindi riportare i consumi del settore sulla traiettoria di sostanziale stazionarietà del precedente biennio 2016-2017, a valle del lungo periodo di forti riduzioni del 2012-2015 (quasi il 5% medio annuo di variazione tendenziale). La Figura 2.28 mostra l'evoluzione dei consumi energetici del settore e dei

suoi principali driver, produzione industriale totale e dei beni intermedi. Emerge come la stazionarietà dei consumi del settore nei primi sei mesi del 2019 (rispetto ai primi sei mesi del 2018) avvenga in concomitanza con un deciso calo (-1,5% tendenziale) dell'indice di produzione industriale, tornato a scendere dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni tendenziali positive. Nel semestre risulta anche più marcata la riduzione dell'attività industriale del solo comparto dei beni intermedi, in contrazione di oltre il 2,5% rispetto ai primi sei mesi del 2018.

Dalla Figura 2.28 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 ridimensionato nel corso del 2018, e i dati parziali del 2019 sembrano confermare ulteriormente tale tendenza.

Figura 2.26 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (Aiscat) - variazioni % annuali (NB: per il 2019 dati primo semestre, per il traffico dato ANAS)

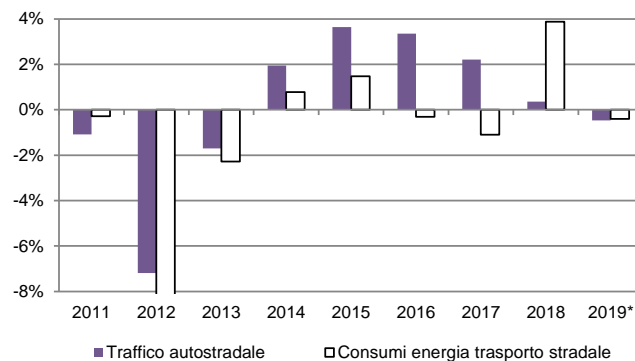


Figura 2.27 - Emissioni specifiche medie del parco auto, consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale - variazioni % annuali (NB: per il 2019 dati primo semestre)

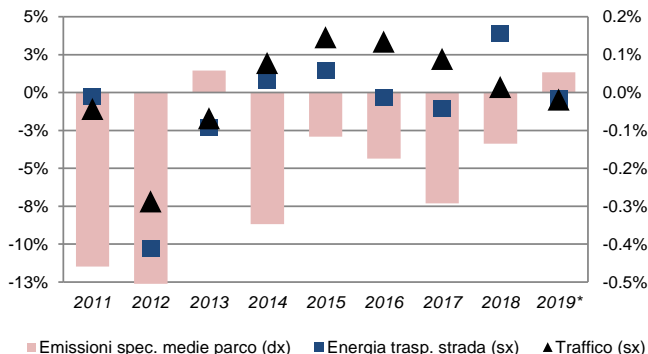
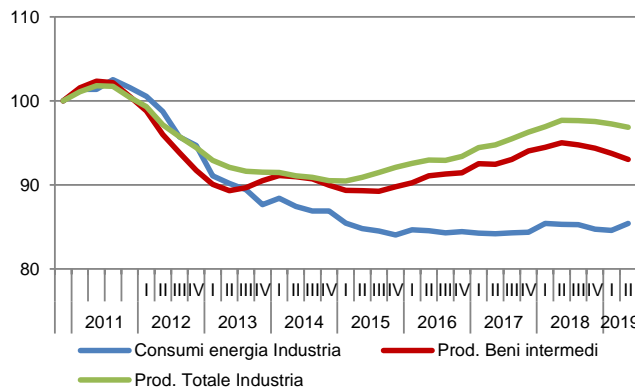


Figura 2.28 - Consumi energetici industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



Nella prima metà dell'anno consumi del settore civile in calo dell'1%: il netto aumento del II trimestre ridimensiona il risultato dei primi tre mesi

Nel II trimestre 2019 i consumi di energia del settore civile risultano in netto aumento rispetto allo stesso periodo del 2018, circa il 10% in più rispetto allo stesso periodo del 2018. Secondo i dati SNAM, i consumi di gas sulle reti di distribuzione sono infatti cresciuti nel trimestre in esame del 20% in termini tendenziali (+800 mila Smc), per effetto dei forti aumenti dei mesi di aprile e maggio (rispettivamente +17% e +40% le variazioni tendenziali), mentre è stata invece sostanzialmente nulla la variazione a giugno. Le ragioni di tali variazioni sono di natura climatica: come anticipato (si veda par. 2.1) i mesi di aprile e maggio sono infatti stati contraddistinti da temperature più rigide rispetto a quelle dello scorso anno. Anche i consumi di prodotti petroliferi (GPL e gasolio) hanno seguito lo stesso andamento di quelli di gas, in aumento di oltre il 15% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Come emerge dalla Figura 2.29, l'andamento dei consumi nel trimestre in esame risulta in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, su cui agisce, oltre alla componente climatica e all'andamento dei prezzi delle commodity (in calo tendenziale), anche il risultato del settore dei servizi (sui livelli dello stesso periodo del 2018). Il risultato del II trimestre 2019 ridimensiona in buona parte la riduzione dei primi tre mesi dell'anno, quando le temperature miti di febbraio e marzo avevano portato i consumi del settore a scendere di quasi 1 Mtep rispetto al I trimestre 2018.

Complessivamente, nel corso della prima metà dell'anno i consumi del settore risultano in ogni caso in riduzione di circa l'1% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Stime preliminari ENEA sul III trimestre: consumi di energia in lieve ripresa, nei primi nove mesi calo inferiore all'1% per l'energia primaria, calo marginale per l'energia finale; resta in negativo il bilancio delle FER, emissioni di CO₂ stazionarie

Secondo una stima preliminare relativa ai primi nove mesi del 2019, possibile grazie alla disponibilità di dati parziali relativi a parte del III trimestre dell'anno, la lieve ripresa della domanda di energia registrata nel II trimestre sarebbe proseguita anche nel trimestre successivo. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno i consumi di energia primaria risulterebbero quindi ancora in diminuzione, ma per meno di un punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre la riduzione dei consumi finali sarebbe ancora meno marcata (il dato sarà rivisto nel prossimo numero dell'Analisi Trimestrale, veda Nota metodologica).

In termini di mix, la riduzione dei primi nove mesi dell'anno, quantificabile in circa 1 Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, sarebbe il risultato dei cali di solidi, importazioni, rinnovabili e petrolio, complessivamente in calo di quasi 3 Mtep, che avrebbero più che compensato gli aumenti della sola domanda di gas naturale.

Nel dettaglio, i consumi di gas (stimati in aumento di quasi 2 Mtep rispetto ai primi nove mesi del 2018) hanno proseguito il trend di crescita del II trimestre, grazie al maggior ricorso nella generazione termoelettrica a luglio e agosto. I consumi di petrolio sono stimati invece nei nove mesi in riduzione di circa l'1%, circa la metà dunque del calo stimato per il I semestre (-2%).

Per quanto riguarda le rinnovabili, dopo il forte calo del II trimestre si stima una nuova ripresa nel III trimestre (sulla base dei dati disponibili di luglio ed agosto, mentre per settembre si assume variazione tendenziale nulla), grazie alla ripresa della generazione idroelettrica (+9% e +5% rispettivamente a luglio ed agosto) e fotovoltaica (+3% quasi sia a luglio che ad agosto).

Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno il bilancio delle FER risulterebbe in ogni caso negativo, circa l'1% in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (contro il -2,5% stimato per il I semestre).

Infine, la riduzione delle importazioni di elettricità resta sulla traiettoria dei primi sei mesi dell'anno, con una riduzione dell'import netto di poco inferiore al 20%.

Sulla base di tali stime preliminari, a seconda delle ipotesi circa il consumo di combustibili solidi, si arrivano a stimare emissioni di CO₂ probabilmente sui livelli di un anno fa, con la possibilità anche di un lieve aumento.

Come emerge anche dalla Figura 2.30, nel corso dei primi nove mesi dell'anno, a fronte di una riduzione dei consumi di energia primaria di circa un punto percentuale, si stima quindi una stazionarietà delle emissioni.

Il motivo è da ricercare nel fatto che la minore domanda di energia stimata per i primi tre trimestri dell'anno in corso (rispetto allo stesso periodo del 2018) è rappresentato in buona parte da FER e importazioni, mentre i consumi di fonti fossili risulterebbero complessivamente in lieve aumento: i minori consumi di solidi e petrolio di fatto sarebbero infatti più che compensati dal maggior ricorso a gas.

Figura 2.29 - Consumi di energia e superindice del settore Civile (num. indice 2010=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

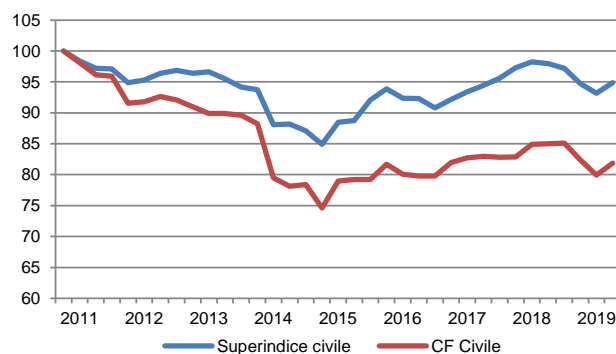
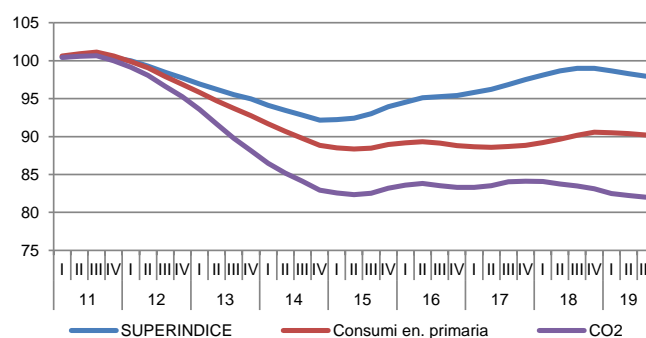


Figura 2.30 - Andamento del Superindice ENEA, dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO₂ (num. indice 2014=100, media mobile ultimi 4 trimestri)



3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Nella prima metà dell'anno emissioni di CO₂ sui livelli del I semestre 2018. Stazionarietà delle emissioni ormai al quinto anno consecutivo

Le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano nel corso della prima metà dell'anno sono stimate sostanzialmente sugli stessi livelli del I semestre 2018, circa 165 Mt di CO₂. La forte riduzione stimata per i primi tre mesi dell'anno (circa il 3% in meno dello stesso periodo dello scorso anno), risulterebbe di fatto compensata dall'aumento del II trimestre (Figura 3.1, vedi Nota metodologica).

Se nel corso del 2018 si era osservato un disaccoppiamento tra emissioni, in calo di circa il 2%, e consumi energetici, cresciuti di oltre l'1%, la prima metà del 2019 sembra invece indicare un rallentamento di questo processo: infatti, a fronte di emissioni stabili, il fabbisogno di energia primaria sarebbe invece in calo di circa l'1,5% rispetto allo stesso periodo di un anno fa (si veda cap.2). Il motivo è da ricercare nel fatto che la riduzione del fabbisogno di energia primaria nel I semestre è rappresentata da minori importazioni e calo delle rinnovabili (si veda par. 2.2), mentre le fossili nel complesso sarebbero invariate sui livelli del 2018 (si veda oltre la scomposizione delle emissioni tramite Identità di Kaya).

In una ottica più di lungo periodo, dopo gli anni di forte riduzione per la crisi economica fino ai livelli minimi del 2014 (oltre il 4% in medio annuo tra 2010-2014), nell'ultimo quinquennio le emissioni di CO₂ in Italia sono rimaste sostanzialmente stazionarie (Figura 3.1).

In deciso aumento le emissioni di CO₂ sia da settori ETS che ESD (+4% in media rispetto al II trimestre 2018)

L'aumento delle emissioni di CO₂ stimata per il II trimestre dell'anno, quasi 3 Mt in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, è da ricercare sia nei settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System) sia nei settori ESD (disciplinati dalla Effort Sharing Decision, cioè principalmente trasporti e climatizzazione degli edifici). In entrambi le emissioni sono infatti in netto aumento rispetto ai livelli di un anno fa (Figura 3.2).

L'incremento delle emissioni nei settori ESD (quasi il 4% in più rispetto allo stesso periodo del 2018), risulta d'altro canto sostanzialmente in linea con l'incremento dei consumi finali di energia (al netto di bunkeraggi ed usi non energetici, Figura 3.3). Tale risultato compensa in buona parte la riduzione stimata per i primi tre mesi dell'anno (-4% tendenziale), portando le emissioni settoriali nella prima metà dell'anno in corso solo in lieve calo rispetto allo stesso periodo di un anno fa, in parziale controtendenza rispetto al leggero incremento registrato nel 2018.

Anche per i settori ETS il netto aumento delle emissioni compensa la riduzione dei primi tre mesi dell'anno. Complessivamente nella prima metà dell'anno le emissioni del settore risultano in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (+1%), un dato che, seppur parziale, sembra interrompere il trend di forte contrazione delle emissioni ETS del precedente anno e mezzo (-5% in media).

Figura 3.1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (media mobile 4 termini, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

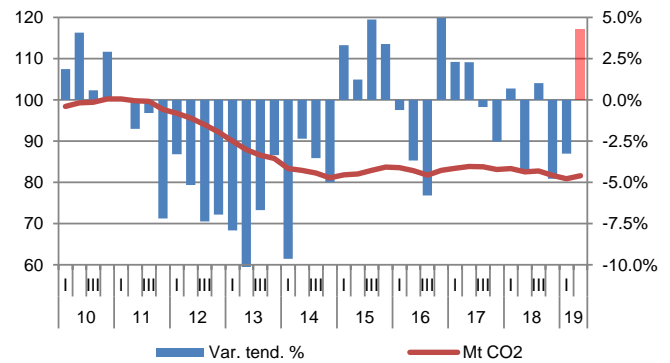


Figura 3.2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

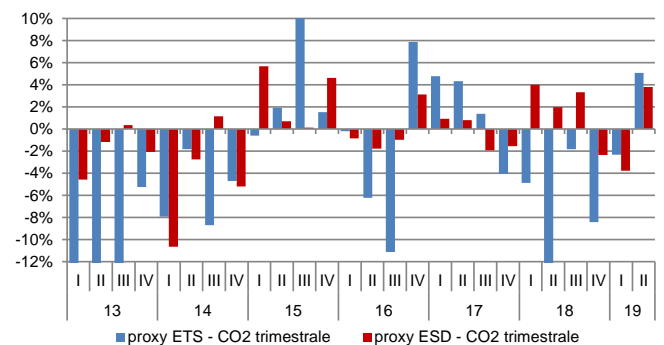
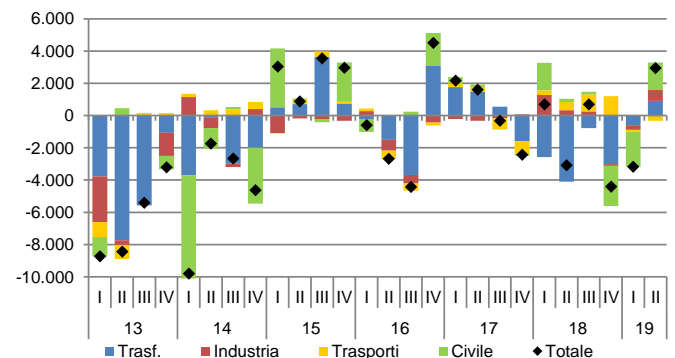


Figura 3.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)



Dopo un anno e mezzo di riduzioni, nel II trimestre 2019 tornano ad aumentare le emissioni per la generazione elettrica: nella prima metà dell'anno +1% tendenziale

Nel corso del I semestre 2019 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (+1% circa). Le forti riduzioni dei primi tre mesi dell'anno sarebbero infatti state compensate dall'aumento del II trimestre. Come emerge dalla Figura 3.4, il risultato parziale della prima metà dell'anno in corso delinea quindi un rallentamento del processo di riduzione delle emissioni del settore, che aveva invece proceduto a ritmi decisamente sostenuti a partire dalla seconda metà del 2017.

Per analizzare le ragioni dell'andamento del settore, in Figura 3.4 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Si rileva che, se nei primi tre mesi dell'anno la riduzione dell'intensità carbonica della produzione termoelettrica aveva determinato un forte calo delle emissioni del settore, nonostante l'aumento della produzione nazionale, nel corso dei successivi tre mesi, pur in presenza di una nuova forte riduzione della intensità carbonica del parco termoelettrico, le emissioni risultano complessivamente in aumento per il forte ricorso alla produzione termica. Nel dettaglio:

- La **produzione nazionale** nel corso del II trimestre dell'anno è risultata in aumento di oltre 1 TWh, circa il 2% in più rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, in linea quindi con il risultato dei primi tre mesi (+3%). Tale risultato, che si rileva nonostante la domanda elettrica si sia complessivamente ridotta, seppur in maniera lieve, è da ricercare nella riduzione del saldo import-export, nei primi sei mesi in netto calo (circa il 20%, si veda par.2.2). Come emerge dalla Figura 3.4, l'aumento della quota di produzione nazionale sia nel I che nel II trimestre del 2019 ha quindi fornito un impulso all'aumento delle emissioni del settore, quantificabile in circa il 2%, diversamente da quanto osservato per il 2018 quando aveva invece contribuito alla riduzione complessiva (per la ripresa delle importazioni dalla Francia dopo il blocco del nucleare).
- Contrariamente a quanto rilevato per i primi tre mesi dell'anno, nel II trimestre 2019 la **quota di produzione termica** sul totale della produzione nazionale ha fornito un forte impulso all'aumento delle emissioni del settore (+9% circa). Se nel corso del I trimestre la minore produzione idroelettrica era stata più che compensata dagli aumenti della generazione da rinnovabili intermittenti (Figura 3.5), nei successivi tre mesi la produzione da FER risulta invece complessivamente in calo (-10% rispetto al II trim. 2018), perché il calo della produzione idroelettrica è proseguito a ritmi anche più sostenuti (-18% tendenziale), mentre l'incremento delle intermittenti è stato meno forte che nei primi tre mesi dell'anno (+3%). Con riferimento all'intero I semestre, la quota di produzione termica ha dunque fornito complessivamente una spinta all'aumento delle emissioni, contrariamente a quanto avvenuto nel 2018, quando aveva invece contribuito in maniera importante alla riduzione delle emissioni del settore (grazie alla ripresa della produzione idroelettrica dai minimi del 2017).
- In linea con quanto osservato nei primi tre mesi del 2019, l'**intensità carbonica della produzione termica** (gCO₂ per kWh prodotto) risulta nel II trimestre in forte calo, fornendo un netto impulso alla riduzione delle emissioni del settore (-5%). Così come nel corso del I trimestre, si registra infatti da un lato una forte ripresa dei consumi di gas per la generazione elettrica (+17% nei sei mesi in

termini tendenziali), dall'altro il perdurare della contrazione della produzione da solidi, in calo di oltre il 20% nel corso della prima metà dell'anno. Il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano prosegue dunque lungo la traiettoria intrapresa dalla metà del decennio in corso (Figura 3.4).

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale)

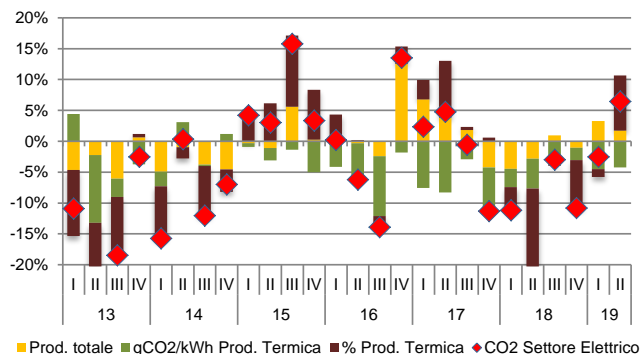


Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - somma ultimi quattro trimestri (variazione tendenziale, GWh)

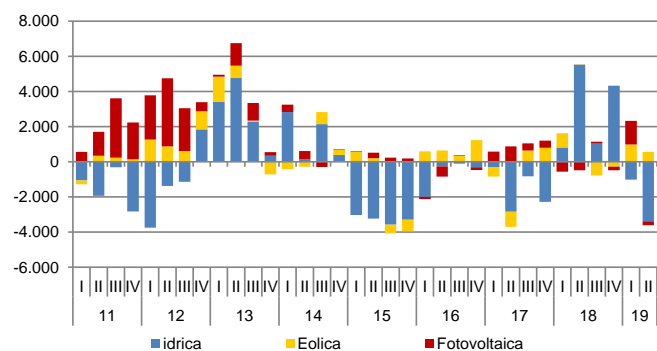
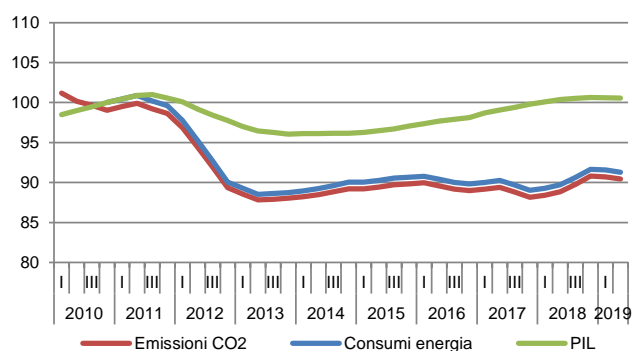


Figura 3.6 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Nella prima metà del 2019 le emissioni del settore trasporti in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2018, in linea con i consumi settoriali

Dopo la variazione marginalmente negativa del I trimestre, le emissioni di CO₂ del settore dei trasporti sono stimate in calo leggermente più deciso nel II trimestre (-1% tendenziale). Nel corso dei primi sei mesi del 2019 le emissioni risultano dunque in lieve calo rispetto ai livelli di un anno fa (quasi l'1% in meno), un calo leggermente inferiore a quello, solo marginale, dei consumi energetici del settore (Figura 3.6). Il motivo è da ricercare nell'andamento dei consumi di carboturbo per uso aviazione, in aumento anche nel semestre in esame (si veda cap. 2), che solo in parte rientrano nel calcolo delle emissioni.

Nella prima metà del 2019 consumi e CO₂ del settore trasporti sono diminuiti ad un ritmo leggermente più sostenuto rispetto al PIL (in calo dello 0,2%). Anche con riferimento ad un orizzonte di più lungo periodo si rileva un modesto disaccoppiamento tra andamento di consumi ed emissioni del settore e andamento del PIL, sebbene a fasi alterne. Come emerge dalla Figura 3.6, oltre che negli anni di piena crisi economica, quando i consumi si erano ridotti in maniera più sostenuta del PIL, anche nel corso del biennio 2016-17 la domanda di energia del settore è rimasta sostanzialmente stabile a fronte della crescita dell'economia italiana. Nel 2018 si era invece registrato un'inversione di questo processo, e anche i primi sei mesi dell'anno in corso non sembrano indicare una decisa ripresa del disaccoppiamento (si veda quanto detto nel cap. 2).

Forte peggioramento delle emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione: nei primi sei mesi dell'anno +6% rispetto ai livelli di un anno fa

Anche se in lieve riduzione rispetto ai livelli massimi dei primi tre mesi del 2019 (-1,4%), nel corso del II trimestre dell'anno le emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione risultano notevolmente più elevate rispetto ai livelli dello stesso periodo di un anno fa (+5%).

Come emerge dalla Figura 3.7, dopo il lungo periodo di riduzioni che aveva portato le emissioni medie del nuovo immatricolato dai 118 gCO₂/km di inizio 2014 ai 112 di fine 2017, nel corso del 2018 si è registrato invece un aumento superiore all'1% (rispetto al 2017), proseguito a ritmi decisamente più sostenuti nel corso del 2019. Secondo i dati più recenti UNRAE, nei primi otto mesi dell'anno, infatti, le emissioni medie specifiche sarebbero pari a quasi 120 gCO₂/km, il 5,5% in più rispetto allo stesso periodo di un anno fa (113,5 gCO₂/km). Come rilevato già nei precedenti numeri dell'Analisi Trimestrale ENEA, tali risultati rendono particolarmente sfidante il raggiungimento del target di 95 CO₂/km del 2021, e più in generale l'obiettivo della decarbonizzazione del settore dei trasporti.

Altro elemento di preoccupazione, in tale senso, è rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare. Nonostante nel corso del II trimestre 2019 il mercato dell'auto non abbia fatto registrare cali delle vendite decisi come nei primi tre mesi dell'anno (-6,4% tendenziale), non si rilevano tuttavia particolari segni di ripresa. Le nuove immatricolazioni anche nel II trimestre sono in calo, seppur lieve (-0,3% rispetto al II trimestre 2018): il dato parziale dei primi otto mesi dell'anno prospetta un calo complessivo delle vendite del 3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, in linea quindi con la riduzione già registrata nel 2018 (-3,4% sul 2017).

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni (Figura 3.8), si segnala il perdurare della crisi del diesel, in calo nella prima metà dell'anno del 23% rispetto allo scorso anno (oltre 140 mila vetture in meno), calo ancora più accentuato nei dati più recenti di agosto. D'altro canto, prosegue l'aumento delle vendite di autovetture a benzina,

oltre 92 mila vetture in più rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (+25%). Anche in questo caso i dati di luglio ed agosto confermano la crescita delle vendite di auto a benzina: la motorizzazione a benzina arriva così a rappresentare il 44% del totale immatricolato nel 2019, dieci punti percentuali in più rispetto allo stesso periodo del 2018.

Come rilevato per i primi tre mesi dell'anno, prosegue a ritmi anche più sostenuti l'aumento delle immatricolazioni di vetture a GPL: +7% nei primi otto mesi dell'anno (circa 6 mila vetture in più), dopo la riduzione dello scorso anno (-3% sul 2017).

Nonostante nei primi sei mesi dell'anno le vendite di auto a metano risultino nettamente inferiori rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-37% il dato cumulato), si rilevano tuttavia segnali di ripresa: oltre 10 mila vetture immatricolate nel II trimestre dell'anno in corso rappresentano infatti un risultato positivo se confrontato con i precedenti tre trimestri (in media meno di 6 mila vetture per trimestre). I dati relativi a luglio ed agosto confermano tale tendenza.

Prosegue inoltre il trend di crescita del mercato di auto ibride, quasi 30 mila immatricolazioni nel secondo trimestre (+29%); il dato cumulato relativo ai primi otto mesi dell'anno porta l'aumento al +26%, lievemente inferiore al risultato dello scorso anno (+30% sul 2017).

Nel corso del II trimestre 2019 sono poi in grande crescita le vendite di auto elettriche, con oltre 3.800 vetture immatricolate nel solo trimestre in esame, il triplo rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. In riferimento ai primi otto mesi dell'anno in corso le nuove immatricolazioni di auto elettriche contano oltre 6.500 unità, contro le poco più di 3 mila dello stesso periodo di un anno fa. In termini di quote di mercato, complessivamente le immatricolazioni di vetture ibride ed elettriche nei primi otto mesi del 2019 rappresentano quasi il 6% del mercato del nuovo (poco più del 4% nel 2018). In termini di vendite per segmento, prosegue l'aumento delle nuove immatricolazioni di SUV (+6% nei primi otto mesi), anche se a ritmi meno sostenuti di quanto osservato nel 2018 (+18,5% rispetto al 2017).

Figura 3.7 - Nuove immatricolazioni auto (media ultimi 4 trim.) ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/km, asse dx)

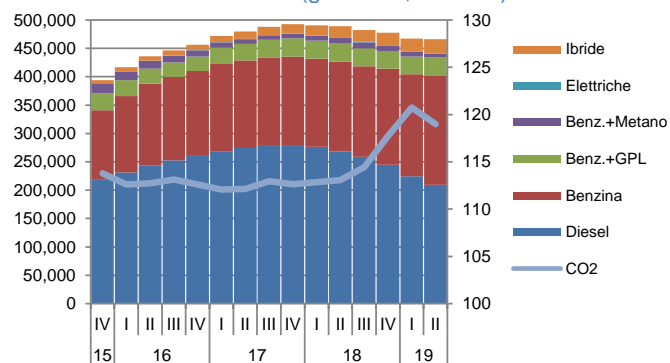
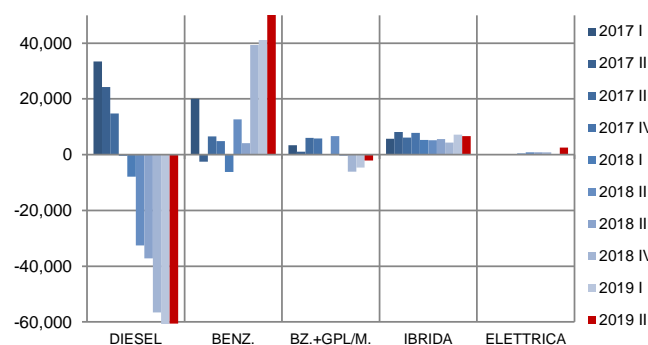


Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)



Nel II trimestre si indebolisce la spinta alla riduzione delle emissioni proveniente dal calo dell'intensità energetica del PIL e dalla quota di fossili nel mix energetico

La Figura 3.9 riporta la scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO₂ 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 CO₂ negli stessi tre anni). Dalla figura emerge come il tasso medio annuo triennale di riduzioni delle emissioni sia andato via via riducendosi, fino a variazioni positive nel 2017. Da allora la variazione media annua è tornata ad attenuarsi, tornando a variazioni negative a partire dalla seconda metà del 2018. Nel I trimestre 2019 il tasso di riduzione medio annuo (rispetto ai precedenti tre anni) risultava pari all'1%, ma nel corso del II trimestre il forte aumento delle emissioni ha ridotto questo tasso di riduzione allo 0,5% m.a.

Con riferimento all'andamento delle diverse componenti dell'identità di Kaya, a metà 2019 si conferma ancora negativa la spinta proveniente dall'**intensità energetica del PIL** (-0,6% m.a. negli ultimi tre anni), anche se in progressiva diminuzione: dal -2% medio annuo del 2014-2016, al -1% del 2017, al -0,7% del 2018.

Una spinta alla riduzione delle emissioni proviene anche dall'**intensità carbonica delle fonti fossili** (-0,9% m.a. negli ultimi tre anni) per il minor ricorso a carbone e petrolio rispetto al gas naturale.

L'impulso proveniente dalla **quota di fonti fossili sull'energia primaria** si è andato via via riducendo dal +1,5% della seconda metà del 2017 (per la ripresa del gas nella termoelettrica), passando a valori negativi a fine 2018 (-0,2% m.a.). Dopo avere proseguito su tale tendenza anche nei primi tre mesi del 2019, nel II trimestre la spinta si è invece indebolita, dato il risultato negativo delle FER nella generazione elettrica. A metà 2019 il contributo della quota di fonti fossili sull'energia primaria alla variazione delle emissioni nei precedenti tre anni risulta invece sostanzialmente neutrale.

Resta infine positiva la spinta all'aumento delle emissioni proveniente dal **PIL pro-capite** (+1,1% m.a. negli ultimi tre anni), sebbene l'impulso risulti progressivamente meno marcato con il passare dei trimestri, dato il perdurare del rallentamento dell'economia italiana.

Complessivamente dunque il ridimensionamento del calo delle emissioni nel II trimestre (-0,5% rispetto al -1% dei primi tre mesi del 2019, sempre in termini di variazioni annue sulla base di tre anni precedenti), è da ricercare nella minore spinta negativa proveniente dalle componenti quota di fossili/energia primaria (di fatto esauritasi) e intensità energetica del PIL (come detto, ridimensionatasi).

Se quindi si considerano le variazioni medie annue delle emissioni ipotizzando di azzerare il contributo della componente economica (PIL/cap), a metà 2019 la variazione media annua delle emissioni (calcolata sui tre anni precedenti) risulterebbe in riduzione di circa l'1,6%, un dato che, seppur più sostenuto della riduzione dello 0,6% medio annuo effettivamente registrato, risulta comunque in peggioramento rispetto agli ultimi due trimestri.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3.10), il ritorno alle forti riduzioni delle emissioni di CO₂ registrate nel triennio 2013-2015 (in media, sempre al netto della componente PIL/cap) pare pertanto problematico in assenza di un più deciso processo di disaccoppiamento tra economia ed energia (riduzione della domanda di energia nei settori di impiego finale) e tra energia ed emissioni (accelerazione della penetrazione delle rinnovabili).

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

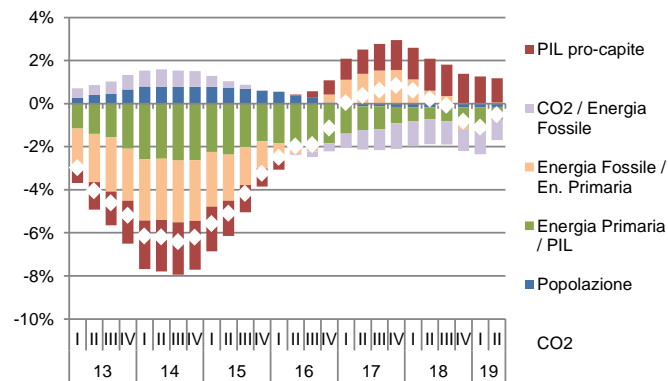


Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (2010=100)

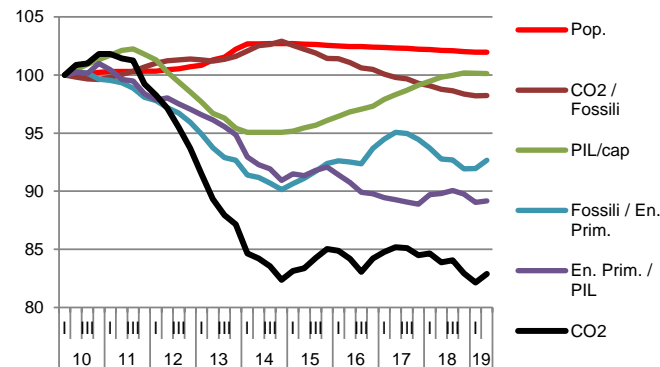


Figura 3.11 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2018-2013)

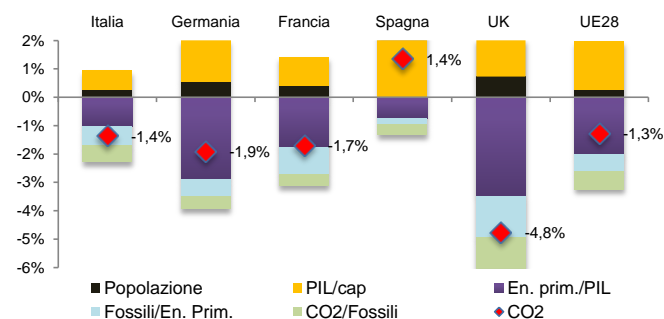
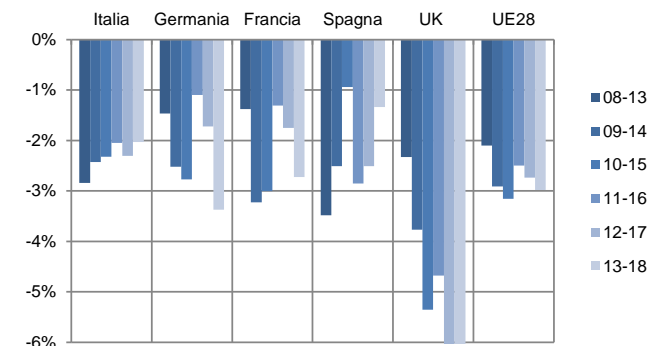


Figura 3.12 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE al netto della componente PIL/cap (variazioni % medie annue in diversi intervalli quinquennali)



In Italia riduzioni delle emissioni CO₂ in linea con la UE, ma a fronte di una ripresa economica più modesta

La Figura 3.11 mostra la variazione media annua delle emissioni di CO₂ nei principali Paesi UE nel quinquennio 2013-2018, con relativa scomposizione nelle componenti dell'identità di Kaya. Emerge come la riduzione stimata per l'Italia (-1,4%), in linea con la media UE, avvenga a fronte di una ripresa economica assai più modesta: la componente PIL/cap in UE è infatti in aumento dell'1,7% m.a. nel periodo di riferimento, rispetto allo 0,7% italiano. Sia in Germania che in Francia, infatti, nello stesso periodo le emissioni di CO₂ si sono ridotte a ritmi anche leggermente più sostenuti che in Italia (-1,8% m.a.), ma in presenza di una crescita economica decisamente più elevata (+1,2% in media). La riduzione delle emissioni appare poi particolarmente decisa nel Regno Unito (-5% m.a.), per il rapido e deciso calo dei consumi di carbone, di fatto dimezzati rispetto ai livelli di qualche anno fa (componente CO₂/fossili).

Dalla figura emerge inoltre come il principale contributo alla riduzione delle emissioni sia venuto in tutti i Paesi dalla componente intensità energetica del PIL, in calo del 2% medio annuo in Europa, e a ritmi anche più sostenuti in Germania (-3% m.a.) e Gran Bretagna (-3,5% m.a.). È rilevante come in Italia (-1% m.a.) abbia proceduto ad una velocità dimezzata rispetto a quanto accaduto in UE nel medesimo periodo.

Una conferma viene dalla Figura 3.12, in cui sono riportate le variazioni medie annue (rispetto ai livelli di 5 anni prima) delle emissioni di CO₂ depurate dalla componente PIL/cap, calcolate su diversi periodi di cinque anni. Emerge come il calo delle emissioni di CO₂ in Italia, se calcolato al netto dell'impulso proveniente dalla crescita economica, risulti in tutti gli intervalli temporali analizzati significativamente inferiore rispetto a quello relativo alla media UE, e in più con una tendenza all'aumento del gap: nel quinquennio 2013-2018 il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni, al netto della componente PIL/cap, è stato in Italia pari al 2%, nell'UE è stato pari al 3%.

Nei primi sei mesi 2019 aumento significativo della nuova potenza di impianti FER, ma restano sfidanti i target al 2030, specie per il fotovoltaico

Secondo i dati ANIE la nuova potenza eolica, fotovoltaica e idroelettrica connessa nei primi sei mesi dell'anno è stata complessivamente pari a 554 MW, superiore di oltre 200 MW rispetto a quanto registrato nello stesso periodo dello scorso anno (+64%).

Nel dettaglio, le nuove installazioni di impianti solari (231 MW nel semestre) risultano in aumento del 20% rispetto allo stesso periodo di un anno fa. Dopo il risultato positivo dei primi tre mesi dell'anno (+18% tendenziale), nei tre mesi successivi si è registrato un aumento anche più sostenuto (+22%). In forte aumento la nuova potenza di impianti eolici, complessivamente pari a 300 MW nei sei mesi, tre volte le installazioni di un anno fa. Tale risultato è maturato in particolare nel mese di giugno, quando sono stati connessi alla rete ben 214 MW (il 70% del totale dell'anno in corso). Ancora in calo invece le nuove installazioni di impianti idroelettrici, arrivati a giugno 2019 a 23 MW, circa la metà sia rispetto ai 43 MW dello scorso anno, sia rispetto ai 40 MW del primo semestre 2017.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3.13) si rileva come da inizio 2014 la nuova capacità connessa di impianti FER sia stata complessivamente pari a 4,7 GW (circa 0,9 GW l'anno). Di questi, il 46% (2,2 GW) sono impianti solari, il 42% (2 GW) eolici, il restante 12% (0,6 GW) nuova potenza idroelettrica.

Nella Figura 3.14 si riporta il dato medio mensile di nuova capacità connessa relativa alla prima metà del 2019, confrontato con i precedenti cinque anni.

Nel caso del fotovoltaico la prima parte del 2019 mostra un trend di crescita pluriennale, a tassi annui che sembrano in progressivo rallentamento: mediamente nei primi sei mesi del 2019 le nuove installazioni di impianti fotovoltaici connessi alla rete (38,6 MW/mese) sono cresciute di circa il 5% rispetto allo scorso anno, a fronte del +13% medio del precedente triennio (+22% nel 2016, +10% nel 2017, +7% nel 2018).

Le nuove installazioni di impianti eolici nei primi sei mesi del 2019 (in media 50 MW/mese) risultano in aumento rispetto al valore medio mensile dello scorso anno (43 MW/mese, +15%), seppur ad un ritmo dimezzato rispetto a quanto registrato nel corso del precedente biennio (+34% di variazione tendenziale in media).

Discorso differente per l'idroelettrico, solo 3,8 MW/mese di nuove connessioni nei primi sei mesi, contro i 9MW/mese medi dei precedenti cinque anni.

In una prospettiva di più lungo periodo, i dati relativi alla nuova capacità da FER, solare ed eolico in particolare, rendono chiaro quanto sia ambizioso il raggiungimento degli obiettivi al 2030, che richiederebbe ritmi di crescita significativamente più sostenuti di quelli registrati nel corso degli ultimi 5 anni e mezzo. La proposta di Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima prospetta infatti al 2030 oltre 50 GW di capacità da fotovoltaico, 30 GW aggiuntivi rispetto alla capacità odierna. Per raggiungere questo valore sarebbe necessario installare circa 2,5 MW di nuova capacità annua, cinque volte maggiore rispetto allo 0,4 GW/anno degli ultimi cinque anni (senza considerare gli impianti che per quella data saranno già dismessi o in fase di dismissione). Per quanto riguarda l'eolico, l'obiettivo, seppur sfidante, appare meno irraggiungibile: il PNIEC al 2030 prospetta circa 17,5 GW di capacità installata, quindi 7 GW aggiuntivi rispetto al dato odierno, pari a circa 0,6 GW/anno, un valore superiore di circa il 50% ai 0,4 GW/anno degli ultimi cinque anni.

Figura 3.13 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)

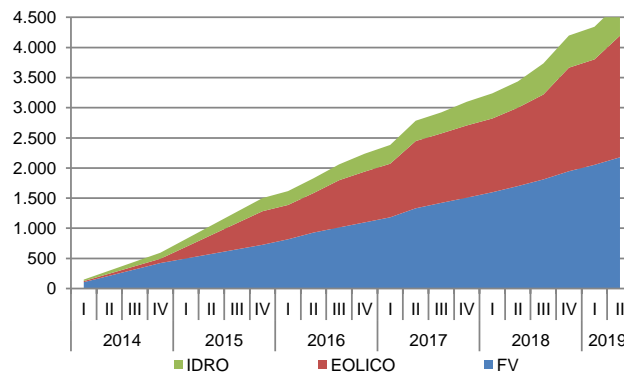
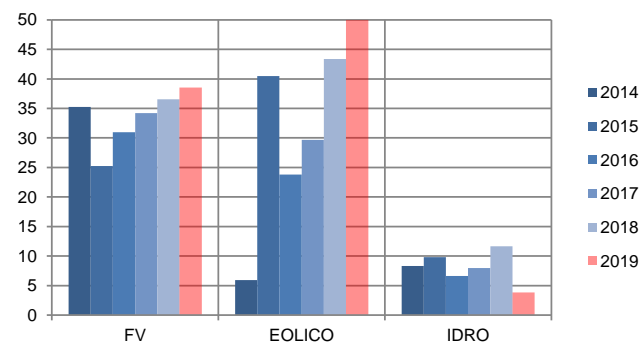


Figura 3.14 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)



4. Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Ancora revisioni in aumento delle previsioni di produzione non-OPEC. Nel 2019 quota OPEC ai minimi del decennio

Gli eventi geopolitici accaduti nel corso degli ultimi mesi hanno contribuito a rafforzare l'evidenza di una situazione del mercato petrolifero mondiale caratterizzato da eccesso di offerta e notevole capacità di resilienza del sistema produttivo.

La produzione statunitense, già attestata oltre i 12 milioni bbl/g durante l'intero secondo trimestre, si è spinta anche fino oltre al record di 12,5 evidenziandosi in tal modo proprio nel ruolo di fornitura globale di ultima istanza. Secondo dati preliminari a giugno gli Stati Uniti hanno superato momentaneamente l'Arabia Saudita e la Russia come primo esportatore mondiale di petrolio, dimostrando come la concorrenza sulle quote di mercato stia diventando sempre più forte. Allo stesso tempo ad agosto tre dei principali Paesi dell'accordo OPEC Plus - Russia, Nigeria e Iraq - hanno prodotto 0,6 Mbb/g in più rispetto alle loro allocazioni.

La resilienza del sistema è stata invece dimostrata in particolare a seguito degli attentati agli impianti produttivi arabi a settembre. Dopo i contraccolpi immediati legati al timore di una contrazione a tempo indeterminato dell'offerta pari al 5% del totale mondiale (con i prezzi saliti fino a picchi del 20% su base giornaliera), le esportazioni arabe sembrano risalire velocemente verso i livelli produttivi precedenti, mentre i prezzi hanno rapidamente riassorbito i rialzi.

In termini assoluti, la risultante di queste oscillazioni è che ad agosto la produzione OPEC di greggio risultava inferiore di oltre 2 milioni bbl/g rispetto alla media del 2018 (29,7 vs. 31,9), con una capacità inutilizzata salita a 3,2 milioni bbl/g, di cui 2,3 (circa il 70%) imputabile alla sola Arabia Saudita. In sostanza, nel volgere di un solo anno la capacità inutilizzata dei Paesi OPEC si è all'incirca triplicata, passando da circa il 3,5% ad oltre il 10%. Viceversa, nello stesso periodo la produzione non-OPEC è aumentata di 1,7 milioni bbl/g (28,6 vs. 26,9), e sarebbe destinata secondo le stime IEA a crescere ulteriormente negli ultimi mesi del 2019 chiudendo con un consuntivo di +1,9 milioni bbl/g anno su anno, stimato in ulteriore espansione a quasi 2,3 Mbb/g nel 2020.

Queste dinamiche si riflettono nella perdurante espansione della quota di produzione OCSE sul totale a scapito di quella OPEC: la prima è stimata in aumento al 28,2% per il 2019 (dal 26,8% del 2018), oltre il 29% nel 2020; la seconda è invece vista in diminuzione al 35,7% nel 2019 (dal 37,3% del 2018), al 35,3% nel 2020 (Figura 4.1). Il maggior ruolo della produzione non-OPEC tende inoltre ormai a rendere l'offerta elastica a qualsiasi verosimile variazione congiunturale del livello di domanda, persino in presenza di shock temporanei.

In Italia forti cali del greggio saudita e iraniano, forte aumento di quello iracheno

In Italia le importazioni nette sono tornate ad aumentare nel II trimestre dopo cinque cali consecutivi, in corrispondenza di un forte calo della produzione interna (Figura 4.2), ma nel complesso del semestre l'import netto presenta una marginale variazione negativa, attestandosi circa 30,1 Mt, in corrispondenza di un calo dei consumi petroliferi di circa 500 kt.

In termini di provenienze lo scenario internazionale si riflette anche in Italia, dove l'embargo USA sul petrolio iraniano ha dapprima ridotto le importazioni dall'Iran nel corso del 2018, per poi azzerarle a partire da novembre. In forte crescita invece le importazioni dall'Iraq, che nel I semestre 2019 è di gran lunga il primo fornitore italiano con il 23% del totale (Figura 4.3).

Complessivamente il peso degli arrivi dall'area del Medio Oriente si è però ridotto in modo significativo, scendendo dal 40% al 32% delle importazioni totali.

Sono rimaste ferme sui livelli dello scorso anno le importazioni dalla Libia (11% nel semestre, comunque vicino ai massimi dal 2013), mentre è salito in modo rilevante il petrolio proveniente dall'insieme degli altri Paesi africani (Nigeria, Algeria, Angola e altri, pressoché tutti OPEC con l'eccezione dell'Egitto), che nel semestre ha rappresentato il 16% del totale, massimi da tre anni.

Infine, una riduzione molto significativa, sebbene piuttosto modesta in termini assoluti (rappresenta meno del 4% del mix), ha riguardato il petrolio americano (Canada, USA e Venezuela), in calo del 20% circa nel semestre, a causa principalmente della riduzione del petrolio USA.

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019, quote % sul totale)

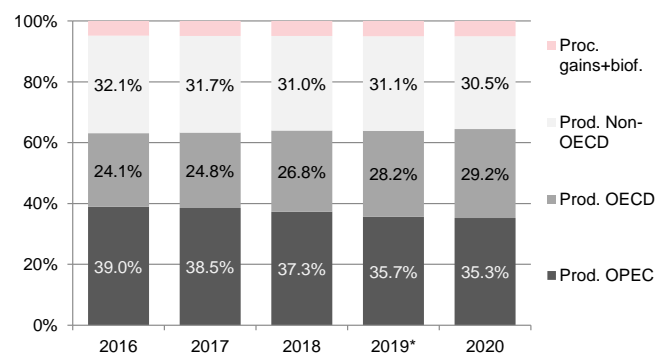


Figura 4.2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

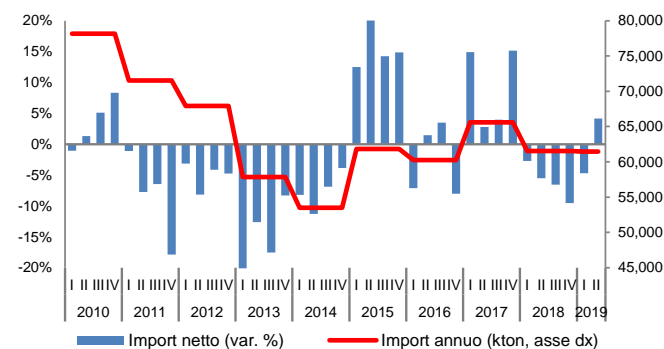
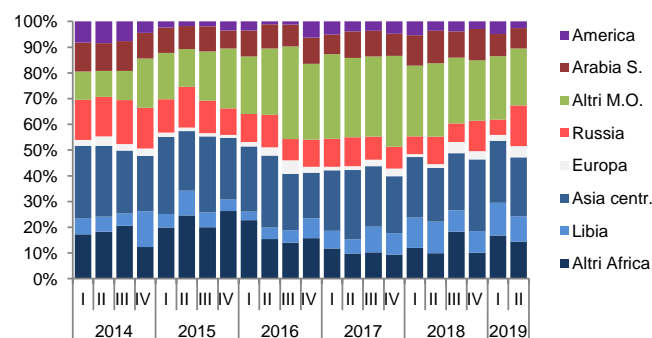


Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Ancora un calo per la produzione interna di greggio (-13% nel semestre), in aumento quella UE grazie al Regno Unito

Nel I semestre del 2019 la produzione italiana di greggio ha subito un nuovo forte calo (con un notevole -17% nel II trimestre), scendendo a meno di 2,2 Mt (-13% rispetto alla prima metà del 2018, Figura 4.4). Si tratta di un dato in linea con quanto avvenuto in Germania (-9%) e Francia (-8%), dove però i livelli produttivi sono storicamente più bassi. Nell'insieme dell'UE la produzione di greggio è però ancora in aumento, di un significativo 5%, grazie agli incrementi di produzione registrati in Gran Bretagna nell'ultimo anno e mezzo. La produzione britannica ha superato nel semestre i 25 Mt, contro i 23,5 Mt del 2018, e rappresenta ormai più del 70% della produzione europea.

In Italia nel semestre sono scese anche le importazioni (-500 kt), sebbene siano tornate ad aumentare nel II trimestre, mentre le importazioni nette sono rimaste praticamente invariate rispetto a un anno fa, grazie al calo delle lavorazioni delle raffinerie (-1,4 Mt, equivalente al -4%).

Ancora basso il differenziale tra greggi leggeri e pesanti, crack spread ancora favorevoli per il diesel, penalizzanti per la benzina

Nel settore della raffinazione nel primo semestre del 2019 il contesto di mercato non è stato favorevole, come dalla seconda metà del 2018, per il deterioramento dello scenario di conversione, che riflette il restringimento dello sconto dei greggi heavy/sour rispetto al Brent e di bassi crack spread della benzina.

Fino ad agosto il differenziale di prezzo tra grezzi *light sweet* e greggi *heavy sour* ha continuato a oscillare 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*. La ridotta disponibilità di questi ultimi ne ha ridotto notevolmente lo sconto rispetto al Brent, fino a situazioni di Ural quotato a premio sul Brent. Nell'insieme del I semestre dell'anno il differenziale Ural-Brent è stato pari a 0,4 \$/bbl, laddove un anno fa era stato pari a 1,9 \$/bbl (Figura 4.5).

Riguardo ai principali prodotti raffinati, nel I semestre del 2019 la benzina è stata quotata a una media di 596 \$/ton (-17% rispetto ai 669 \$/ton del I semestre del 2018), il diesel a una media di 594 \$/ton (-5% rispetto ai 623 \$/ton del I semestre del 2018). La marginalità dei diversi prodotti raffinati ha evidentemente rispecchiato l'andamento dei prezzi dei prodotti. La situazione di eccesso di offerta di distillati leggeri si prolunga già dalla metà dell'anno scorso, per la combinazione di elevati livelli di attività delle raffinerie USA, che utilizzando greggi leggeri hanno massimizzato le rese di benzina, e di previsione di crescita della domanda globale ai tassi più bassi dal 2011.

All'inizio del 2019, con le lavorazioni globalmente elevate e consumi stagionalmente basse, le scorte sono salite significativamente ed il crack spread della benzina è divenuto negativo. È poi risalito nei mesi successivi anche grazie a fermate e manutenzioni e (ad aprile) al blocco dei flussi di Ural dalla Russia all'Europa centrale per la contaminazione della pipeline Druzhba, ma nel complesso del semestre si è collocato poco sopra i 5 \$/bbl (-43% rispetto alla prima metà del 2018).

Il crack spread del diesel ha invece continuato a salire all'inizio del 2019, grazie alla robusta domanda, sebbene poi in leggera flessione per effetto del marcato incremento delle quotazioni del greggio, non trasmesso interamente ai prodotti, oltre che dell'aumento delle esportazioni dalla Cina verso l'Europa. La media del crack spread del diesel è stata pari nel semestre a 13,6 \$/bbl, comunque in aumento sull'anno prima (+5%).

Le attese degli analisti sono inoltre per un ulteriore rafforzamento del crack spread del diesel nella seconda parte dell'anno, con gli effetti della nuova normativa IMO sui carburanti marini (vedi oltre).

Figura 4.4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

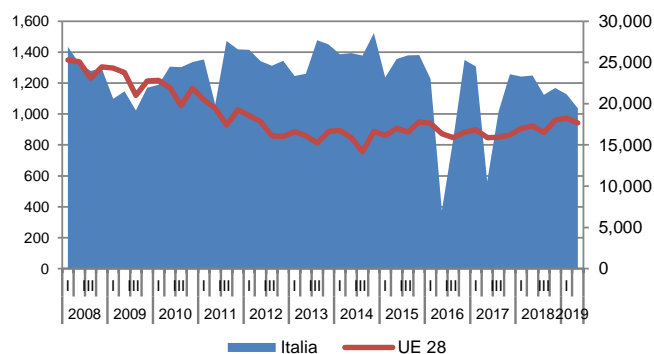
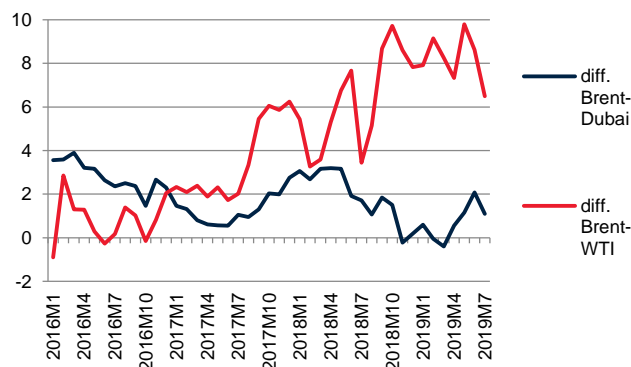


Figura 4.5 - Differenziale tra Brent e WTI e tra Brent e Ural (\$/bbl)



Margini in calo sostanziale, vicini allo zero nell'area del Mediterraneo, segnali di ripresa nel III trimestre

La risultante dell'insieme dei fattori descritti è stata che nel I semestre 2019 i margini di raffinazione sono risultati in calo in tutte le aree, con l'unica eccezione della Costa del Golfo degli Stati Uniti, dove le raffinerie beneficiano di diversi vantaggi competitivi, tra cui la disponibilità di greggio a sconto rispetto al Brent (Figura 4.6).

Il calo è stato particolarmente forte nell'area del Mediterraneo, dove 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 risultato nel II trimestre pari a 0,2 \$/bbl. Nella media del I semestre il margine "EMC Benchmark" si è attestato a 0,6 \$/bbl.

Restano ancora lontani i valori negativi del 2013-2014 ma si tratta comunque dei valori più bassi degli ultimi cinque anni. Va comunque segnalato come, secondo i dati pubblicati da ENI e Saras, sia il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) sia il margine della raffineria di Sarroch del Gruppo Saras siano risultati superiori al margine EMC Benchmark (il margine indicatore Eni si è attestato a 3,6 \$/bbl, quello Saras a 3 \$/bbl).

Nel breve periodo (seconda metà del 2019 e 2020) sembra esserci una prospettiva di possibili miglioramenti con l'avvicinamento dell'entrata in vigore della nuova normativa IMO sui carburanti marini (prevista il 1° gennaio 2020). In una prima fase potrebbero derivarne condizioni premianti per le raffinerie ad alta conversione, con margini di raffinazione in miglioramento.

Secondo la IEA la nuova normativa IMO, che in accordo con regolamento IMO Marpol Allegato VI, impone dal 1° gennaio 2020 un limite dello 0,5% al contenuto di zolfo dei combustibili marini (contro l'attuale limite del 3,5%) è "the most dramatic change in fuel specifications in any oil product market on such large scale", perché ad esempio nell'UE "it took over a decade of gradual changes to lower road fuel sulphur limits from 500ppm (0.05%) to 10 ppm (0.001%)." (Market Report Series: Oil 2017, pag. 109). Gli *shippers* possono rispettare i nuovi standard continuando a utilizzare l'attuale olio combustibile previa installazione di depuratori dei fumi di combustione (scrubber), oppure usando fuel oil a basso tenore di zolfo (very low sulphur fuel oil) o altri combustibili, come il gasolio marino (già a basso tenore di zolfo), o infine attrezzandosi per l'utilizzo di GNL (gas naturale liquefatto).

L'attuale aspettativa circa gli impatti dei nuovi limiti sul settore della raffinazione, impatti che potrebbero materializzarsi già nell'ultima parte del 2019, è duplice: sul fronte dei greggi, un incremento dello sconto dei greggi heavy e medium sour rispetto al Brent; sul fronte dei prodotti, un aumento del crack spread del diesel e un deterioramento del crack spread dell'HSFO (high sulphur fuel oil).

Utilizzo degli impianti in forte calo in Italia, ma resta ben al di sopra dei minimi decennali

Nel II trimestre dell'anno il tasso di utilizzo degli impianti (calcolato sulla sola lavorazione di greggio) in Italia è tornato a salire dai minimi del I trimestre, collocandosi al 77%, stesso valore del II trimestre 2018 (Figura 4.7). Il dato dei primi mesi dell'anno è stato in effetti condizionato dalle fermate manutentive alla raffineria ENI di Sannazzaro e a quella di Sarroch della Saras ai lavori di manutenzione ("uno dei più rilevanti turnaround degli ultimi 5 anni, con alcuni impianti fermi per circa 60 giorni"). In effetti Saras dichiara una riduzione del 5% del greggio passato in lavorazione nel semestre, mentre la riduzione è pari all'1,6% per ENI. Complessivamente, nella media del I semestre il tasso di utilizzo degli impianti si è collocato in Italia al 74%, in calo di tre punti percentuali rispetto al I semestre 2018.

Oltre che dalle fermate manutentive il calo è spiegato più in generale dal contesto di contrazione del differenziale tra greggi ad alto tenore di zolfo e il greggio leggero Brent, che ha penalizzato in particolare le raffinerie più complesse, indotte a ridurre le lavorazioni.

Tra gli altri Paesi europei si segnala nel semestre il forte calo del tasso di utilizzo degli impianti in Germania (-5% rispetto al 2018), mentre nella media dell'Europa OCSE il tasso di utilizzo si è ridotto solo in modo marginale. Lo stesso vale anche per la Spagna, che si conferma il paese con il più alto tasso di utilizzo, l'unico al di sopra del 90%.

In una prospettiva di breve periodo il rallentamento della domanda globale di prodotti non costituisce una premessa di miglioramenti, sebbene nel breve periodo (2020) l'entrata in vigore dei nuovi vincoli IMO dovrebbe far risalire il tasso di utilizzo delle raffinerie per soddisfare la nuova richiesta di distillati medi. Ma nel medio periodo la prevista entrata in funzione di nuova capacità, ben superiore alla crescita attesa della domanda, dovrebbe rappresentare una nuova pressione competitiva che potrebbe far scendere il tasso di utilizzo delle raffinerie UE dall'attuale 87% medio all'80% entro il 2024 (IEA; Oil 2019, pag. 92), tenendo conto dei vantaggi competitivi delle raffinerie USA, asiatiche e del Medio Oriente.

Figura 4.6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bbl)

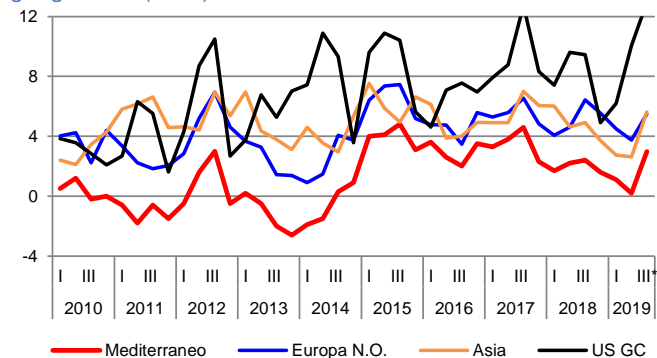
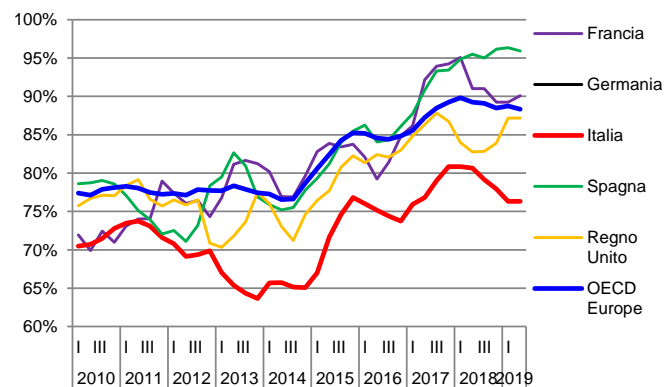


Figura 4.7 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche (media mobile 12 mesi)



Lavorazioni di greggio in calo (-4%) più che nella media UE

Le lavorazioni di greggio hanno seguito il tasso di utilizzo degli impianti. La fase non positiva del settore si è riflessa in cali significativi del greggio passato in lavorazione in particolare in Germania (-8% il dato del primo semestre) e in Italia (-4%). La diminuzione delle lavorazioni italiane è stata anche legata a fermate dovute alle già citate manutenzioni di alcune raffinerie importanti, programmate anche per attenuare gli effetti del quadro poco favorevole. A questo si aggiunge una fase di (pur modesta) riduzione dei consumi interni di prodotti petroliferi (vedi cap. 2.2). Nel semestre le raffinerie italiane hanno lavorato circa 31,7 Mt, 1,3 Mt in meno che nel primo semestre 2018. Il calo è però avvenuto tutto nel primo trimestre, quando le lavorazioni erano scese ai minimi dall'inizio del 2014, perché le lavorazioni del secondo trimestre sono state invece pressoché identiche a quelle del corrispondente trimestre dell'anno precedente, a indicare evidentemente una tendenza al miglioramento del quadro congiunturale. Su base semestrale il dato del I semestre 2019 è il più basso dal 2016.

Negli altri Paesi UE le lavorazioni hanno visto una modesta crescita semestrale in Francia (+2%), mentre sono rimaste sostanzialmente invariate in Spagna, dove sono comunque su livelli storicamente molto elevati. Fa eccezione la Gran Bretagna, dove si è invece registrato un rimarchevole aumento (+8% sul I semestre 2018), in concomitanza con il già citato balzo della produzione interna di greggio.

Ripresa dell'export netto nel II trimestre, ma il trend resta in riduzione

Nella prima parte dell'anno la fase non favorevole del mercato ha determinato una nuova accentuazione della tendenza di lungo periodo al progressivo calo delle esportazioni nette italiane di prodotti petroliferi. Il II trimestre ha visto però una ripresa, la prima dopo cinque trimestri consecutivi di variazioni negative. Le esportazioni nette italiane sono aumentate del 15% (+440 Mt), grazie a una riduzione del 9% delle importazioni e a un marginale aumento delle esportazioni. La variazione ha riguardato in particolare il gasolio, le cui esportazioni sono tornate ad aumentare dopo quattro trimestri di cali, e la nafta, che ha registrato contemporaneamente un aumento dell'export e una riduzione dell'import, in concomitanza con la debole fase della petrolchimica. Per la prima volta dal 2012 l'Italia è tornata nel I semestre dell'anno ad essere esportatore netto di nafta, per di più con volumi molto più elevati di quelli degli anni 2011-2012.

Complessivamente, nel I semestre l'export netto totale italiano s'è ridotto di sole 240 kt, ma il trend di medio periodo resta comunque in riduzione: nell'insieme degli ultimi quattro trimestri la riduzione dell'export netto italiano è pari a quasi 3 Mt, con cali molto forti per gasolio, olio combustibile, distillati pesanti e benzina, solo parzialmente compensati dal citato significativo aumento della nafta.

Rapporto produzione/consumo di gasolio stabile sui minimi decennali

L'inizio del 2019 conferma la posizione dell'Italia (Figura 4.10) come unico paese, tra i principali europei, con una produzione di gasolio che eccede i consumi interni (rapporto produzione/consumi > 1). Un aumento marginale si è verificato anche in Italia, dove il rapporto sembra da quattro trimestri stabilizzato su un valore di circa 1,1.

Nel semestre nel resto d'Europa si sono verificati aumenti significativi sull'anno precedente in tre Paesi (Francia, Spagna e Gran Bretagna), mentre un forte calo si registra in Germania, dove evidentemente la riduzione della produzione di gasolio ha ecceduto il calo del consumo conseguente al calo della domanda di gasolio motori.

Figura 4.8 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

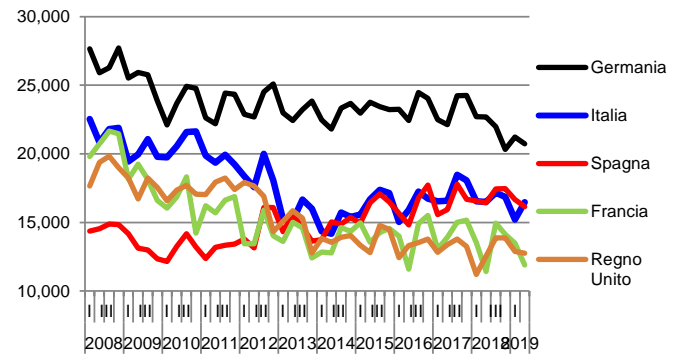


Figura 4.9 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)

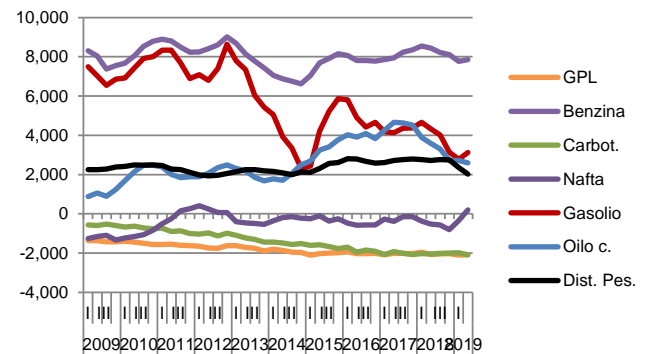
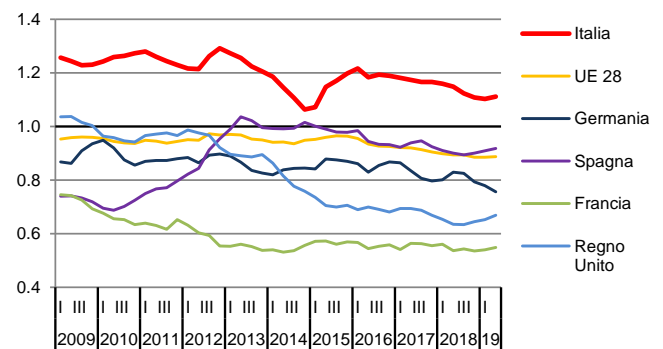


Figura 4.10 - Rapporto tra produzione e consumo di gasolio (media mobile a 4 termini)

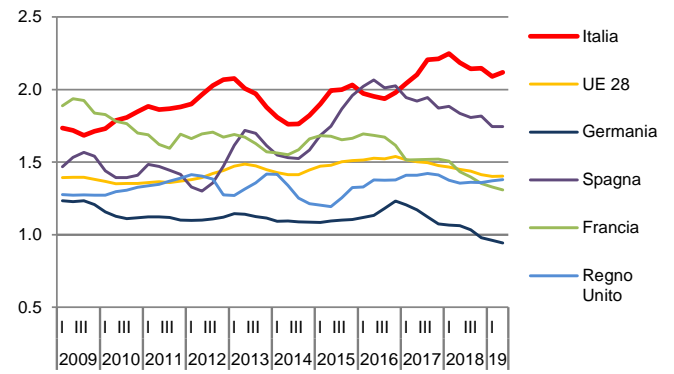


Rapporto produzione/consumo di benzina sui minimi da due anni

È diverso il caso della benzina, che vede trend fortemente discendenti in tutti i Paesi dell'Europa continentale. Nei primi sei mesi del 2019 il rapporto produzione/consumi si è ridotto in percentuali comprese tra il -2% dell'Italia e il -7% della Spagna. Il dato relativo alla media UE, in calo dell'1,5%, beneficia invece dell'aumento del rapporto in Gran Bretagna. Con il calo degli ultimi mesi la Germania è divenuto l'unico dei principali Paesi europei ad avere un rapporto produzione/consumo al di sotto dell'unità.

In Italia, che resta di gran lunga il paese con il maggior rapporto tra produzione e consumi, l'eccesso di produzione è tornato nel secondo trimestre dell'anno al di sotto del 100%, ma nel complesso dei primi sei mesi si è collocato esattamente al 100% (NB: l'intera serie storica italiana è stata leggermente rivista rispetto ai numeri precedenti dell'Analisi Trimestrale).

Figura 4.11 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina (media mobile a 4 termini)



4.2 Sistema del gas naturale

Tornano a crescere i consumi europei di gas dopo quattro cali trimestrali consecutivi (+2% nel semestre)

Nel primo semestre 2019 i consumi di gas naturale hanno decisamente invertito il trend ribassista che li caratterizzava ormai da quattro trimestri consecutivi. Il loro incremento tendenziale rispetto all'analogo periodo 2018 è stato pari al 4,2% (in termini assoluti 11,4 miliardi di metri cubi), di cui oltre un terzo imputabile alla Germania (4,6 mld mc), ma in realtà la crescita si è concentrata in modo particolarmente significativo nel secondo trimestre: l'incremento di oltre il 20% rispetto al 2018 (102,7 miliardi di metri cubi rispetto ad 85,3) rappresenta infatti il maggiore dall'ultimo trimestre 2016. In questo ha giocato un ruolo primario la domanda ascrivibile alla generazione elettrica da gas, la quale dopo un primo trimestre dal saldo nel complesso quasi invariato, è poi balzata del 39% (34,2 TWh in termini assoluti) nel corso del secondo (Figura 4.12) essenzialmente a causa dei processi di sostituzione in vari Paesi del carbone, il cui impiego è diminuito del 16% su base annua nel secondo trimestre.

Il primo semestre si è caratterizzato per il massiccio ricorso al gas nella generazione termoelettrica, mantenutosi nei mesi invernali sempre in prossimità dei massimi quinquennali, e successivamente – in primavera – addirittura al di sopra (Figura 4.13)

L'incremento è significativo in quanto avvenuto in parallelo a un persistente rallentamento nella crescita tendenziale del PIL europeo, frenata a +1,4% dopo una temporanea accelerazione nel primo trimestre: nel secondo trimestre 2019 il PIL è salito dello 0,2% sia nell'Eurozona che nella Ue-28, laddove nel trimestre precedente era cresciuto rispettivamente dello 0,4 e dello 0,5%.

Il rallentamento economico si è manifestato soprattutto nella decelerazione dei settori a maggior intensità energetica (manifatturiero, costruzioni) la cui incidenza nella domanda complessiva di gas naturale è tuttavia modesta rispetto a quella preponderante proveniente dal settore elettrico e, in parte, dagli usi civili residenziali.

Per quanto concerne il primo, l'intensificazione strutturale della discesa del prezzo del gas, così come la crescita dei prezzi dei diritti di emissione EUA, hanno congiuntamente determinato una netta risalita del *clean spark spread* (per questi aspetti v. cap. 2.1), e quindi un notevole svantaggio competitivo del carbone che è stato ampiamente dismesso. Per quanto riguarda gli usi residenziali, l'apporto all'incremento dei consumi ha avuto ragioni climatiche, a causa dei mesi di maggio e giugno rispettivamente molto più freddi e caldi della media, da cui ne è derivata prima una maggior domanda di riscaldamento, e poi di climatizzazione. (Figura 4.14).

Riduzioni molto forti della produzione europea, Paesi Bassi verso l'anticipo della chiusura di Groningen

A fronte della forte impennata della domanda di gas, gli approvvigionamenti hanno visto la concomitanza tra trend opposti che nel corso del semestre sono divenuti via via più spiccati. La produzione europea tendenziale nel semestre è diminuita dell'8%, con riduzioni ancora più marcate nei principali Paesi produttori (Paesi Bassi, Gran Bretagna). In particolare, le autorità olandesi hanno ulteriormente ridotto il cap alla produzione del giacimento di Groningen, e sono ormai orientate a interrompere completamente la produzione nel 2022. Conseguenza di questa dinamica è che le importazioni nette di gas, in aumento solo marginale nel primo trimestre, sono lievitate nel secondo del 19%, fino a 210 miliardi di metri cubi, permettendo comunque agli stoccaggi di raggiungere il saldo di fine semestre più alto degli ultimi otto anni (73%), persistendo nel trend di crescita iniziato un anno prima.

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

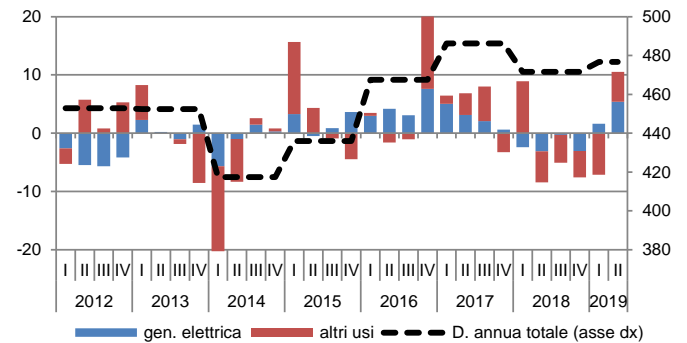


Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)

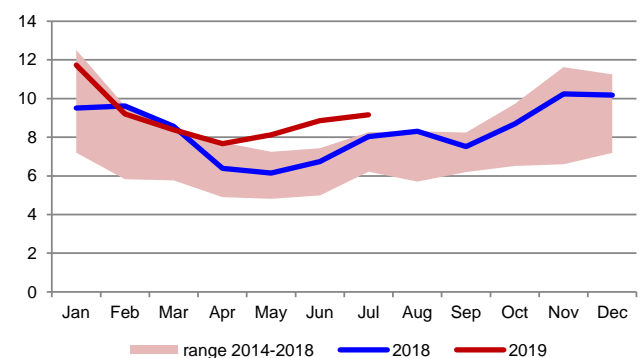
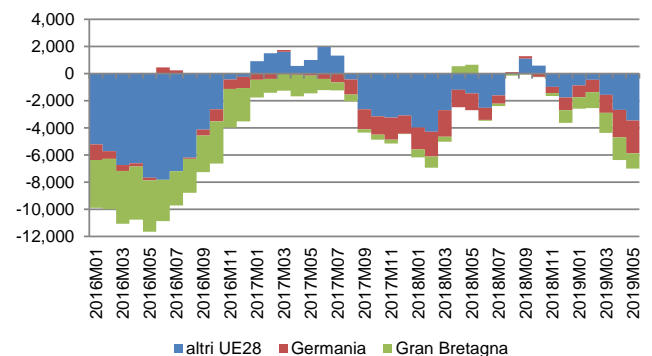


Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in Germania, Gran Bretagna e altri UE (variazione tendenziale su base mensile, ktep)



Importazioni di GNL in Europa sui massimi storici

Riguardo agli approvvigionamenti, le dinamiche della prima metà del 2019 confermano che si sono andati estremizzando gli effetti del riassorbimento del tradizionale spread di prezzo tra il GNL sui mercati asiatici e il gas sugli hub europei (TTF), che nel mese di aprile è arrivato addirittura ad azzerarsi.

I flussi di GNL verso l'Europa hanno raggiunto nel primo semestre valori record (47 miliardi di m³, +100% rispetto al I semestre del 2018; Figura 4.15), dando un seguito strutturale al forte incremento avviato nell'ultimo trimestre 2018.

Nel II trimestre in particolare le importazioni di GNL in Europa sono state superiori di circa 12 miliardi di m³ (+83%) rispetto alla media 2010-2018 relativa a quel trimestre (Figura 4.16). In questa nuova situazione del mercato continua tra l'altro a giocare un ruolo significativo l'import dagli Stati Uniti, che pure è sceso tra il primo e il secondo trimestre (da 90,4 a 62,1 miliardi di m³), probabilmente subendo la forte pressione competitiva del gas sia russo sia asiatico, i cui spread rispetto al prezzo al TTF hanno continuato a ridursi fino ad azzerarsi o quasi.

Con i 47 miliardi di m³ registrati nel I semestre il GNL ha pareggiato il ruolo del gas norvegese, che peraltro ha perso il 22% rispetto alla prima metà del 2018.

Il gas russo, stabile nel primo trimestre, è tornato ad aumentare in modo notevole nel secondo, per cui nell'intero semestre risulta in aumento del 4%. La Russia resta quindi di gran lunga la prima fonte di approvvigionamento extra-europea, con una quota di poco inferiore al 50%, doppia rispetto a Norvegia e GNL. Resta inoltre su valori elevatissimi anche in un'ottica di lungo periodo: nel secondo trimestre 2019 le importazioni di gas russo in Europa sono state superiori di circa 10,5 miliardi di m³ rispetto alla media 2010-2018 (+28%). Il gas russo mantiene infatti ormai dalla fine del 2015 una competitività molto elevata per le forniture europee: lo spread con il prezzo al TTF oscilla infatti intorno allo zero.

La minore competitività dei contratti di lungo termine ha invece penalizzato le importazioni dal Nord Africa, che nonostante forti incrementi dalla Libia nel II trimestre, nell'intero semestre hanno perso il 31% rispetto al I semestre 2018. Il petrolio nord-africano è risultato nel II trimestre al di sotto di 2,3 miliardi di m³ rispetto alla media di lungo periodo.

Offerta globale in crescita e più flessibile

Il trend complessivo globale del gas si conferma dunque essere improntato ad una offerta già ampia ed in ulteriore ampliamento strutturale grazie alle capacità addizionali di liquefazione e rigassificazione dovute alla persistente entrata in funzione di nuovi impianti; nonché notevolmente elastica anche in termini congiunturali grazie non soltanto alla presenza di nuovi esportatori netti (Usa in primis), ma anche alla rimodulazione "qualitativa" – ossia sul piano contrattuale – delle modalità di offerta, sempre più flessibile e calibrata anche grazie alla progressiva entrata sul mercato di specifici operatori di portafoglio.

In particolare, si sta sempre più affermando la caratteristica della "flessibilità della destinazione", in aggiunta a quella relativa a volumi, trasporto, programmi e tempi di consegna, laddove i contratti a più lunga scadenza consentono all'occorrenza di eludere e aggirare gli obblighi puntuali di consegna (o prelievo) dei carichi facendo leva sull'ampio orizzonte temporale della loro gestibilità.

Inoltre, la maggior parte della crescita della domanda asiatica proviene ed è trainata da una tipologia di acquirenti (emergenti) nuova rispetto a quelli tradizionali, intrinsecamente più flessibili poiché per essi il GNL rappresenta soltanto una tra diverse possibili opzioni strategiche di approvvigionamento, e quindi più sensibili al fattore prezzo.

Si stima che i contratti flessibili per destinazione siano in grado di poter coprire fino al 15% della domanda di tali acquirenti asiatici, nei cui confronti possono configurarsi come venditori sul mercato secondario infraregionale anche Paesi che sono acquirenti su quello primario, come il Giappone, ciò anche grazie a fattori come l'armonizzazione delle norme relative ai porti riceventi ed alle strutture di rigassificazione. Tutto ciò contribuisce a rendere domanda ed offerta reciprocamente più elastiche, quindi sempre più fluido il mercato, e in ultima analisi a determinare la compressione del prezzo tra piazze diverse (in primis tra quella asiatica e quella europea) in modo strutturale e non più solo congiunturale: l'allineamento registrato ad aprile 2019 ne è stato un esempio tangibile.

Figura 4.15 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread GNL Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

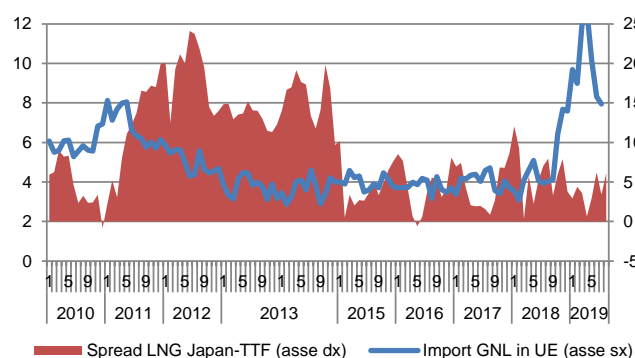
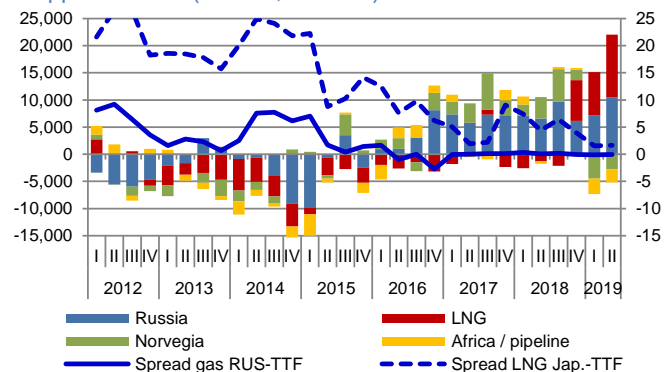


Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-18, Mm³, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)



In Italia forte aumento della domanda di gas nel II trimestre, in calo marginale nel I trimestre

In Italia nella prima metà dell'anno la domanda di gas naturale (Figura 4.17) è tornata ad aumentare in modo significativo, grazie alla forte ripresa registrata dalla domanda della termoelettrica (quasi 2 miliardi di m³ in più rispetto al I semestre 2018, +17%), necessaria per compensare la scarsa idraulicità e le minori importazioni di elettricità (vedi cap. 2.2), oltre che favorita dalla situazione dei mercati energetici e ambientali, dove la combinazione di prezzo del gas eccezionalmente basso e permessi di emissione in forte rialzo hanno supportato il processo di sostituzione di carbone con gas, già in atto da tempo.

Una conferma del ruolo decisivo dei primi due fattori suddetti, cioè la dipendenza della domanda di gas nella termoelettrica da idraulicità e importazioni, due fattori sostanzialmente congiunturali, viene dal confronto fra i consumi mensili di gas della termoelettrica e la loro media di lungo periodo (N.B.: tenendo conto che dal 2015 la domanda elettrica è relativamente stazionaria): da ormai tre anni tali consumi continuano infatti ad oscillare intorno alla media (Figura 4.18), evidentemente influenzati di volta in volta dalla spinta positiva o negativa dei due fattori congiunturali suddetti. Un dato potenzialmente interessante degli ultimi mesi (da giugno ad agosto) è che tale domanda è tornata al di sopra della media di lungo periodo per valori non marginali. Si tratta di un dato che in prospettiva potrebbe riflettere un cambiamento "strutturale" (almeno per un orizzonte di alcuni anni) nel caso di accelerazione del *phase-out* del carbone e di riduzione progressiva delle importazioni nette, una possibilità quest'ultima peraltro plausibile sia alla luce delle costanti difficoltà del sistema elettrico francese di mantenere la produzione del parco nucleare sui livelli storici, sia più in generale in considerazione della prospettiva di progressivo allineamento del mix di generazione dei principali dell'Europa continentale al mix elettrico italiano (a seguito del *phase-out* del carbone in Germania e al *decommissioning* del nucleare in Francia). D'altra parte, sulla domanda di gas della termoelettrica resta però costante la pressione esercitata dalla prospettiva di crescita della generazione da rinnovabili.

Nel semestre è rimasta invece sui livelli della prima metà del 2018 la domanda delle reti di distribuzione, guidata nei due trimestri dalle condizioni climatiche, più miti nel primo più rigide nel secondo.

Anche i consumi del settore industriale, il cui peso sul totale dei consumi di gas è peraltro ridotto, sono rimasti pressoché invariati, e ad agosto restano ancora leggermente al di sopra della media di lungo periodo, ma con scarti dalla media che sembrano in tendenziale riduzione, evidentemente a causa dalla fase di stagnazione dell'economia.

GNL ai massimi storici

Dal lato dell'offerta (Figura 4.19), l'elemento caratterizzante del I semestre del 2019 è stato il forte balzo delle importazioni di GNL, che come nel resto d'Europa sono pressoché raddoppiate, salendo di più di 3 miliardi di m³ fino a 7 miliardi di m³ (dai 3,8 miliardi di m³ del I semestre 2018). I dati delle importazioni di GNL in Italia negli ultimi tre trimestri costituiscono altrettanti nuovi massimi storici consecutivi, e i dati parziali relativi al III trimestre dell'anno mostrano valori in linea con quelli del II trimestre. Si tratta di valori che sono quasi doppi anche rispetto alle medie decennali.

Come per il resto dei Paesi europei le importazioni di GNL hanno beneficiato del crollo dell'attrattività del mercato asiatico, dove i prezzi sono scesi al di sotto del prezzo al PSV (Figura 4.20, che mostra la forte correlazione fra i flussi di GNL verso l'Italia e lo spread tra prezzo al PSV e prezzo asiatico, divenuto positivo in alcuni mesi della prima parte dell'anno).

È poi significativo che sebbene i flussi siano aumentati in tutti e tre i terminali di rigassificazione, gli aumenti di gran lunga maggiori siano avvenuti ai due terminali di Panigaglia (Snam) e Livorno (Olt), che hanno beneficiato dell'avvio dei nuovi meccanismi di allocazione della capacità su base d'asta.

Figura 4.17 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

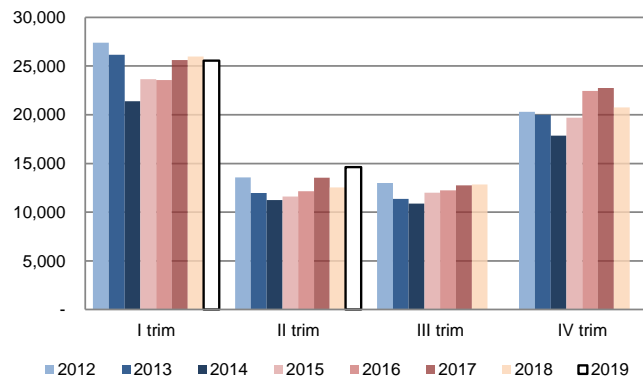


Figura 4.18 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

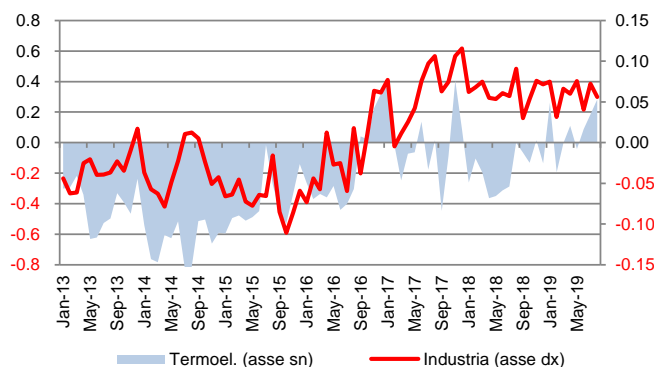
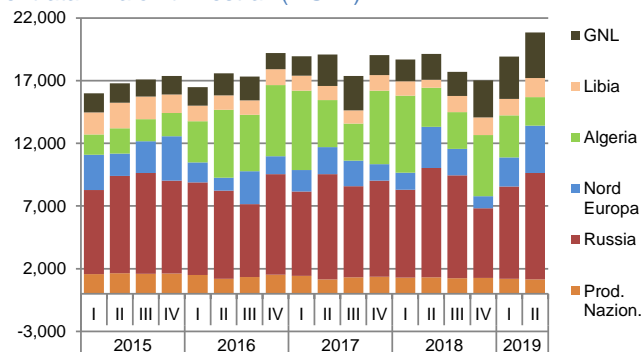


Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



Gas russo invariato ma scende la quota sul totale, ancora in calo il gas algerino

Alla fine del 2018, all'inizio del balzo delle importazioni di GNL, quest'ultimo aveva penalizzato le importazioni di gas russo, che nell'ultimo trimestre dell'anno aveva perso 2 miliardi di m³. Nella prima metà del 2019 le importazioni dalla Russia non sembrano invece aver sofferto dell'aumento del GNL, rimanendo sui livelli dell'anno precedente (in termini assoluti), sebbene abbiano perso due punti percentuali come quota di mercato (42,4% rispetto al 44,7% della prima metà del 2018). Concorrono a questo esito un insieme di fattori: in primo luogo lo spread tra il prezzo del gas russo e il TTF resta da ormai due anni intorno allo zero, con frequenti fasi in territorio negativo; in secondo luogo, sono in complessivo aumento le importazioni totali (+6,2%, più del +4% registrato dai consumi), favorite dai prezzi eccezionalmente bassi; infine, il crollo dell'import dall'Algeria, che ha perso circa 3,5 miliardi di m³ (-39%), scendendo ai minimi dal 2015, penalizzato dal forte divario che si è aperto nei primi mesi di quest'anno fra i prezzi del gas spot e quello dei contratti indicizzati al petrolio (tipicamente utilizzati per le esportazioni algerine), che a causa del ritardo temporale negli aggiustamenti non hanno ancora recepito il calo del prezzo del greggio della seconda parte del 2018. Anche la quota del gas algerino sul totale importato (all'11%) non scendeva così in basso dal 2015 (Figura 4.21). All'opposto, nel semestre sono aumentate di quasi il 60% le importazioni dalla Libia (1 miliardi di m³ in più), che però si confrontavano con il dato particolarmente basso del I semestre 2018, legato a interruzioni della produzione. La variabilità delle importazioni da Libia e Algeria è comunque più in generale una costante degli ultimi anni, condizionata da un lato dalle altalenanti condizioni della capacità produttiva, dall'altro dalla variabilità della competitività di prezzo del gas indicizzato al petrolio.

La variabilità elevata è caratteristica anche delle importazioni dal Nord Europa, che nel semestre hanno registrato un aumento del 31% (ben 1,5 miliardi di m³ in più), favorite anch'esse dai prezzi del gas sui mercati europei, scesi tra l'altro più di quanto sia sceso il prezzo del gas al PSV italiano. Le importazioni dal Nord Europa hanno inoltre rappresentato una sorta di forma ulteriore di import di GNL, legato al forte incremento dei flussi di quest'ultimo in tutta Europa.

Infine, ennesimo calo ha riguardato la produzione nazionale, che ha perso un altro 10% sul primo semestre 2018, ben 250 milioni di m³ in meno rispetto a un anno fa.

GNL seconda fonte di approvvigionamento, tasso di utilizzo oltre il 70%. Sopra la media decennale Russia e Nord Europa

Per inquadrare l'evoluzione dell'offerta in uno scenario più ampio è utile confrontare i dati dell'ultimo semestre con quelli di più lungo periodo. Dalla Figura 4.20 emerge chiaramente come le immissioni di gas naturale risultino significativamente al di sopra della media di lungo periodo per il gas proveniente dalla Russia (82 milioni di m³ giornalieri medi) e dal Nord Europa (34 milioni di m³ giornalieri medi), e in modo ancora più marcato per il GNL, che con 39 milioni di m³ giornalieri medi rappresenta per la prima volta la seconda fonte di approvvigionamento italiana. Nel semestre il gasdotto TAG ha registrato un tasso di utilizzo medio giornaliero del 76%, con variabilità al solito ridotta (deviazione standard al 15%). Un tasso di utilizzo medio di poco inferiore, ma elevatissimo se considerato alla luce dell'esperienza passata, ha riguardato gli impianti di rigassificazione, che hanno superato il 70%, con una punta dell'80% per Cavarzere. Nei primi otto mesi dell'anno il terminal di Livorno ha superato il 90% di capacità utilizzata per circa 100 volte, quello di Cavarzere circa 30. Sono invece ben al di sotto della media di lungo periodo (che pure risente dei valori molto bassi degli anni 2014-2015) le importazioni dall'Algeria, mentre quelle dalla Libia tornano ad allinearsi perfettamente alla media.

Figura 4.20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)

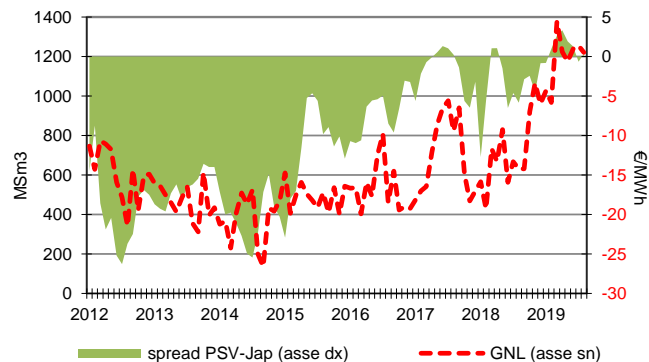
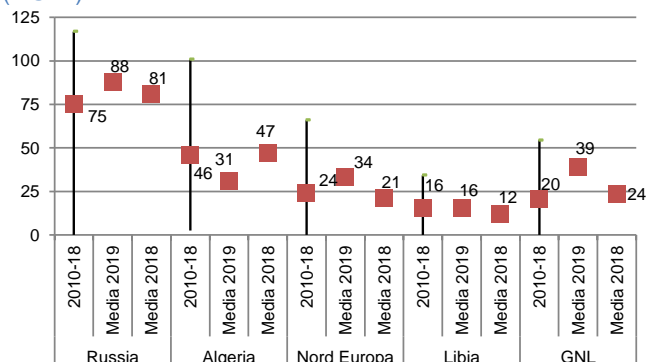


Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm³)



Riflessi positivi della situazione del mercato globale del gas su alcuni indicatori di sicurezza del sistema Italia

L'ampia disponibilità di GNL sui mercati internazionali del gas ha migliorato diversi indicatori di sicurezza del sistema del gas naturale. La forte crescita degli afflussi di GNL in Italia ha determinato un cambiamento significativo delle fonti di approvvigionamento. È aumentato il peso di una risorsa flessibile e di provenienza diversificata. Sebbene in Italia il GNL provenga infatti in misura prevalente dal Qatar (al terminal di Rovigo), negli ultimi mesi sono cresciute in modo particolare le importazioni ai terminali di Livorno, dove il 50% dell'import è da Paesi OCSE, e Panigaglia, dove le provenienze sono differenziate. In effetti nel 2018 la quota di questi due rigassificatori sul GNL totale italiano, pari all'11% nel 2016, al 18% nel 2017, al 23% nel 2018, è balzata al 44% nei primi sei mesi del 2019. Ne ha beneficiato evidentemente la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, con l'indicatore relativo sceso sui minimi decennali (Figura 4.22). Ed è in significativo miglioramento anche l'indice di stabilità dei fornitori, costruito pesando l'indice di diversificazione per l'indice OCSE che misura la stabilità politica dei Paesi fornitori.

Adeguatezza del sistema in miglioramento, ma resta suscettibile alla possibilità di picchi di domanda

Relativamente all'adeguatezza del sistema gas rispetto punta di domanda, anche in caso di shock dal lato delle infrastrutture, la prima metà del 2019 non ha presentato novità sostanziali. Dal lato dell'offerta, la capacità delle infrastrutture di import dovrebbe aumentare nel 2020 con l'entrata in funzione del gasdotto TAP, per cui ad oggi resta valida la valutazione che il sistema del gas italiano rispetta solo formalmente la regola N-1 del Regolamento UE sulla sicurezza gas (vedi Analisi Trimestrale n. 4/2018).

D'altra parte, anche nella prima metà del 2019 la punta di domanda giornaliera è rimasta su valori decisamente più bassi rispetto ai massimi, inferiori ai 400 milioni di m³.

La domanda di gas delle reti di distribuzione, legata alle esigenze di riscaldamento, ha beneficiato di un inverno mite, per cui la punta giornaliera si è fermata a 225 milioni di m³, 78 in meno del picco del 2012 (303 milioni di m³). Da allora in effetti la punta di domanda ha raggiunto al massimo i 262 milioni di m³. Anche il rapporto tra domanda giornaliera media invernale ed estiva è rimasto al di sotto dei valori che indicano condizioni di freddo elevate, e molto distante dai valori del 2012 (Figura 4.25). Questo grazie a una combinazione di due fattori di cui resta complesso capire l'importanza relativa e quanto possano essere di natura "strutturale": il clima mai troppo rigido e l'aumento dell'efficienza energetica.

Una relativa novità della prima metà del 2019 è comunque che la massima domanda giornaliera del termoelettrico è tornata a sfiorare più volte i 110 milioni di metri cubi (Figura 4.24), avvicinandosi dunque ai 113 milioni di metri cubi registrati in occasione dell'ultima situazione di seria criticità del sistema gas (quando però la domanda di riscaldamento superò i 300 milioni di metri cubi).

In vista dell'inverno, la probabilità di situazioni critiche sembra dunque riservata al verificarsi di una combinazione di eventi estremi, ma l'indicatore relativo alla flessibilità residua del sistema resta comunque su valori di criticità media (Figura 4.23), perché gli ultimi anni hanno anche mostrato come il sistema si sia più volte avvicinato a situazioni di tensione, riflesse ad esempio in impennate dei prezzi (vedi Analisi Trimestrale n. 4/2018), nonostante l'assenza di punte di domanda estremamente elevate. Tra l'altro, nell'inverno a venire proprio il rischio di impennate dei prezzi non è da considerarsi un'ipotesi remota, per quanto apparentemente lontana nell'attuale fase di prezzi depressi.

Figura 4.22 - Indice di diversificazione delle importazioni italiane – Minimo giornaliero su base trimestrale (media mobile a 4 termini)

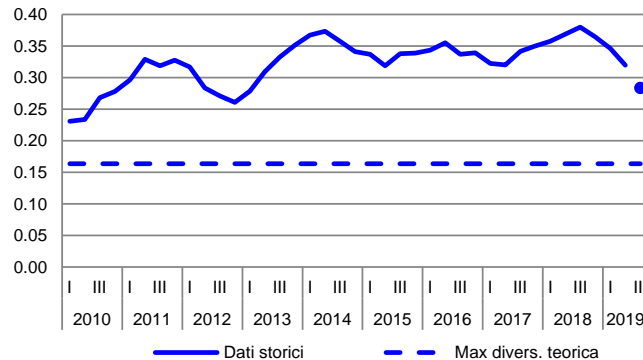


Figura 4.23 - Indicatore di flessibilità residua (N.B: indicatore normalizzato 0-1)

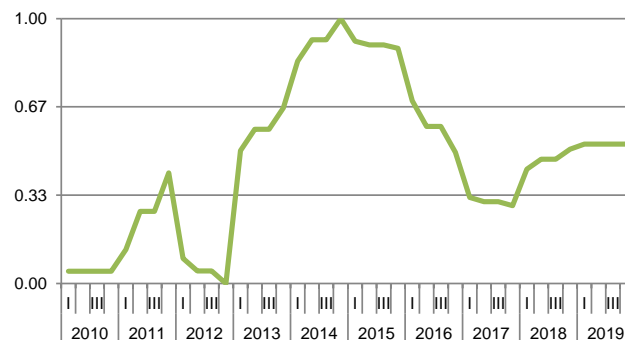


Figura 4.24 - Massima domanda giornaliera della termoelettrica (milioni di m³)

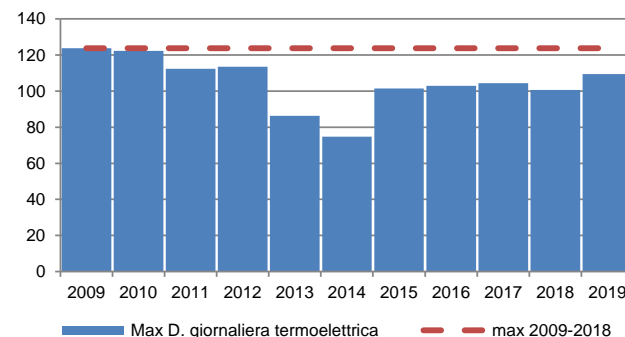
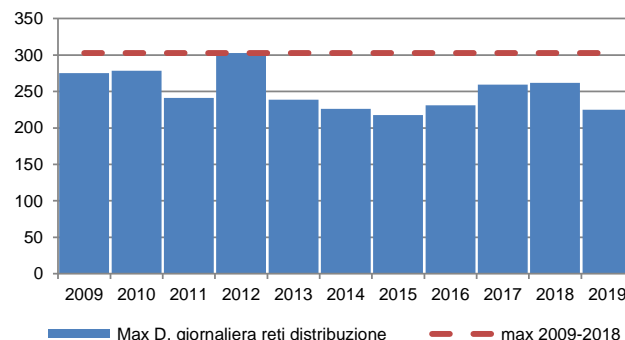


Figura 4.25 - Massima domanda giornaliera delle reti di distribuzione (milioni di m³)



Spread PSV-TTF sui massimi dal 2012, sopra i 3 €/MWh nella media semestrale, riflesso di una rigidità del sistema gas italiano

La lunga discesa dei prezzi del gas naturale, legata all'eccesso di offerta di GNL sul mercato, ha avuto nel I semestre un impatto non positivo su una delle tradizionali criticità del mercato italiano del gas. Sebbene infatti il prezzo al PSV sia anch'esso sceso in modo molto forte, il suo calo è stato comunque inferiore a quello del prezzo al TTF olandese: il prezzo medio semestrale al PSV è stato pari a quasi 18.9 €/MWh, contro i quasi 23 €/MWh del I semestre 2018 (-17%); il prezzo medio al TTF è stato invece di 15,7 €/MWh, in calo del 25% rispetto a un anno prima. Lo spread tra i due prezzi è dunque rimasto su livelli anche più elevati dei valori medi registrati negli ultimi anni, già decisamente maggiori dei costi logistici e di trasporto. Tra gennaio e agosto lo spread PSV-TTF ha infatti oscillato su base trimestrale tra 1,9 €/MWh e 4,1 €/MWh, mentre nella media del semestre è stato superiore ai 3 €/MWh.

L'allargamento del premio del PSV rispetto al TTF in concomitanza di una fase di forte indebolimento dei prezzi non è solo una variazione che va in direzione contraria rispetto agli auspici, ma potrebbe anche essere un segnale indicativo di una rigidità del sistema gas italiano, che lo rende solo parzialmente capace di sfruttare appieno una fase favorevole. Vi sono diverse possibili ragioni per questa rigidità, alcune delle quali hanno certamente una funzione importante.

Il contesto generale è quello di un mercato gas normato e regolato per garantire idonei livelli di sicurezza di approvvigionamento ai consumatori civili, in primo luogo attraverso una gestione regolata degli stoccaggi: Al fine di garantire la sicurezza nel periodo invernale gli operatori hanno obblighi di immissione del gas in ogni mese estivo, in modo da riempire integralmente gli stoccaggi, indipendentemente dal contesto di mercato, con conseguenze sullo spread in particolare nei mesi estivi. Anche l'erogazione invernale è soggetta a vincoli, con l'obiettivo di mantenere il gas per la seconda parte dell'inverno. A questo si aggiunge il ruolo che nella formazione del prezzo italiano hanno le forniture dalla Russia e dall'Algeria. Queste ultime in particolare decisamente più care in una fase di prezzi spot eccezionalmente bassi e disaccoppiati dal petrolio (cui sono indicizzati i contratti con l'Algeria). Infine, nello specifico del II trimestre dell'anno vi sono state interruzioni dei flussi al confine settentrionale italiano, che hanno ridotto l'accesso al più economico gas dal Nord Europa.

Forte crescita della liquidità al PSV, massima tra gli hub europei nel semestre

Secondo i dati LEBA (London Energy Brokers' Association Otc Energy Volume Report – June 2019), riferiti agli scambi Over The Counter, nella prima metà del 2019 il Punto di Scambio Virtuale di Snam Rete Gas ha accelerato la sua crescita in termini di volumi. Nel I semestre gli scambi al PSV hanno infatti sfiorato i 750 TWh, con un aumento superiore al 50% rispetto ai 485 TWh del I semestre 2018. Il PSV ha ormai consolidato la sua posizione come secondo tra gli hub europei "minori", dietro al tedesco NCG, pure in crescita nel I semestre (+35% rispetto all'anno precedente).

Complessivamente gli scambi sono aumentati in modo rilevante in tutta l'Europa continentale, con incrementi compresi tra il +27% del VTP austriaco e il +45% del PEF francese, tutti dunque in crescita minore rispetto al PSV.

In totale, la liquidità europea OTC nella prima metà è stata pari a 20,686 TWh, con un incremento del 18% anno su anno. Gli scambi hanno registrato un nuovo forte incremento anche al TTF olandese, dove hanno superato i 14.000 TWh (+33%), accentuandone ancor più il ruolo come principale hub

europeo davanti al National Balancing Point britannico, che ha invece registrato un nuovo significativo calo (-26%).

La liquidità degli hub olandese e britannico resta superiore di un ordine di grandezza rispetto a quella di tutti gli altri hub europei. A metà anno il TTF rappresenta il 68% dei volumi totali scambiati sugli hub europei (era al 63% nel 2018 e al 54% nel 2017), mentre la quota del NBP si è ridotta al 15% (era il 21% nel 2018, il 28% nel 2017). La quota degli scambi al PSV è salita al 3,6% degli scambi totali, dal 2,8% della prima metà del 2018.

Figura 4.26 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

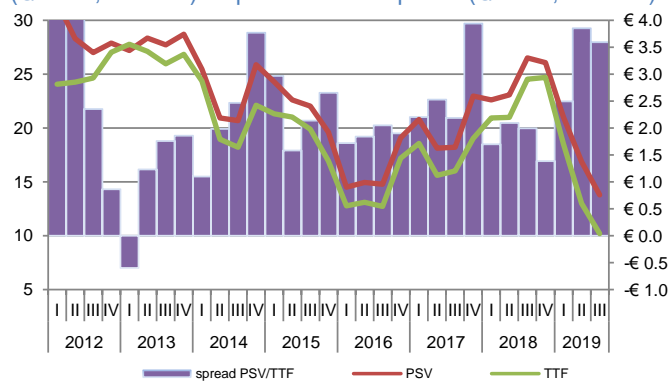
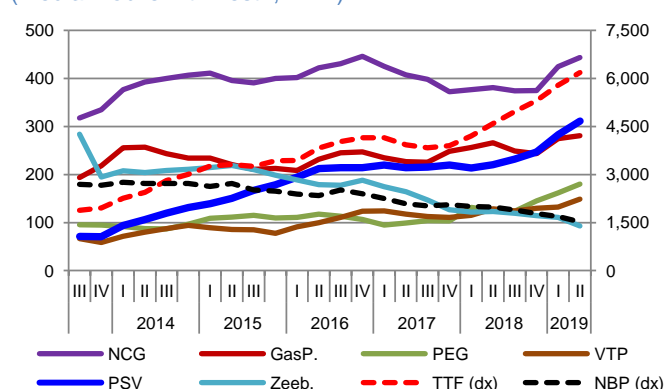


Figura 4.27 - Liquidità sui principali hub europei del gas (media mobile 4 trimestri, TWh)



Churn rate inferiore agli altri hub europei, il PSV resta tra gli hub non ancora “maturi”

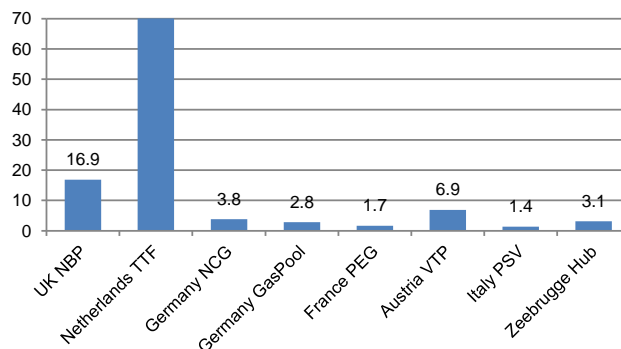
Il rapporto tra i volumi scambiati e le dimensioni complessive del mercato sottostante determina il *churn rate*, che misura il numero di volte che una “molecola” di gas viene scambiata dalla sua prima vendita da parte del produttore fino all’acquisto finale. Il churn rate che è considerato il fattore più importante nel determinare il successo di un mercato negoziato. In generale, i mercati con volumi scambiati assoluti molto elevati hanno anche un elevato churn rate, come anche un ampio numero di partecipanti e una ridotta possibilità per gli operatori di manipolare i prezzi. I mercati delle commodity sono ritenuti “maturi” se il loro churn rate supera il valore di 10, che è anche un criterio usato da trader e operatori vari per decidere se operare su un mercato.

Secondo i dati della più recente analisi comparata degli hub europei condotta da Patrick Heather per l’Oxford Institute for Energy Studies, anche il churn rate conferma il ruolo del TTF come hub di riferimento per il mercato europeo, grazie a scambi che nel 2018 sono stati pari a 70 volte i volumi fisici, tra l’altro in forte crescita rispetto ai valori del biennio precedente, quando il churn era intorno a 55. Il churn rate è decisamente più basso al NBP, fino ad alcuni anni fa il più importante hub europeo, dove è ormai sceso al di sotto del valore di 20.

Il churn rate è invece ampiamente inferiore a 10 in tutti gli altri hub europei, che infatti nell’analisi di Heather sono definiti hub “attivi” e in crescita, ma non ancora “maturi”.

Secondo questo indicatore, peraltro, il PSV risulta più indietro di quanto risulta dalla liquidità OTC, perché il suo churn rate di 1,4 è inferiore a quello di tutti gli altri hub europei “minori”.

Figura 4.28 - Churn rate dei principali hub europei del gas nel 2018 (fonte: P. Heather, 2019)



4.3 Sistema elettrico

Nei primi sei mesi domanda elettrica in lieve calo: -0,6% rispetto alla prima metà del 2018

Nel II trimestre 2019 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 77 TWh, praticamente sui livelli dello stesso periodo dello scorso anno (-0,1%, [Figura 4.29](#)). Per effetto del calo registrato nei primi tre mesi del 2019 (-1% la variazione tendenziale), su base semestrale la domanda di elettricità sulla rete risulta in ogni caso in calo, seppur lieve, rispetto alla prima metà del 2018 (-0,6%). Analizzando nel dettaglio l'andamento della richiesta, il II trimestre ha mostrato una domanda in leggero calo ad aprile (-0,6% rispetto ad aprile 2018), mentre nei due mesi successivi la variazione tendenziale è risultata complessivamente nulla, perché la consistente riduzione di maggio (-3%) è stata compensata dall'incremento di giugno. Si tratta di un'evoluzione che trova riscontro nel fattore climatico: a un maggio insolitamente rigido è seguito un giugno più mite di quello dello scorso anno (circa un grado in più).

In una ottica di più ampio respiro la prima metà del 2019 sembra quindi confermare il rallentamento del trend di crescita della domanda elettrica, già emerso nel corso del 2018 (+0,4% sul 2017), dopo la crescita più consistente del 2017 (+2% sul 2016). I dati più recenti di Terna relativi ai mesi di luglio ed agosto confermano tale tendenza: nei primi otto mesi del 2019 la variazione tendenziale è praticamente nulla e il trend di lungo periodo tende a divenire quasi stazionario ([Figura 4.30](#)).

La [Figura 4.31](#) illustra i valori di massima potenza mensile nell'anno in corso e nel 2018 ed i livelli minimi e massimi mensili del precedente decennio. Emerge come il valore registrato lo scorso maggio (45 GW) sia di poco superiore al minimo decennale (+1%), mentre il picco di giugno (57,7 GW) supera del 4% il massimo dei precedenti dieci anni.

Forte incremento della produzione termica (+6% nei primi sei mesi), per il calo dell'idroelettrico e delle importazioni

Nel corso del II trimestre la produzione termica ha fatto registrare un significativo incremento, pari all'11% (+4,2 TWh) rispetto allo stesso periodo del 2018. Tale dato è in linea con l'aumento dei primi tre mesi dell'anno, quando tuttavia l'aumento era risultato meno deciso (+2% la variazione tendenziale). Complessivamente nei primi sei mesi la generazione termica risulta quindi in deciso aumento: +6% rispetto al I semestre 2018, pari a 5,2 TWh in più (i dati più recenti di Terna estendono la tendenza ai primi otto mesi dell'anno). Buona parte del risultato del trimestre in analisi è maturato nel corso del mese di aprile, quando la produzione termica si è assestata sui 14 TWh, il 20% in più rispetto ad aprile 2018. Anche nei successivi mesi di maggio e giugno si rilevano aumenti tendenziali rispettivamente del 5% e del 9%. A fronte di una domanda elettrica solo in lieve riduzione, l'incremento della produzione termica nella prima metà del 2019 è da ricercare nel calo delle importazioni e nella minore produzione da FER.

Anche nel II trimestre, infatti, le importazioni nette di elettricità sono risultate in forte calo (-13% rispetto al I trimestre 2018), con una riduzione particolarmente accentuata ad aprile (-31%). A spiegare il calo, in linea con quello anche più sostenuto dei primi tre mesi dell'anno (-23% la variazione tendenziale), vi sono i problemi alle linee di importazione. Complessivamente, nella prima metà del 2019 le importazioni nette si sono ridotte del 19% rispetto ai primi sei mesi del 2018 (confermato dai dati più recenti di luglio ed agosto).

Quanto alla produzione da FER, nei primi sei mesi si è ridotta del 3% rispetto all'anno precedente, e la sua quota sulla produzione elettrica nazionale è scesa al 36%, un punto percentuale in meno rispetto al I semestre dello scorso anno ([Figura 4.32](#)).

Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

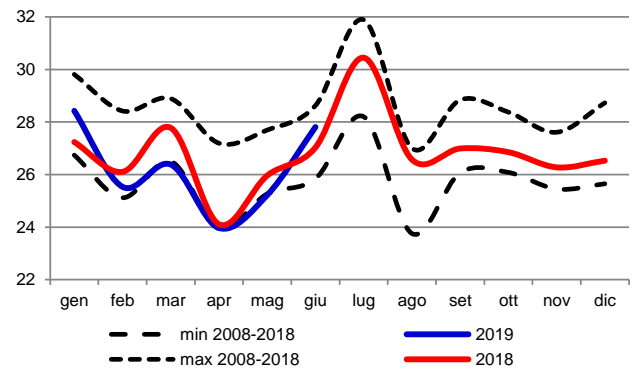


Figura 4.30 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

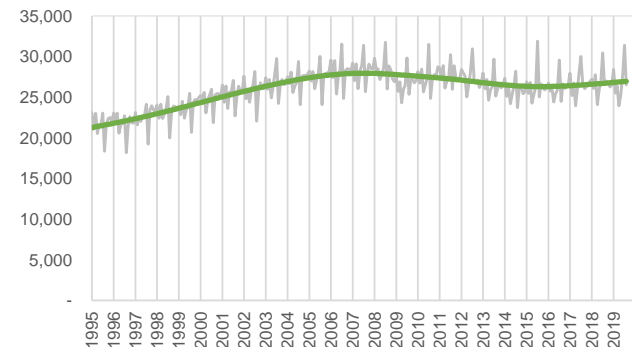


Figura 4.31 - Punta di domanda in potenza (GW)

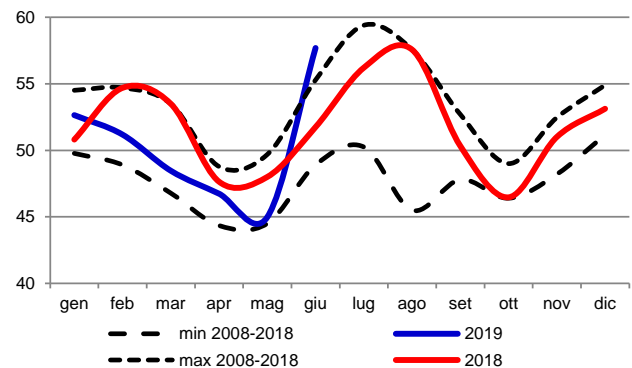
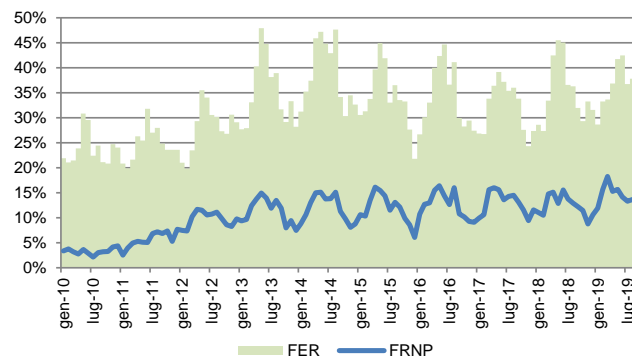


Figura 4.32 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% su richiesta)



Dopo l'aumento dei primi tre mesi dell'anno, nel trimestre successivo la generazione da FER ha infatti registrato un calo di circa 3 TWh rispetto al II trimestre 2018 (-9%), a causa della forte flessione della produzione idroelettrica (-20% rispetto al II trimestre 2018), maturata in particolare ad aprile

e maggio per la scarsa piovosità di quei mesi. Il calo del II trimestre è stato anche più sostenuto di quello del I trimestre (-12%). Con riferimento all'intero I semestre la produzione idroelettrica è complessivamente diminuita di 4,4 TWh rispetto a un anno fa (-17%).

La generazione da fonti non programmabili (FRNP) nel corso della prima metà del 2019 risulta invece in aumento di circa 2,7 TWh (+13%). Dopo il risultato particolarmente positivo dei primi tre mesi dell'anno, anche nel II trimestre si registra un aumento della produzione da solare ed eolico, anche se più contenuto (+3% tendenziale). Nel dettaglio, la produzione eolica è in aumento sia nel I che nel II trimestre del 16% in termini tendenziali, mentre la generazione fotovoltaica risulta in aumento di oltre 1 TWh (+10%), anche se il risultato particolarmente positivo dei primi tre mesi dell'anno (+35%) è stato in parte ridimensionato dal calo del successivo trimestre (-3% tendenziale).

Il calo delle importazioni e la scarsa produzione idroelettrica riducono i margini di riserva

Nel trimestre in esame la capacità di generazione in eccesso, ovvero quanto disponibile rispetto alla necessaria per coprire la domanda sulla rete, risulta in diminuzione rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno (Figura 4.33). Secondo le stime ENEA (N.B.: vedi nota metodologia per le caratteristiche specifiche di questa stima), nell'1% delle ore più critiche del II trimestre 2019 la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda è stata infatti pari al 47% (per l'intero sistema Italia), sette punti percentuali in meno dello stesso periodo dello scorso anno.

Anche nel corso dei primi tre mesi del 2019 la stima ENEA evidenziava una diminuzione del margine di riserva, seppure meno decisa (dal 37% al 34%). Il calo della capacità in eccesso nella prima metà dell'anno in corso è da ricercare nella diminuzione delle importazioni e della produzione idroelettrica. In particolare, le minori importazioni (-23% tendenziale nel I trimestre) hanno influito in maniera determinante nei primi tre mesi dell'anno, quando la capacità in eccesso è diminuita nonostante il calo della domanda (seppur lieve) e l'aumento della produzione da FER (le intermittenti hanno infatti più che compensato la minore produzione idroelettrica). La tendenza alla riduzione della capacità in eccesso, che vale anche per la zona Nord, è proseguita anche nel II trimestre, per la combinazione di forte calo della produzione da FER e per il persistente calo delle importazioni (-13% tendenziale).

Dopo il miglioramento del 2018 (per la ripresa dell'idro ed il ritorno a situazioni di normalità delle importazioni, oltre che alla stagnazione della domanda), nella prima metà del 2019 la capacità di generazione in eccesso sembra quindi tornata a diminuire, riprendendo il trend di progressiva riduzione degli anni precedenti.

Come già sottolineato (Analisi Trimestrale n. 2/2019), questi dati confermano il ruolo chiave delle importazioni per la sicurezza del sistema elettrico italiano, una valutazione che, al netto della differente metodologia di calcolo, è in linea con le preoccupazioni emerse di recente circa la potenziale problematicità della attuale adeguatezza del sistema elettrico. Secondo le valutazioni di Terna (condivise da Enel) l'attuale margine di riserva del sistema si attesta a circa 6 GW (il 10% della richiesta), un dato che implica che "il sistema italiano è coperto in momenti di particolare stress solo grazie alla disponibilità dell'import dai Paesi confinanti". Mentre un margine di riserva "opportuno" dovrebbe essere almeno pari al 20% della domanda, quindi tra un valore tra i 10-12 GW. Tale livello pare particolarmente sfidante alla luce degli obiettivi nazionali al 2030, data la riduzione della capacità termoelettrica (gran parte da *phase out* delle centrali a carbone) e l'aumento della domanda (per elettrificazione attesa del sistema energetico).

Figura 4.33 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1 % delle ore più critiche)

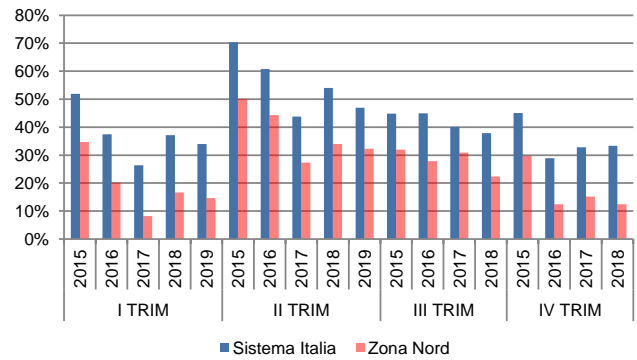
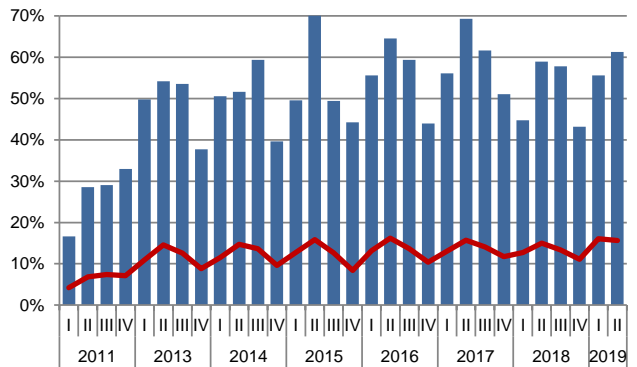


Figura 4.34 - Massima penetrazione delle FRNP (%)



Contributi importanti sono quindi attesi, entro il prossimo decennio, da accumuli, domanda attiva, V2G e nuove centrali a gas (complessivamente per 18 GW), oltre che da nuova capacità da FER (7 GW) e investimenti nelle infrastrutture di interscambio (QE 5/19).

Massima produzione oraria da FRNP sui livelli del 2018, ma in calo rispetto al precedente triennio

Similmente a quanto accaduto per i primi tre mesi del 2019, nel secondo trimestre la produzione da fonti intermittenti ha subito un incremento che non si è limitato ai valori medi, ma ha riguardato anche la massima quota di copertura della domanda su base oraria. La massima penetrazione oraria della produzione da fonti intermittenti ha raggiunto nel II trimestre 2019 il 61% (Figura 4.34). Tale valore è stato raggiunto nelle ore centrali del 21 aprile, domenica di Pasqua, nelle ore centrali di una giornata caratterizzata da livelli di domanda più contenuti rispetto ad un giorno lavorativo.

Come nel I trimestre, la quota massima di produzione oraria delle FRNP misurata nel II trimestre 2019, sebbene più elevata rispetto al corrispondente livello del 2018 (59%), risulta nettamente inferiore di quanto rilevato nel corso dello stesso periodo dei precedenti tre anni (68% il dato medio di massima produzione oraria nel II trimestre, triennio 2015-2017).

In riferimento alla massima variazione oraria della produzione da fonti FRNP (Figura 4.35), le elaborazioni ENEA mostrano come nel 5% delle ore di massima variazione positiva, la produzione da FRNP si è attestata al 7,1% della domanda oraria (intorno alle 8 di mattina), mentre nelle ore di massima variazione negativa la stessa si è portata al -7% della domanda di quell'ora (intorno alle ore 17). Questi dati risultano tendenzialmente in linea con quanto verificatosi nello stesso trimestre dello scorso anno, ma in riduzione rispetto al precedente triennio 2015-2017 (in media 7,8%).

Più ripido il profilo della domanda residua

Con riferimento ai dati del I semestre 2019, in **Figura 4.36** è possibile analizzare l'andamento della curva oraria di domanda residua (vale a dire la domanda al netto della produzione intermittente). Il maggiore apporto di produzione da fonti intermittenti ha portato per un verso a una nuova diminuzione della domanda da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata (quelle di maggiore richiesta), per un altro verso ad una ulteriore accentuazione delle rampe mattutine e serali.

Nel dettaglio, nella prima metà del 2019 il valore minimo medio della domanda residua nelle ore centrali della giornata si è attestato a 24,5 GW, in riduzione significativa rispetto al minimo dell'anno scorso (25,9 GW). Non sono stati invece riscontrati significativi scostamenti per il valore massimo serale, attestato intorno ai 36 GW.

Per effetto della diminuzione del minimo nelle ore centrali, la risalita pomeridiana della domanda residua (rampa serale) è diventata dunque più ripida, con una variazione media pari ad 11,6 GW, più elevata rispetto a quanto registrato nel 2018 (10,4 GW). Anche la rampa mattutina, seppur in misura più limitata, ha assunto un profilo più ripido rispetto allo scorso anno: la variazione media nel 2019 è pari a 7 GW, in rialzo rispetto ai 6,5 GW dello scorso anno.

Lo scostamento della domanda residua nel corso della prima metà del 2019 rispetto a quella dello stesso periodo del 2018 risulta tuttavia in attenuazione rispetto a quanto registrato nel corso dei soli primi tre mesi (si veda Analisi Trimestrale 2/2019), quando l'aumento più deciso della produzione intermittente e, in maniera meno determinante, il calo della domanda (-1% tendenziale), avevano determinato uno scostamento tra le curve anche più significativo.

Non si arresta l'ascesa del costo dei servizi di dispacciamento

La massiccia penetrazione di fonti aleatorie e non programmabili nel sistema elettrico aumenta la necessità di risorse di flessibilità per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. La maggior parte di queste risorse viene approvvigionata da Terna sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). L'evoluzione dei costi sostenuti da Terna su questo mercato può costituire un utile segnale dell'avvicinamento di situazioni potenzialmente critiche per la sicurezza del sistema elettrico **Figura 4.37**. Il primo semestre 2019 ha registrato un aumento molto significativo dei costi sostenuti da Terna sul MSD. In particolare, le quantità vendute, pari a 11 TWh (4,4 TWh nel I trimestre, 6,2 TWh nel II), sono aumentate del 3,8% rispetto allo stesso periodo del 2018 (quando erano state pari 10,2 TWh). Anche il prezzo medio ponderato delle vendite si è mosso al rialzo, salendo a 138 €/MWh contro i 127 €/MWh dei primi sei mesi dello scorso anno (+8,7%). Ne è derivato inevitabilmente un incremento dei costi associati alle transazioni, che per l'intero I semestre di quest'anno sono stimati a circa 1,05 miliardi di €, in aumento del 17,8% rispetto ai 900 milioni di € dello stesso periodo del 2018. In particolare, i 600 milioni di € stimati per il II trimestre rappresentano valori non lontani da quelli del 2016, quando furono la risultante di comportamenti speculativi che portarono poi ARERA a intervenire.

Questi costi si riflettono sugli oneri che contribuiscono a formare il prezzo dell'elettricità per i consumatori finali (sotto forma del corrispettivo "uplift"). La serie storica pluriennale dell'uplift indica chiaramente una tendenza alla crescita dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento (**Figura 4.38**). Parte di questa crescita è stata compensata da una riduzione delle risorse per la gestione degli sbilanciamenti, ma questo non basta a cambiare il trend di lungo periodo. Nel 2019 il corrispettivo uplift trimestrale si è posizionato su una media di 0,72 centesimi di €/kWh (+11% rispetto al 2018).

Figura 4.35 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)

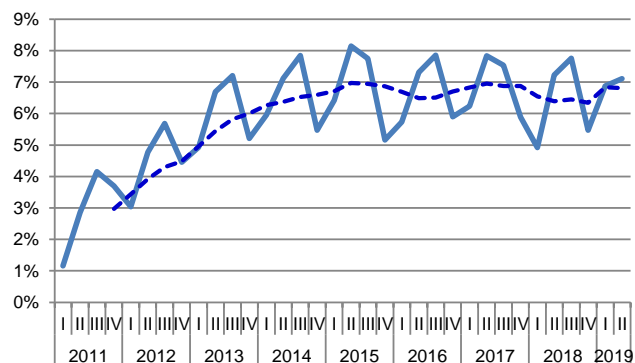


Figura 4.36 - Profilo orario della domanda residua nel I trimestre 2019 e nel I trimestre 2018 – Sistema Italia (MW)

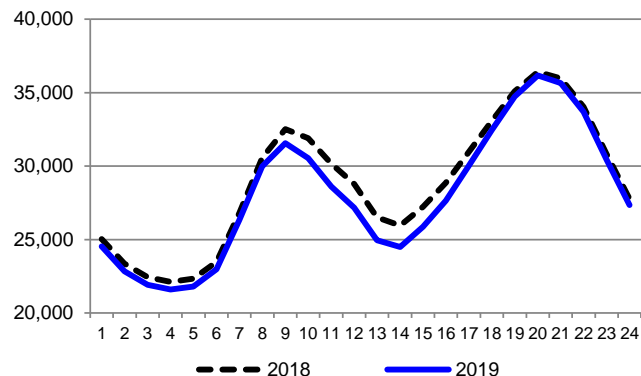


Figura 4.37 - Stima dei costi associati alle transazioni nel MSD e prezzi medi (ponderati) di vendita (M€)

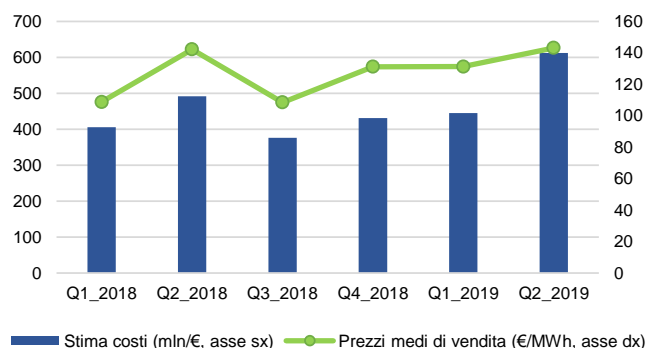
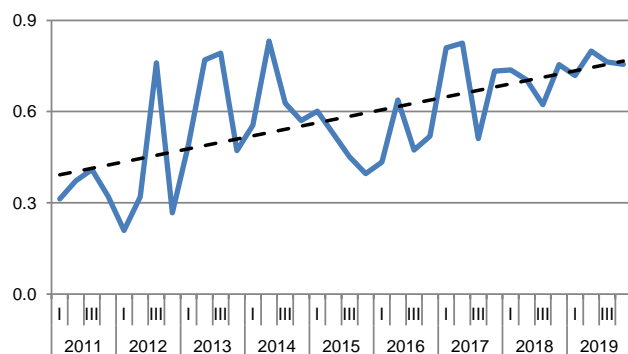


Figura 4.38 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)



Nel secondo trimestre prezzi sulla borsa elettrica al minimo degli ultimi due anni

Il valore medio del PUN registrato sulla borsa elettrica nel II trimestre è stato pari a 50.9 €/MWh, contro un valore di 54,2 €/MWh rilevato un anno prima, per una variazione tendenziale del -6% circa. Per trovare un valore inferiore occorre risalire al II trimestre 2017. Se invece si considera il periodo gennaio-giugno, il dato del 2019 è ancora lievemente superiore a quello del 2018 (55,1 €/MWh contro 53,8 €/MWh). Il fattore principale della tendenza alla diminuzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica è rintracciabile nel fenomeno della riduzione del prezzo del gas naturale. La **Figura 4.39** evidenzia al livello descrittivo la relazione tra le due grandezze. Per il mese di giugno sulla riduzione del PUN potrebbe aver inciso anche l'incremento dell'offerta competitiva (Newsletter GME 128/2019).

La curva oraria del PUN nel primo semestre 2019

La curva oraria del prezzo di borsa relativa al primo semestre 2019 mostra un andamento sostanzialmente in linea con quello del primo semestre 2018 (**Figura 4.40**, curva in colore rosso), fatto salvo un incremento nelle ore comprese tra la mezzanotte e le sette. Di conseguenza, il rapporto tra il prezzo medio nella fascia F1 e quello in F2 diminuisce, come esemplifica la **Figura 4.41**. Di contro, il rapporto F1/F3 aumenta dall'inizio dell'anno. In termini di confronto internazionale, nello stesso periodo, la curva oraria del prezzo EEX (**Figura 4.40**, curva in colore nero), mostra una semplice traslazione verso l'alto, senza rilevanti modifiche nei rapporti relativi tra le diverse ore della giornata.

Il PUN in una prospettiva storica. La curva oraria

Da una prospettiva di carattere storico, la **Figura 4.41** sottolinea come il rapporto F1/F2 sia sceso al di sotto dell'unità tra il 2012 e il 2014. L'analisi della serie temporale consente di stabilire che ciò sia stato molto più l'effetto della riduzione del numeratore (F1) che non dell'aumento del denominatore (F2).

Ancora in una prospettiva storica, si sottolinea la profonda trasformazione, già rilevata nelle analisi precedenti dell'Analisi Trimestrale, che ha caratterizzato la curva oraria del PUN negli ultimi anni.

A tale scopo la **Figura 4.42** mostra per alcuni periodi caratteristici la dinamica della curva oraria del PUN, posta anche a raffronto con quella della domanda oraria (relativamente invariante, essendo correlata agli stili di vita). Per consentire una rapida visualizzazione di grandezze espresse in unità diverse, i dati sono stati rappresentati in forma di numero indice. Dall'ispezione grafica emerge il profondo cambiamento del profilo della curva oraria del PUN, in primo luogo per l'inversione del momento del picco giornaliero: il prezzo medio si è ridotto in modo drastico nelle ore del picco di domanda mattutino, mentre è aumentato nelle ore del picco di domanda serale, quando non è più disponibile la produzione fotovoltaica.

In conseguenza di ciò sono divenute progressivamente più accentuate, con il passare degli anni, le rampe orarie del PUN, legate alla dinamica circadiana dell'insolazione: la pendenza della curva del prezzo è aumentata rapidamente tra le ore 13 e le ore 19-20. Ad esempio, con riferimento al I semestre 2019, tra le 13 e le 20 il prezzo passa dal valore medio (cioè 100) a 120, laddove la domanda ha un andamento molto più stabile, passando da 109 a 113 circa. Si è inoltre ridotto in modo sostanziale lo scarto tra i prezzi diurni e quelli notturni, che ancora nel 2010 erano inferiore anche del 40%.

Figura 4.39 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

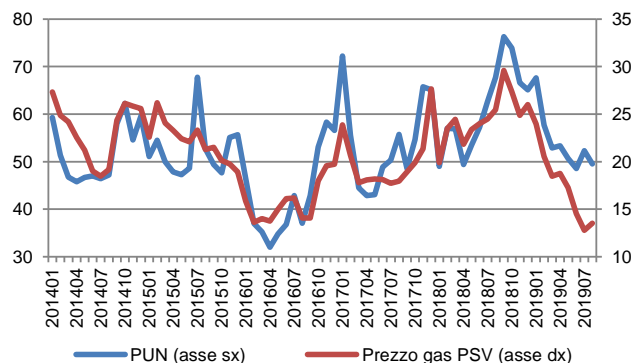


Figura 4.40 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel III trimestre 2018 (€/MWh)

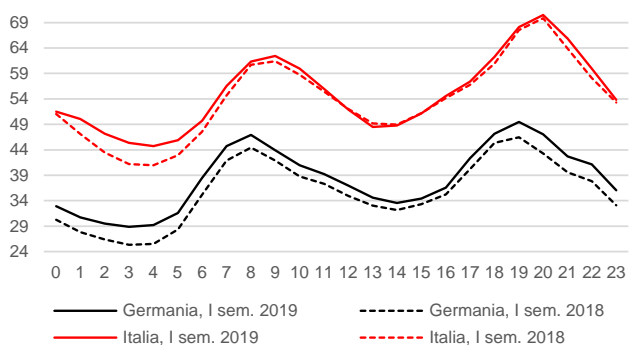


Figura 4.41 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 (per il 2019 dati gennaio-maggio)

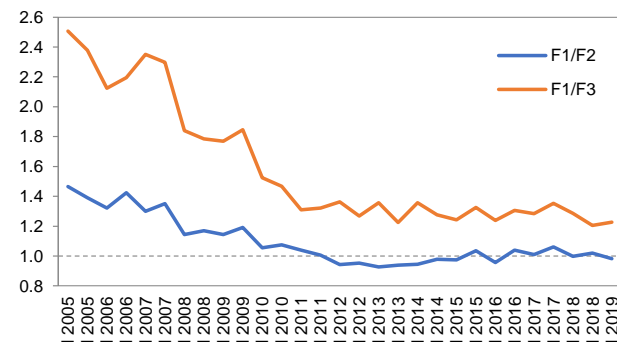
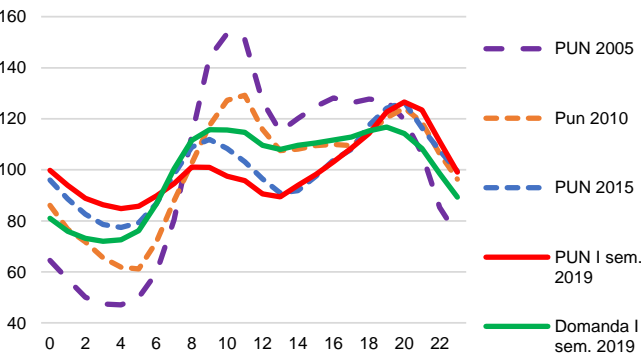


Figura 4.42 - Curva oraria del PUN e della domanda totale in diverse annate (numero indice, media del giorno tipo = 100)



Il PUN in una prospettiva storica. Tendenza alla riduzione della variabilità oraria

A fronte della evidenza del sostanziale cambiamento che ha interessato la curva oraria del prezzo all'ingrosso, ci si può domandare se la sua variabilità oraria sia andata aumentando nel tempo. La Figura 4.43 riporta la serie storica del coefficiente di variazione orario rilevato per ciascun giorno dal primo gennaio 2005 al 30 giugno 2019. La variabilità è molto elevata nei primi anni, in corrispondenza tra l'altro con gli esordi dell'operatività del mercato di borsa. Tra la metà del 2011 e gli inizi del 2015 si assiste ad un picco locale nella serie, in corrispondenza del forte e improvviso aumento degli investimenti nel fotovoltaico. Infine, dal 2015 in poi viene delineandosi un generale assestamento del coefficiente di variazione, eccezione fatta per il primo trimestre 2018. L'effetto di generale appiattimento della curva dei prezzi sembra dunque prevalere su quello della crescente variabilità della produzione intermittente, in qualche misura forse anche grazie ad una spinta "stabilizzatrice" indotta da un mercato più efficiente.

Il PUN in una prospettiva storica. Il confronto internazionale

Il confronto con le principali borse elettriche europee delinea una tendenza alla diminuzione del differenziale del prezzo all'ingrosso per l'Italia. Il fenomeno sarebbe dovuto tanto alla diminuzione del valore per il prezzo italiano quanto ad un generale aumento, in un periodo compreso tra il 2015 e il 2016, per quello degli altri Paesi (Figura 4.44). Anche la considerazione del differenziale in termini percentuali, per tener conto del livello assoluto del prezzo all'ingrosso nei diversi periodi, porta alle stesse evidenze (Figura 4.45). Sembra questo un segnale che nei mercati elettrici europei sarebbe in atto quel cambiamento prefigurato anche nei documenti strategici italiani degli ultimi anni (SEN e PNIEC), cambiamento che dovrebbe portare ad un progressivo avvicinamento dei prezzi italiani a quelli degli altri Paesi europei. Questo perché in questi ultimi Paesi perdono importanza carbone e nucleare, mentre diviene più decisivo il ruolo del gas come tecnologia marginale.

Redditività degli impianti a gas in ripresa nel secondo trimestre 2019

La tendenza alla diminuzione del prezzo del gas sembrerebbe stimolare una ripresa della redditività degli impianti a gas, fatto salvo un periodo di fisiologico ritardo. Il *clean spark spread*, pur in presenza di un valore elevato del prezzo dei permessi di emissione (circa 25,5 €/t), si è assestato nel secondo trimestre a circa 7 €/MWh su base nazionale, registrando un aumento su base tendenziale (era pari a 1,3 €/MWh nel secondo trimestre 2018), ma non ancora su base congiunturale (era pari a circa 8,5 €/MWh nel primo trimestre 2019). La fase relativamente favorevole dello spark spread è supportata anche dalla permanenza del peso del gas nella generazione elettrica su valori significativi (Figura 4.46). Segnali di ulteriore aumento della redditività si registrano per i mesi estivi dell'anno in corso.

Figura 4.43 - Serie storica relativa al coefficiente di variazione del PUN nelle ventiquattro ore (dati giornalieri e trend di lungo periodo)

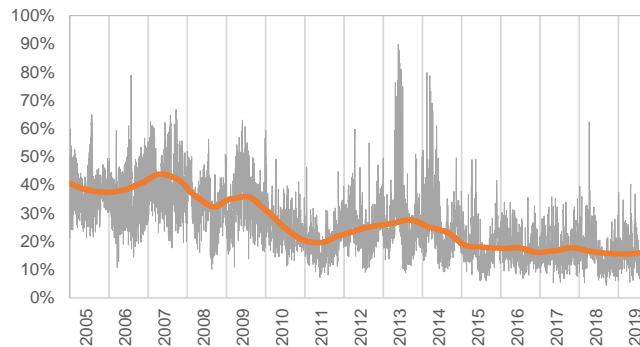


Figura 4.44 - Trend di lungo periodo relativo ai prezzi all'ingrosso di alcuni Paesi europei (€/MWh)

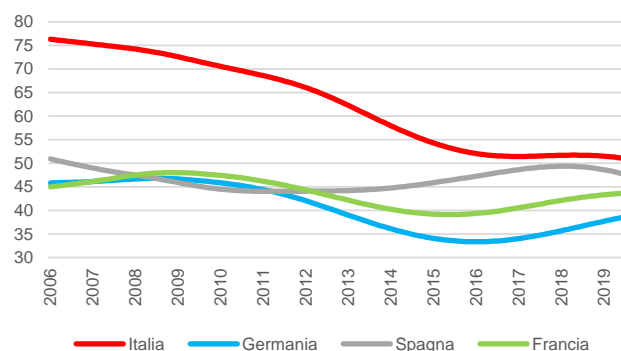


Figura 4.45 - Differenziale in termini tra il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e quello in Germania, con evidenziazione del trend (%)

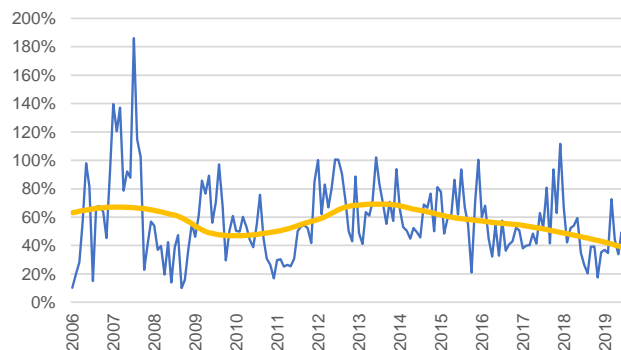
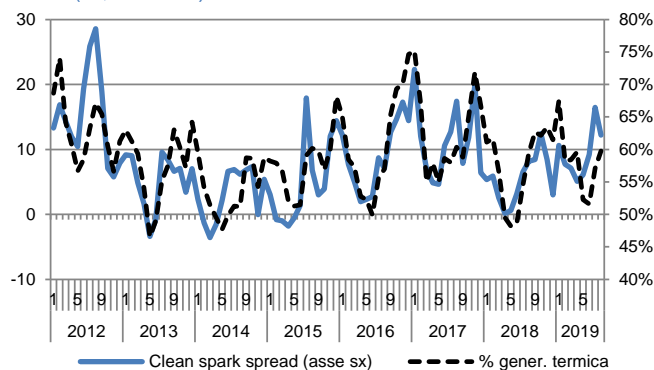


Figura 4.46 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)



Le variabili che incidono maggiormente sul PUN negli ultimi dieci anni

In un numero precedente dell'Analisi Trimestrale (n.1/2019) venivano esposti in sintesi i risultati di una stima econometrica relativa alle variabili che hanno inciso maggiormente sul PUN negli ultimi dieci anni. Il recente aggiornamento del dato Eurostat sull'andamento dei gradi giorno riscaldamento in Italia e la considerazione anche dell'andamento del prezzo dei permessi di emissione di CO₂ rende possibile arricchire il modello precedentemente testato con nuove informazioni. Ancora una volta, la base dati è la serie storica mensile 2008-2018.

Le variabili indipendenti del modello sono il prezzo del gas (PSV), il grado d'incidenza delle FER sulla generazione elettrica, la somma dei gradi giorno riscaldamento per mese, il prezzo dei diritti d'emissione (EUA) e il valore mensile della richiesta di energia elettrica in rete. Quest'ultima, a seguito della verifica di assenza di collinearità, è stata inserita allo scopo di misurare l'effetto della domanda non legato alle esigenze di raffreddamento.

La quota di FER mostra un trend in ascesa dal 2008 al 2014-2015, senza ulteriori sostanziali progressi nel periodo successivo (2016-2018), palesando oltretutto maggiori oscillazioni. La restituisce un dato oramai ampiamente noto, quello dell'innalzamento delle temperature per il nostro paese, peraltro con un'apparente deviazione dalla linearità a partire dagli anni 2000, quando il trend stocastico stimato "senza modello" comincia a superare quello deterministico. A fronte di un probabile effetto al rialzo livello dei consumi dovuto al riscaldamento climatico (es., Van Ruijven, De Cian, E., Ian Sue Wing, 2019) è lecito attendersi che le temperature in aumento esercitino un effetto di pari segno sul livello dei prezzi.

Per quanto riguarda il prezzo dei diritti d'emissione, si tratta di una variabile che solo in tempi relativamente recenti è tornata a livelli elevati, contribuendo probabilmente all'aumento dei prezzi. L'ultima variabile presa in considerazione è quella relativa al prezzo del gas, determinante sul livello del PUN in quanto si pone come la principale fonte della tecnologia marginale. Il modello, nella sua semplicità, appare sufficientemente specificato, alla luce delle diagnostiche riportate in tabella. Il segno dei coefficienti è in linea con le attese. Secondo le stime, un aumento del prezzo del gas di 1 €/MWh comporterebbe un aumento medio sul PUN di 1,3 €/MWh, mentre un incremento del 10% della generazione di energia elettrica da FER stimolerebbe una riduzione *media* del prezzo all'ingrosso di 6,6 €/MWh.

L'impatto delle FER sarebbe tuttavia più marcato in corrispondenza di valori di incidenza sulla generazione di energia elettrica più simili a quelli attuali. Ad esempio, un aumento della quota dal 42,6%, valore medio registrato nel 2018, ad una ipotetica del 60% comporterebbe, a parità di condizioni, una riduzione del PUN pari a circa 8 €/MWh. Quanto alla variabile climatica, l'impatto sul PUN si mostra significativo. Per dare una stima all'ingrosso, a parità di condizioni, l'aumento di un solo grado giorno riscaldamento in un mese comporta un aumento del PUN pari a più di 6 c€/MWh. Alla luce del trend di lungo periodo, il dato appare particolarmente rilevante.

Infine, può dirsi confermata, alla luce di questa stima, l'ipotesi di un contributo autonomo positivo negli ultimi due anni circa da parte del prezzo dei diritti d'emissione.

Nella penultima colonna della tabella 1 viene indicato il coefficiente di correlazione parziale tra la singola variabile esplicativa e il PUN, uno dei possibili strumenti d'ausilio per individuare il relativo grado d'importanza della variabile. Il coefficiente associato alla variabile FER, in termini assoluti, è addirittura più alto di quello associato al prezzo del gas. L'effetto delle temperature è al terzo posto per ordine d'importanza, mentre più staccato appare quello relativo al prezzo dei diritti d'emissione. La stima, come era negli auspici, non è affetta da sostanziale multicollinearità (valore del *variance inflation factor*, *VIF*, ultima colonna della tabella 1, intorno ad 1). Nondimeno, al di là della validità intrinseca del modello, è appena il caso di notare come tutte le variabili indipendenti siano rappresentative di dimensioni concettualmente interrelate.

L'incidenza delle fonti rinnovabili, il costo monetario delle emissioni di CO₂, il prezzo delle fonti fossili, il valore della temperatura, sono fortemente interdipendenti, variamente legati alla dimensione della decarbonizzazione. La stima quantitativa del ruolo delle diverse variabili in gioco sembrerebbe allora confermare come il percorso della decarbonizzazione non sia incompatibile con l'obiettivo della riduzione dei prezzi.

Un'ultima riflessione riguarda l'aspetto dinamico del modello. A fronte del citato assestamento del valore percentuale delle FER, ci si può chiedere se il contributo delle rinnovabili alla diminuzione del PUN sia sempre lo stesso o se sia andato cambiando nel periodo considerato. Mediante un modello di stima a coefficienti variabili nel tempo (Ekkehart S, 2005) si è provveduto a stimare l'effetto dinamico nel tempo della variabile FER. La Figura 4.47 riporta la stima del coefficiente di regressione *variabile* nel periodo 2008-2018. Si tratta di una *proxy* dell'impatto delle rinnovabili sul PUN, in quello che è in ogni caso un modello *ex post* che ricostruisce la storia recente, anziché formulare previsioni. Nella Figura 4.47, dato il segno negativo del coefficiente, a valori più bassi corrisponde un impatto maggiore. Dal 2010 al terzo trimestre del 2017 la variabile mostra un trend marcato all'aumento dell'impatto delle FER. A partire dal terzo trimestre 2017 l'effetto sembra essersi attestato, dal momento che il coefficiente rimane fermo, anche se su valori minimi. Su questa dinamica potrebbe aver inciso proprio il più recente rallentamento degli investimenti in energie rinnovabili.

In conclusione, l'analisi *ex post* sembra suggerire che l'effetto *netto* delle energie rinnovabili sul prezzo è positivo ma richiede che la dinamica degli investimenti in queste tecnologie non subisca rallentamenti. In termini strategici, elemento chiave legato alla penetrazione delle FER è quello legato alla introduzione di ulteriori elementi di flessibilità nel sistema (miglioramento delle interconnessioni, sistemi di storage, miglioramento delle soluzioni tecnologiche per lo start-up, per fare alcuni esempi) tali da compensare la inevitabile variabilità della produzione, che, si è visto, non comporta comunque automaticamente variabilità nei prezzi orari.

Tab. 1 - Risultati della stima econometrica

Modello: minimi quadrati ordinari su dati trasformati in differenze prime

Osservazioni: 2008:02 - 2018:12 (T = 131)

Variabile dipendente: PUN (€ / MWh)

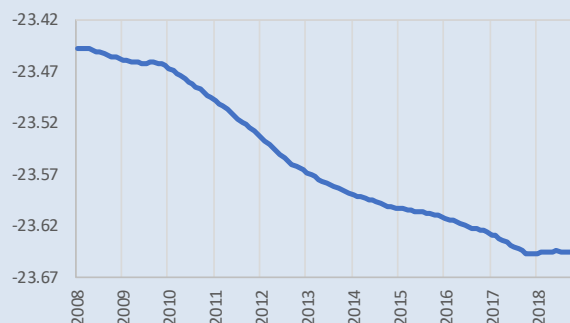
Parametri:

	Coefficiente	Errore std.	z	p-value	Corr. parziale	VIF
Intercetta	-0.0338	0.3186	-0.11	0.9156		
Quota % di generazione elettrica da FER (log. nat.)	-24.6782	3.0723	-8.03	< 0.0001	-0.5830	1.1800
Somma mensile dei gradi giorno raffrescamento	0.0606	0.0101	6.01	< 0.0002	0.4740	1.0840
Prezzo del gas naturale (PSV, €/MWh)	1.1414	0.1508	7.57	< 0.0003	0.5610	1.1770
Richiesta di energia elettrica in rete (GWh)	0.00052	0.0002	3.40	0.0007	0.2910	1.0890
Prezzo permessi emissione CO ₂ (EUA, €/t)	0.5947	0.2899	2.05	0.0402	0.1800	1.0210

Diagnostiche:

R ² corretto per numero di parametri	0.931
Root Mean Square Error (RMSE)	3.645
Mean Bias Error (MBE)	0.000
Mean Absolute Error (MAE)	2.643
Mean Absolute Percentage Error (MAPE)	4.22%
Test Ljung-Box Q' per autocorrelazione	22.18 (p = 0.035)
Test LM per presenza di effetti ARCH	7.98 (p = 0.786)

Figura 4.47 - Coefficiente di regressione, ottenuto mediante stima a coefficienti variabili nel tempo (*Time-Varying Coefficients, VC*), relativo all'incidenza delle fonti rinnovabili sulla generazione elettrica.



Riferimenti bibliografici

Antonelli, M., Desideri, U., Franco, A., *Effects of large scale penetration of renewables: The Italian case in the years 2008–2015*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018) 3090–3100.

Dillig M., Jung, M., Karl, J., *The impact of renewables on electricity prices in Germany – An estimation based on historic spot prices in the years 2011–2013*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57 (2016) 7–15.

Bas J. van Ruijven, De Cian, E., Ian Sue Wing, *Amplification of future energy demand growth due to climate change*. Nature Communications, (2019) 10:2762, <https://doi.org/10.1038/s41467-019-10399-3> | www.nature.com/naturecommunications

Ekkehart S. VC - *A Program for Estimating Time-Varying Coefficients*, Software in Economics 684, University of Munich, Department of Economics, 2005.

5. Prezzi dell'energia

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Nel secondo trimestre 2019 prezzi ancora in discesa

Nel periodo aprile-giugno 2019, per il secondo trimestre consecutivo i prezzi dell'energia elettrica per le imprese subiscono un calo, principalmente per effetto dell'andamento dei prezzi internazionali delle materie prime, in particolare quelli del gas naturale (Figura 5.1). I primi sei mesi dell'anno riportano quindi il livello a dodici mesi fa, prima dei forti rincari della seconda metà del 2018, esattamente. A seconda della fasce di consumo il range dei prezzi è stimato tra circa 10 e 18 c€/kWh, rispettivamente per le imprese di maggiori dimensioni, che godono degli sgravi in quanto energivore, e per le imprese più piccole. Rispetto al trimestre precedente la variazione nel secondo trimestre è stimata pressoché uniforme per le distinte fasce di consumo, nell'ordine dell'11%-15%. Particolarmente evidente (Figura 5.2) è il contributo alla diminuzione del prezzo finale offerto dalla corposa componente "prezzo energia" (-30%), mentre quella del "prezzo dispacciamento" appare in controtendenza (+18%). La Figura 5.3 mostra come nel II trimestre 2019 la riduzione della componente "prezzo energia" sia stata più consistente della riduzione del PUN (-34,5% contro -14,4%). D'altra parte, era invece accaduto l'opposto nei precedenti tre trimestri, nei quali la componente "prezzo energia" era aumentata più del PUN oppure era diminuita meno del PUN. Le misure in favore delle industrie energivore nel terzo trimestre si risolvono in uno sconto stimabile intorno ai 3 c€/kWh per le 'grandissime utenze in alta tensione' e intorno a 2 c€/kWh per quelle definite 'grandi utenze in alta tensione'. Per le prime l'effetto combinato della riduzione dei costi dell'energia sui mercati internazionali e quello dello sconto è particolarmente evidente. Di fatto il costo unitario dell'energia elettrica da queste sopportato è meno della metà di quello delle piccole utenze in bassa tensione.

Nel terzo trimestre 2019 i prezzi sono in risalita, ma raggiungono livelli più bassi rispetto al precedente anno

Nel periodo luglio-settembre torna ad aumentare il costo della bolletta elettrica per gli utenti non domestici (Figura 5.4). I prezzi stimati variano tra 11 c€/kWh per le imprese più grandi e più di 18 c€/kWh per i piccoli utenti in bassa tensione. In termini congiunturali, l'aumento oscilla tra il 2% e l'8% circa. Rispetto al terzo trimestre 2018, invece, i prezzi sono in discesa, tra il 7% e l'11%. L'aumento che si registra tra il secondo e il terzo trimestre è la risultante di spinte diverse. Da un lato si assiste ad una riduzione ulteriore del prezzo delle commodities, con conseguente diminuzione dei costi legati alla materia prima, dall'altro il consueto effetto stagionale porta in alto i consumi, con una parziale spinta al rialzo dei prezzi finali. Dal canto suo, il prezzo dei permessi di emissione di CO₂ probabilmente esercita una pressione verso l'alto sul prezzo finale, poiché tende ormai a stabilizzarsi su livelli relativamente elevati. Infine, gli oneri di sistema conoscono invece una diminuzione, anche a seguito del dichiarato raggiungimento dell'obiettivo del loro pieno recupero, dopo le scelte passate del loro congelamento. Per quanto riguarda più specificamente la stima della componente 'prezzo energia', la Figura 5.3 mostra come complessivamente negli ultimi diciotto mesi questa si sia mossa sostanzialmente in linea con la dinamica del Prezzo Unico Nazionale, pur nello scontato mismatching temporale. La variazione trimestrale media della componente PE è pari a -0,4%, mentre quella del PUN è pari a -0,2%.

Figura 5.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh)

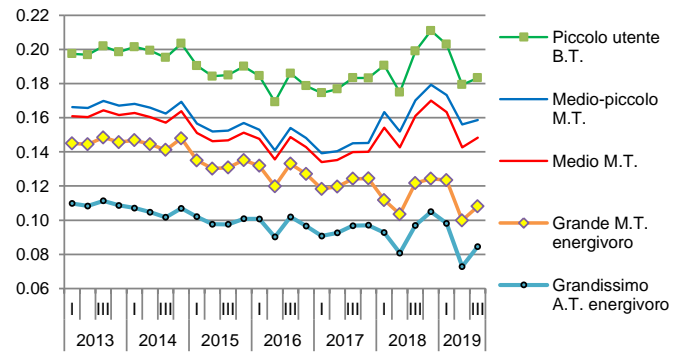


Figura 5.2 - Variazione % congiunturale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

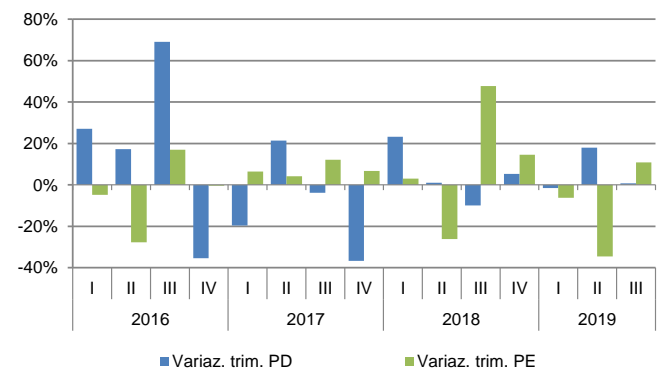


Figura 5.3 - Variazioni % congiunturali del PUN e della componente 'prezzo energia' (PE)

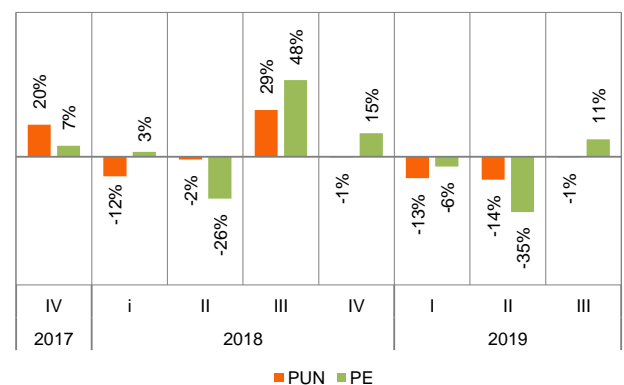
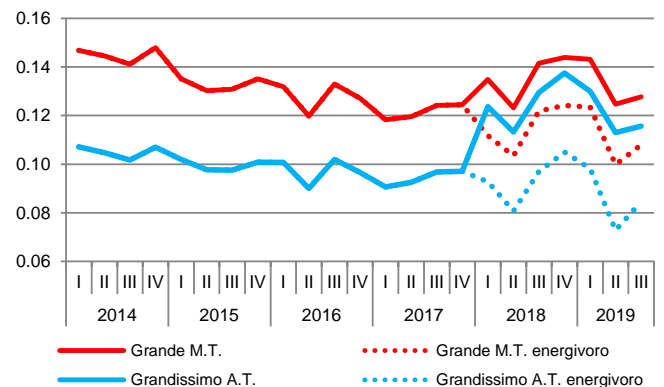


Figura 5.4 - Stima del prezzo al netto imposte recuperabili per due tipologie di consumatore non domestico (€/kWh)



Prezzo per il consumatore domestico tipo in calo dai massimi storici di inizio anno, ma su valori ancora storicamente elevati

La bolletta per il consumatore domestico tipo è scesa significativamente nel secondo trimestre (-8,5% rispetto al trimestre precedente), ma è tornata a salire lievemente nel terzo (+1,9%). La voce di costo che incide su questa dinamica, pressoché esclusivamente, è la materia energia (Figura 5.5). Nel periodo luglio-settembre 2019 la spesa delle famiglie è del tutto rapportabile a quella di un anno prima. Una lettura più critica è tuttavia quella che si focalizza sulla apparente rigidità verso il basso da parte degli oneri di sistema (vedi Staffetta Quotidiana, 29 agosto 2019). La diminuzione di questa componente nel terzo trimestre è in effetti molto contenuta (da 4,9 a 4,8 c€/kWh), e al momento del conseguimento del recupero degli oneri non versati nei periodi precedenti non sembrerebbe registrarsi un pieno riallineamento allo stato ex ante.

Trasmissione parziale dei ribassi del gas sui mercati internazionali ai prezzi dell'elettricità per gli utenti finali, i domestici in particolare

Da inizio anno ad agosto il prezzo del gas sui mercati internazionali ha iniziato una ripida discesa (vedi cap. 2.1). Sul principale mercato europeo, il TTF, il prezzo medio (stimato su dati parziali) nel III trimestre 2019 sarà di quasi il 60% inferiore a un anno prima, mentre al PSV italiano sarà di quasi il 50% inferiore. Il prezzo dell'elettricità sulla borsa italiana (il PUN), che resta strettamente legato al prezzo del gas (vedi cap. 4.3), è invece sceso nello stesso periodo del 25%, e della stessa misura si è ridotta la componente "materia energia" delle condizioni economiche per il mercato tutelato.

Il prezzo per il consumatore domestico tipo è invece rimasto invariato sullo stesso livello del III trimestre 2018, mentre se si considera il dato del IV trimestre, per tener conto del ritardo temporale negli aggiustamenti dei prezzi agli utenti finali, la riduzione su base annua è di circa il 4%. La differenza nelle variazioni percentuali dei prezzi finali rispetto all'ingrosso è inevitabile, perché dovuta al fatto che sui primi hanno un peso rilevante (più del 50%) componenti non legate all'evoluzione dei secondi. Questo spiega dunque perché i consumatori finali stiano beneficiando solo in misura molto parziale dell'attuale situazione eccezionalmente favorevole dei mercati internazionali del gas.

Tuttavia, un'analisi di medio periodo, estesa agli ultimi sei anni (dal III trimestre 2013, a partire dal quale è disponibile la serie storica trimestrale dei prezzi per le imprese stimati dall'ENEA), rivela come l'evoluzione favorevole che ha caratterizzato i mercati del gas negli ultimi anni sia arrivata in misura parziale ma significativa agli utenti industriali, mentre non si è trasmessa ai consumatori domestici (Figura 5.6).

La ragione di ciò si può rintracciare analizzando la catena di trasmissione che va dai prezzi all'ingrosso del gas al prezzo dell'elettricità agli utenti finali (Figura 5.7; NB: per tutte le variabili si sono utilizzati i valori medi dei dodici mesi precedenti, vedi Nota metodologica): un primo scarto si registra nel rapporto tra prezzo al PSV e PUN, con il secondo che nei sei anni si è ridotto in misura decisamente inferiore (-7% contro -26%); un secondo scarto sia ha nel rapporto tra PUN e prezzi finali, con i secondi che si sono ridotti in misura marginale per i piccoli consumatori industriali, mentre sono aumentati per i consumatori domestici. Lo stesso confronto effettuato guardando alle variazioni assolute (in €/MWh) restituisce un quadro più favorevole per gli utenti industriali, ancora più penalizzante per i domestici (Figura 5.7).

Dalla Figura 5.8, che mostra l'evoluzione temporale delle variabili suddette, emerge invece la correlazione molto forte fra il PUN e la componente PED.

Figura 5.5 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

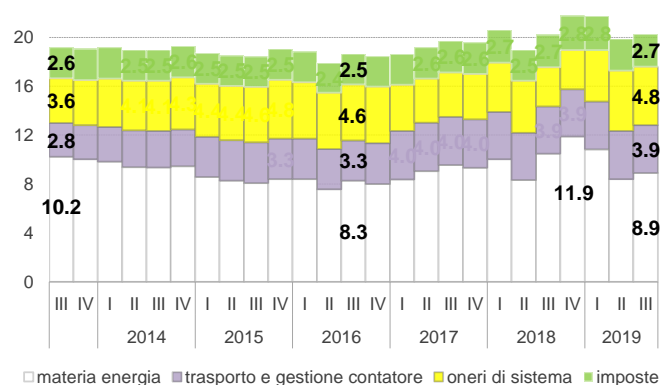


Figura 5.6 - Variazione % del prezzo al PSV, del PUN e dei prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (confronto fra i valori medi degli ultimi 12 mesi)

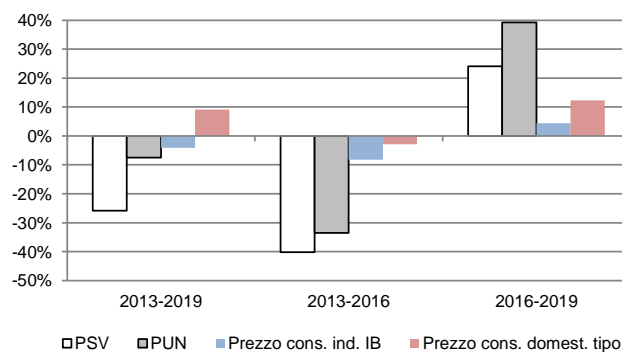


Figura 5.7 - Variazione assoluta (€/MWh) del prezzo al PSV, del PUN e dei prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (confronto fra i valori medi degli ultimi 12 mesi)

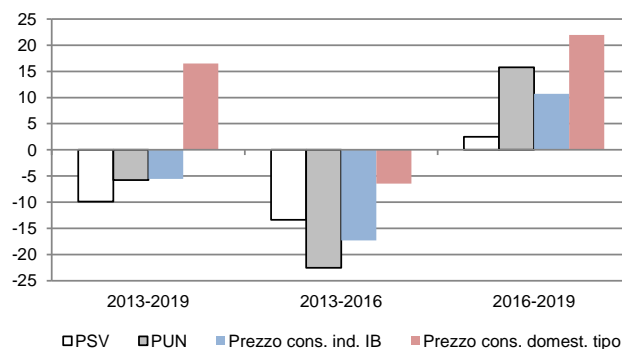
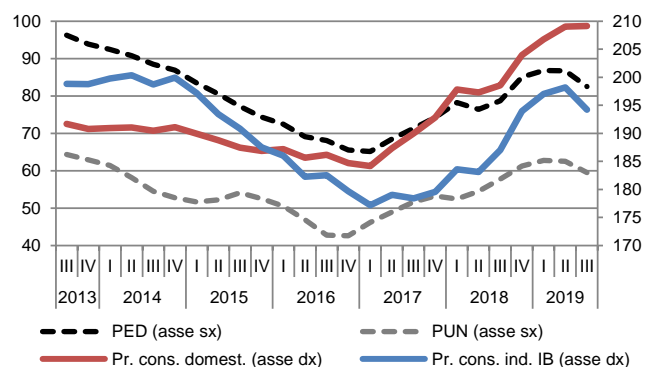


Figura 5.8 - Evoluzione di PUN, PED (componente approvvigionamento energia) e prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (€/MWh)



La ragione del primo dei due “scarti” che si registrano nella catena di trasmissione che va dai prezzi del gas al prezzo dell'elettricità agli utenti finali, cioè quella legata al rapporto tra PSV e PUN, va ricercata nelle dinamiche di funzionamento del mercato elettrico. La ragione del secondo “scarto”, quello tra PUN e prezzo finale, sta invece nell'evoluzione delle diverse componenti della “bolletta elettrica” del consumatore domestico: tra il III trimestre 2013 e il III trimestre 2019 il costo della materia energia è diminuito di 1,3 €/MWh, mentre quelli per oneri di sistema e spesa per trasporto e gestione del contatore sono aumentati di 2,3 €/MWh (rispettivamente 1,2 €/MWh e 1,1 €/MWh).

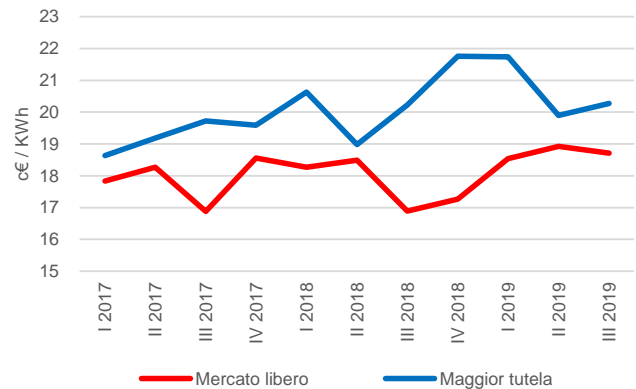
Vista in termini percentuali, negli ultimi sei anni il peso della materia energia sul prezzo finale è passato dal 53% al 44%. Il resto è imputabile ad oneri di sistema, imposte e spese di trasporto e gestione del contatore. In altri termini, negli ultimi sei anni, la riduzione del costo della principale materia prima, il gas naturale, non è valsa a ridurre il costo della bolletta delle famiglie, in parte per effetto di una minore elasticità del prezzo all'ingrosso, in parte per l'aumento – sia in valore percentuale che in valore assoluto – della componente degli oneri fiscali e parafiscali.

Riguardo a quest'ultima componente, il dato sembrerebbe in contrasto con un trend del fabbisogno per la copertura degli oneri di sistema dato in diminuzione. Secondo le valutazioni più recenti del GSE (Rapporto sulle attività 2018, pubblicato a maggio 2019) è infatti in atto un trend di riduzione iniziato nel 2016. La tendenza sarebbe confermata anche per l'anno in corso, per l'effetto concomitante di diversi fattori, alcuni dei quali di tipo “strutturale”, come le scadenze di impianti ex CV e CIP6/92. Nel 2018 il fabbisogno economico ASOS si è attestato sugli 11,6 miliardi di €, in decremento rispetto ai 12,5 miliardi di € del 2017, mentre per il 2019 si prevede un nuovo lieve decremento a 11,5 miliardi di €.

Prezzo per i consumatori domestici in calo dai massimi storici di inizio anno

La [Figura 5.9](#) esprime una comparazione tra la dinamica dei prezzi per le utenze domestiche osservati nel mercato libero e quelli di riferimento del mercato tutelato. La curva tratteggiata in rosso indica il prezzo più basso osservato sul mercato libero. Accanto alla evidenza della tendenza alla convergenza dei due mercati, il dato forse più interessante è proprio quello relativo alla maggior convenienza di quella che è la miglior offerta sul mercato libero. Nel numero precedente dell'Analisi Trimestrale si osservava come l'offerta sul mercato libero fosse molto diversificata, con un range molto variabile, e come i valori medi ivi osservati fossero più elevati rispetto a quelli del mercato tutelato. In questa sede, invece, si può evidenziare come la miglior opzione del consumatore consenta di spuntare prezzi più convenienti.

Figura 5.9 - Evoluzione del costo unitario dell'energia elettrica per l'utente domestico tipo. Confronto tra mercato tutelato e migliore offerta sul mercato libero



5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Dopo il calo di inizio anno il prezzo del gasolio in Italia è tornato a crescere nel II trimestre; ma nei sei mesi resta inferiore alla seconda metà del 2018

In Italia nel secondo trimestre del 2019 il prezzo medio al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) è stato pari a 1,50 €/litro, in aumento del 2,8% rispetto alla media dei primi tre mesi dell'anno. Nonostante tale ripresa, grazie al forte calo registrato nei primi tre mesi dell'anno (-4% rispetto al IV trimestre 2018), il prezzo medio nel corso del I semestre del 2019 è stato pari a circa 1,49 €/litro, dunque comunque inferiore del 2,5% rispetto a quanto rilevato nella seconda metà dello scorso anno (mediamente su 1,52 €/litro).

Come mostra la **Figura 5.10**, dopo il trend di crescita quasi costante dai livelli minimi di fine 2015 fino ai massimi di fine 2018 (1,57 €/litro a metà ottobre 2018), il prezzo di vendita del gasolio nel nostro Paese è tornato su una fase discendente, sebbene a fasi alterne. Dopo la rapida riduzione di inizio 2019 (1,43 €/litro a metà gennaio), i prezzi hanno infatti ripreso a salire nelle successive 18 settimane, arrivando a fine maggio ad 1,53 €/litro; a giugno si è poi registrato un nuovo deciso calo, fino a 1,48 €/litro di fine mese, tendenza confermata dai dati relativi ai successivi due mesi (a metà settembre 1,46 €/litro).

Nell'UE ripresa del prezzo meno sostenuta che in Italia, dunque torna a crescere il divario tra prezzi nazionali e media UE (+11% nel II trimestre)

Nel corso del II trimestre dell'anno anche a livello UE il prezzo medio del gasolio, pari ad 1,36 €/litro, ha fatto registrare un aumento rispetto ai primi tre mesi dell'anno, del 2,4%, quindi lievemente inferiore a quanto osservato in Italia (+2,8%). Ne consegue un lieve incremento del divario tra i prezzi italiani ed UE. In questo senso, nonostante anche a livello UE i prezzi stiano alternando fasi di crescita e di riduzioni, si rileva un progressivo incremento del gap tra prezzi italiani e medi UE: dopo la rapida riduzione del gap, dal 15,2% di metà 2017 al 10% di fine 2018, nel corso della prima metà dell'anno in corso il divario è tornato ad aumentare, arrivando a +10,9% nel II trimestre.

In riferimento al risultato dei principali Paesi UE, nel corso del II trimestre del 2019 l'incremento dei prezzi del gasolio più sostenuto si è registrato in Spagna (+3,2% rispetto ai primi tre mesi) mentre in Francia il rincaro è stato il meno deciso (+1,8%). Si sottolinea anche il risultato della Germania che, dopo la sostenuta riduzione del I trimestre (-10% rispetto al IV trimestre 2018, il doppio rispetto alla media UE), ha fatto segnare un rialzo contenuto nel 2,3%, il meno sostenuto dei cinque principali Paesi UE, dopo la Francia.

Nel II trimestre notevole aumento del prezzo industriale (+6%), più sostenuto che nel resto dell'UE (+5%)

Nel corso del II trimestre 2019 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è stato mediamente pari a 0,62 €/litro, in forte rialzo rispetto ai primi tre mesi dell'anno. Tale aumento, pari al +5,7%, è quindi notevolmente più sostenuto rispetto a quanto rilevato per i prezzi al consumo, cresciuti nello stesso periodo di circa la metà (+2,8%). Lo stesso si era registrato nel corso dei primi tre mesi dell'anno, quando il calo dei prezzi industriali era risultato doppio rispetto alla riduzione dei prezzi al consumo. In riferimento all'intero primo semestre, il prezzo industriale è quindi stato mediamente pari a 0,6 €/litro, comunque in calo rispetto alla seconda metà del 2018 del 5%.

Anche a livello europeo i prezzi industriali nel corso dei primi sei mesi dell'anno sono complessivamente diminuiti rispetto alla seconda parte del 2018 della stessa entità (+5%). Tuttavia, a fronte di una riduzione più marcata nel I trimestre (-9,2% in UE rispetto al -8,8% in Italia), nel II trimestre la

ripresa è stata meno marcata in Europa che in Italia (+4,6% e +5,7% rispettivamente). Ne emerge che, rispetto alla media UE (Figura 5.11), il prezzo industriale nazionale nel trimestre in esame è risultato mediamente inferiore di solo l'1%, in calo quindi rispetto al -2% dei precedenti due trimestri (-2,5%).

Dopo l'aumento dei primi mesi nel II trimestre 2019 in Italia di nuovo in calo l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio

Nel corso del II trimestre del 2019 in Italia (come del resto è accaduto in UE), l'aumento del prezzo industriale è stato molto più sostenuto rispetto a quello dei prezzi al consumo: l'incidenza percentuale della tassazione risulta pertanto in calo, pari al 59% in Italia. Dopo l'incremento registrato nel corso dei primi tre mesi dell'anno (60%), il dato del II trimestre sembra quindi riprendere il trend di riduzione di lungo periodo che ha portato il peso delle tasse sul prezzo totale del gasolio in Italia dal 66,3% in media nel 2016 al 59,5% nel 2018.

Come emerge dalla **Figura 5.12**, anche nel corso della prima metà del 2019 la tassazione in Italia resta in ogni caso ancora ben al di sopra di quanto incida in media sui prezzi del gasolio in UE, di circa 5,5 punti percentuali.

Figura 5.10 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

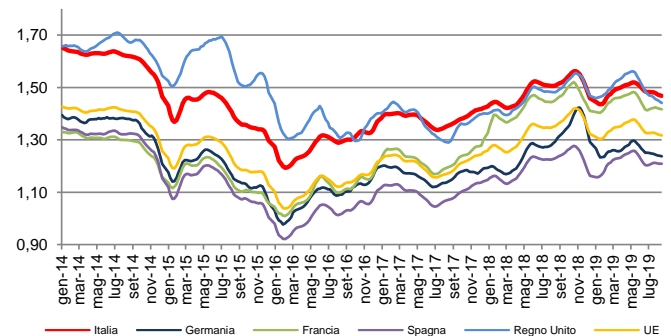
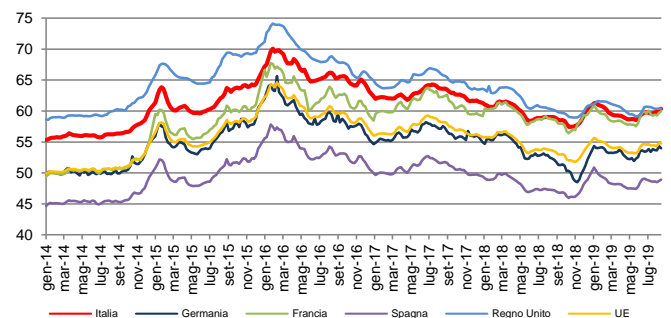


Figura 5.11 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)



Figura 5.12 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3 Prezzi del gas naturale

Nel secondo trimestre 2019 si ferma il trend al rialzo dei prezzi del gas naturale per le imprese: -15% rispetto al periodo precedente.

Nel periodo aprile-giugno, per la prima volta dopo quattro trimestri di continui aumenti, il prezzo del gas mostra una marcata diminuzione (-15% la variazione congiunturale, **Figura 5.13**), anche se il livello raggiunto, pari a 10,6 €/GJ, è ancora alto rispetto al dato di dodici mesi precedente (+ 8,2% la variazione tendenziale). Gli effetti ritardati sui prezzi al dettaglio determinati dal rialzo sui mercati internazionali delle commodities dei primi dieci mesi del 2018, che pure avevano caratterizzato il primo trimestre dell'anno, sembrano piuttosto lontani. A partire dal mese di ottobre 2018 si instaura un trend nel segno della riduzione dei prezzi internazionali delle materie prime. In particolare, il mercato del gas naturale risente anche del fenomeno di un considerevole aumento dell'afflusso di GNL da Asia, Australia e USA, che ne ha favorito l'aumento delle riserve.

Marcata diminuzione dei prezzi nel terzo trimestre, sia in termini congiunturali (-11%) che tendenziali (-15%).

Il terzo trimestre 2019 è all'insegna di una conferma delle tendenze esplicitate nei tre mesi precedenti. Il livello dei prezzi del gas scende a 9,5 €/GJ, valore significativamente inferiore anche al dato del terzo trimestre 2018 (-15%, **Figura 5.13**). Lo storico delle quotazioni relative al Mercato del Giorno Prima palesa la tendenza in atto, peraltro nel segno di oscillazioni giornaliera relativamente contenute.

La **Figura 5.14** mostra come la curva della componente "approvvigionamento" del prezzo di riferimento sia estremamente sensibile alle variazioni del prezzo all'ingrosso. Gli effetti della riduzione dei prezzi internazionali della materia prima paiono ancora più evidenti se si considera le componenti "Cmem" e "materia gas", per una riduzione tendenziale, rispettivamente, del 32% e del 28% (**Figura 5.15**).

Nel secondo e nel terzo trimestre i costi dei servizi di trasporto, distribuzione e misura si stabilizzano sui valori più elevati degli ultimi due anni, con divari geografici immutati. In aumento anche la componente "oneri di sistema".

La **Figura 5.16** indica come l'incidenza della componente definita da costi di trasporto, distribuzione e misura vada aumentando dall'inizio del 2019, toccando il valore del 30% nell'ultimo trimestre. In termini tendenziali, l'aumento è pari all'11% (**Figura 5.17**). In leggera crescita appare anche il peso della componente degli oneri di sistema (9%).

Se si compara il quadro del terzo trimestre 2019 a quello di dodici mesi prima è tuttavia proprio quest'ultima componente quella che mostra la crescita più elevata (**Figura 5.17**). Il valore della componente dei servizi di trasporto, distribuzione e misura si attesta comunque ai livelli più alti degli ultimi due anni, senza particolare distinzione in ordine alle aree geografiche. Il divario tra le zone tariffarie rimane invariato, con il Nord-Est (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna) in posizione di netto vantaggio, in larga parte attribuibile alla minore componente trasporto.

Figura 5.13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ, asse sx; var. % tendenziale, asse dx)

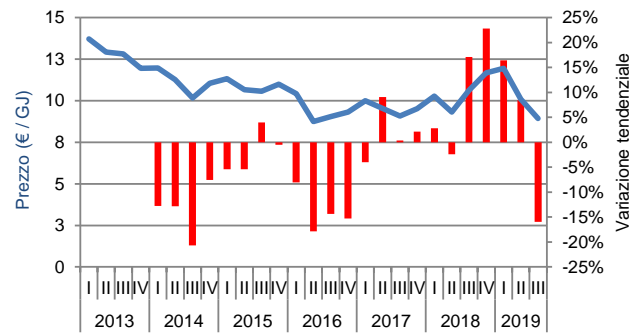


Figura 5.14 - Quotazioni trimestrali medie MGP e componente approvvigionamento del prezzo di riferimento ARERA

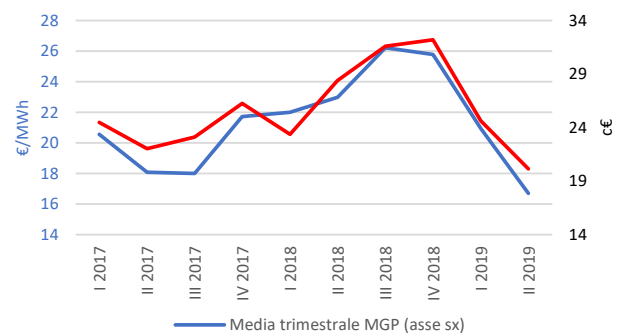
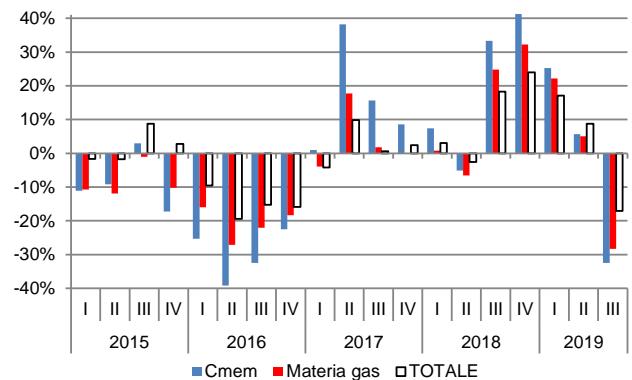


Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili e componenti Materia energia e Cmem - Fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)



In forte rialzo tendenziale gli oneri di sistema. Ma nel caso del gas buona correlazione tra i prezzi sui mercati internazionali all'ingrosso e i prezzi per gli utenti finali

In termini tendenziali, nel terzo trimestre anche la componente "oneri di sistema" è andata aumentando rispetto al dato di dodici mesi prima (+30% circa, Figura 5.17). Nel loro insieme il peso sul prezzo finale costituito dagli oneri di sistema e dai servizi di trasporto, distribuzione e misura rimane comunque inferiore al 40% (Figura 5.18) se si prende in considerazione la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno. Il loro effetto in direzione del rialzo del prezzo viene quindi più che compensato dalla riduzione dei costi della materia prima.

In effetti, a fronte della già citata forte riduzione del prezzo del gas sui mercati all'ingrosso (dal III trimestre 2018 -60% al TTF, -50% al PSV, equivalenti a circa 13 €/MWh in meno) il prezzo per i piccoli consumatori industriali (fascia Eurostat IB, vedi nota metodologica) è invece sceso nello stesso periodo del 17%, mentre per il consumatore domestico -9% (equivalente a -6 €/MWh; N.B.: il dato non varia di molto se si considera il dato del IV trimestre, per tener conto del ritardo temporale negli aggiustamenti dei prezzi agli utenti finali). Le differenze sono però decisamente meno marcate di quelle osservate per i prezzi dell'elettricità (vedi sopra), e pienamente riconducibili alla naturale minore variabilità dei prezzi al dettaglio rispetto a quelli all'ingrosso, legata al peso rilevante che nei primi hanno le componenti tariffarie e le imposte.

Lo schema d'analisi precedentemente illustrato a proposito dei prezzi dell'energia elettrica è stato replicato e sintetizzato in Figura 5.19. La figura evidenzia anche in questo caso la sostanziale correlazione tra prezzi all'ingrosso e prezzi al dettaglio. A differenza di quanto emerso per l'energia elettrica, tuttavia, non si registrano rigidità nella catena di trasmissione in danno del consumatore domestico tipo: negli ultimi sei anni il PSV è diminuito del 30%, il prezzo per IB del 17%, quello per il domestico tipo del 12%.

Figura 5.16 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000

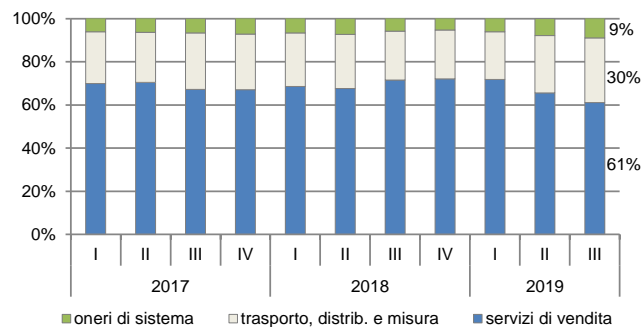


Figura 5.17 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)

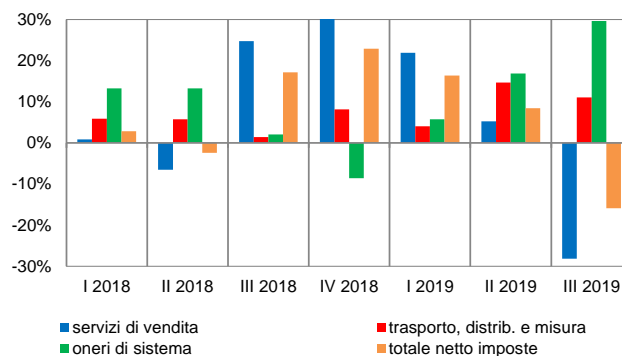


Figura 5.18 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ)

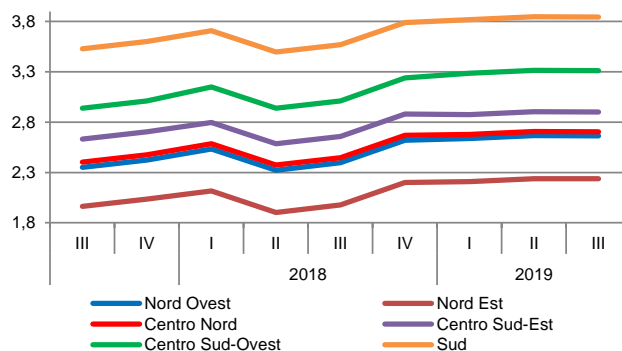
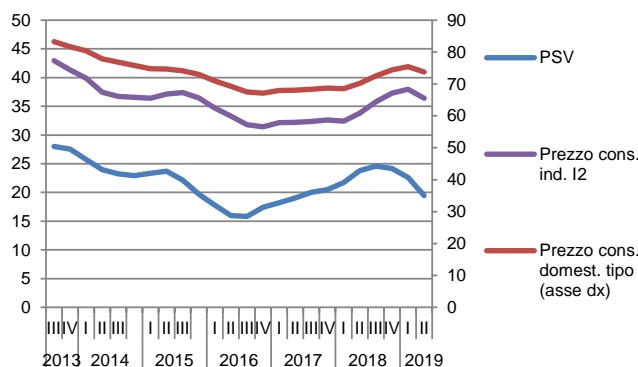


Figura 5.19 - Evoluzione del prezzo al PSV e dei prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (€/MWh)



1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COSTRUZIONE INDICATORE COMPOSITO ISPRED:

Indicatori elementari: definizione degli indicatori elementari utilizzati

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

Tabella A - Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

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

Tabella B - Indicatori considerati per la dimensione Sicurezza energetica

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

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

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

Normalizzazione, aggregazione e ponderazione degli indicatori:

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

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

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

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

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

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

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

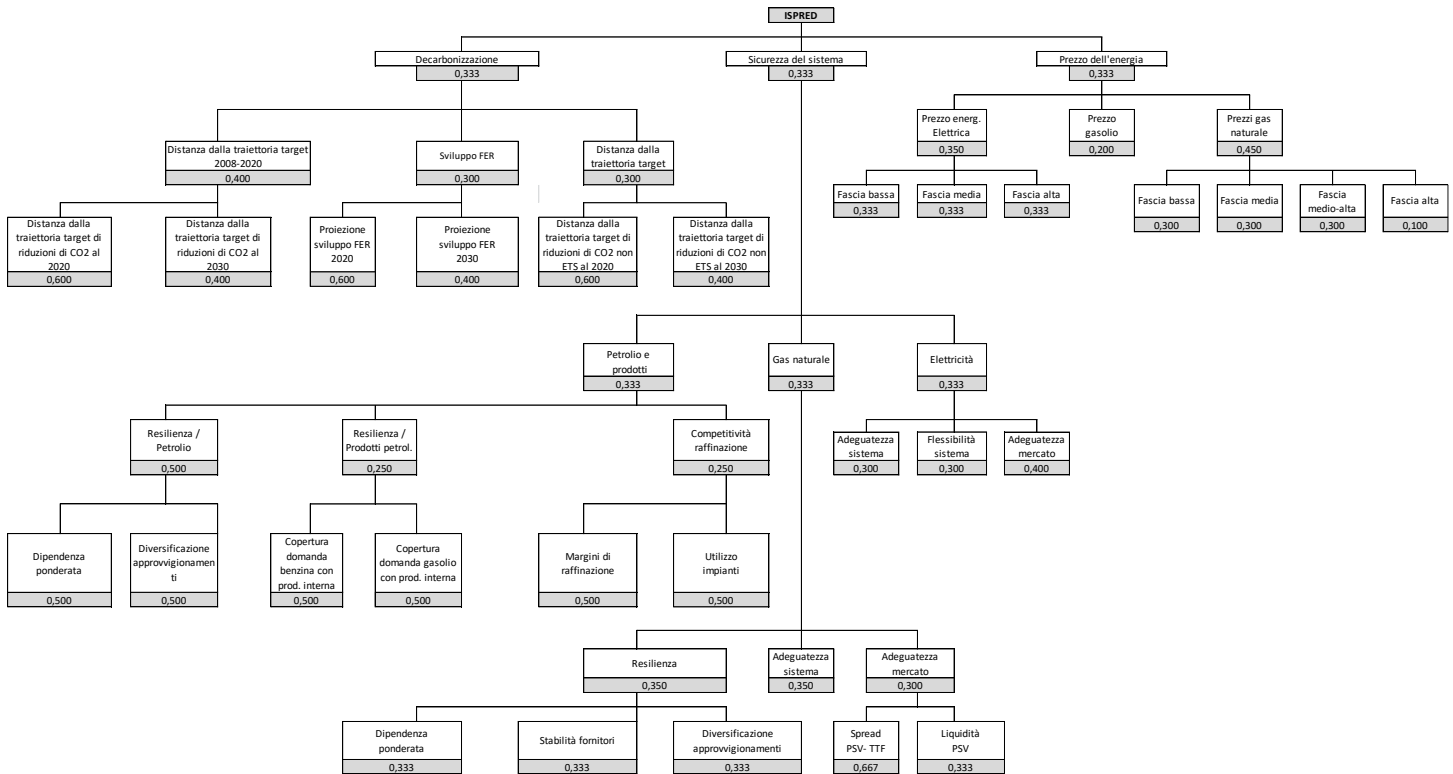
Successivamente, alla fase di normalizzazione si è proceduto combinando matematicamente gli indici elementari utilizzando delle medie ponderate, al fine di **aggregarli**.

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

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

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

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



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

Analisi di robustezza dell'indicatore:

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

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

AMPI: breve spiegazione e confronto sui trend:

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

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

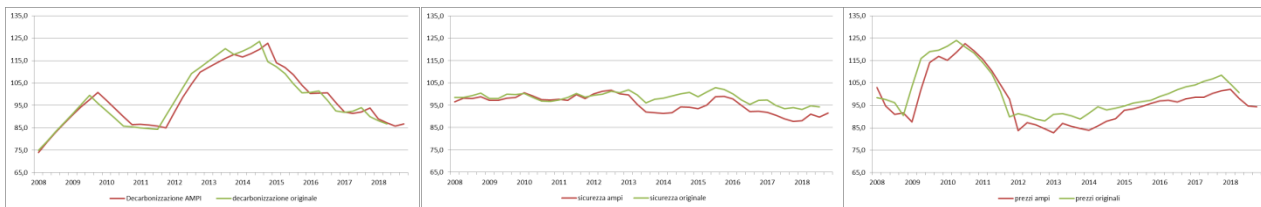
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + /- S_{r_i} CV_i$$

dove:

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

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

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



Le serie delle tre dimensioni del Trilemma ottenute utilizzando la media ponderata e l'AMPI appaiono molto simili sia nei trend che nei livelli, avvalorando quindi la scelta dei pesi utilizzati. Gli indicatori costruiti con l'AMPI presentano maggiori variazioni, causate dall'effetto 'penalità'.

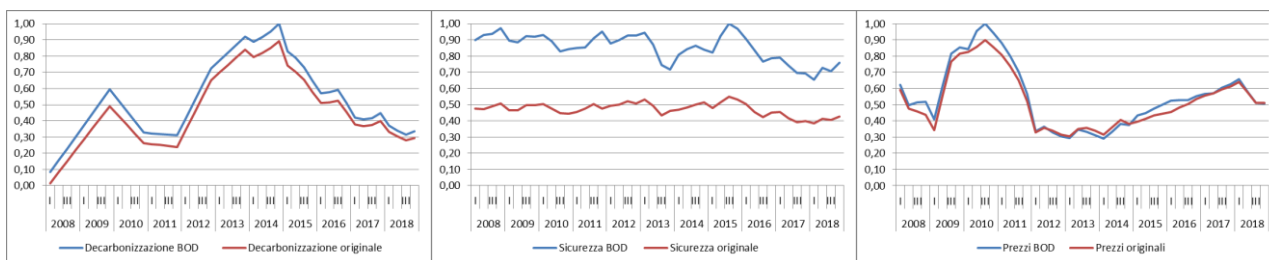
BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

La metodologia Benefit of the Doubt (BOD), è un'applicazione della Data Envelopment Analysis (DEA). L'indicatore composito è, secondo questa logica, espresso come rapporto tra la performance della singola unità (trimestre nel nostro specifico caso) e quella del benchmark, facendo sì che il set ottimo di pesi (se esiste) garantisca a ogni unità associata la migliore posizione possibile rispetto a tutte le altre. I pesi ottimi sono ottenuti risolvendo il seguente problema:

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

dove i pesi sono posti non negativi e I_{cq} rappresenta il punteggio normalizzato del q-esimo indicatore semplice ($q=1, \dots, Q$) per il trimestre c ($c=1, \dots, C$) e W_{cq} il peso corrispondente. L'indicatore composito risultante varierà quindi tra zero (la performance più bassa) e 1 (il benchmark). Osservando i risultati ottenuti con questa metodologia e con quella corrente, nel Grafico 3, si può osservare che solamente la dimensione della sicurezza differisce in termini di livello in maniera sostanziale tra le due metodologie.

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



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

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

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

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

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

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale su base trimestrale e 2008=100)

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

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

- PIL (peso 40%)

- Indice Produzione Industriale (peso 20%)
- Prezzi del gas e del petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)

Per i valori del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (<http://dati.istat.it/>).

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

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

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

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

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

Fonti dati:

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

Figura 2.2 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

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

Figura 2.3 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)

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

Figura 2.4 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi tre mesi del 2018 e del 2019 (gradi)

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

Figura 2.5 - Prezzo del gasolio e del gas naturale e dell'elettricità per il consumatore tipo 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>

Figura 2.6 - Indicatori relativi ai principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)

Vedi nota figure 2.1 - 2.5.

Figura 2.7 - Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

Fonte dati: <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

Figura 2.8 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

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

Figura 2.9 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbb/g)

Le fonti dei dati sui prezzi del gas naturale sono i siti <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 2.10 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)

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

Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

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

Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

Fonti dati:

- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo medio mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Punto di Scambio Virtuale:

<http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>

- Prezzo medio mensile dell' GNL spot importato in Giappone: <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html>

Figura 2.13 - Importazioni europee di GNL USA (milioni di m³)

<https://www.energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation>

Figura 2.14 - Prezzo dei permessi di emissione

Figura 2.15 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, dx)

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

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

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

Fonti dati:

- Bilancio mensile gas, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_bilancio.php
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php
- Bollettino petrolifero, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_petroliifero.php
- Carbone MiSE https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_carbone.php
- Supply and transformation of oil - monthly data [nrg_102m], Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 2.16 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

Vedi nota Figura 2.14 e Figura 2.1.

Figura 2.17 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

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

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

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.14.

Figura 2.18 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)

Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.19 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

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

Fonti dati:

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

Figura 2.20 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)

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

Fonte dati:

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

Figura 2.21 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

Vedi Nota figura 2.14.

Figura 2.22 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

Vedi Nota figura 2.14.

Figura 2.23 - Consumi elettrici trimestrali (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- MiSE, Bilanci energetici nazionali <https://dgsaie.mise.gov.it/ben.php>
- per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 2.14.

Figura 2.24 - Richiesta di energia elettrica mensile (dati corretti con intervallo di previsione al 95%, GWh)

Intervallo di previsione one-step al 95% (barra verticale), ed indicazione del valore osservato ex post (punto in rosso). Modello ARIMAX che comprende la stima mensile del PIL come variabile esogena. La stima viene eseguita ricorrendo al software JDemetra+ (<https://ec.europa.eu/eurostat/cros/content/jdemetra-seasonal-adjustment-software>), che integra la procedura TRAMO-SEATS per la depurazione delle componenti stagionali. Il dato relativo al PIL mensile viene fornito da Fondazione Economia Tor Vergata (<http://www.fondazioneconomia.it/index.php/pil-mensile/>). Valori osservati non in linea con quelli previsti indicano verosimilmente un effetto marcato della variabile climatica.

Figura 2.25 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

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

Figura 2.26 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (Aiscat) - variazioni % annuali (NB: per il 2019 dati primo semestre, per il traffico dato ANAS)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE ed Aiscat

Figura 2.27 - Emissioni specifiche medie del parco auto, consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale - variazioni % annuali (NB: per il 2019 dati primo semestre)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE; Aiscat, ANFIA ed ISPRA

Figura 2.28 - Consumi energetici industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia : vedi la nota di Figura 2.14
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale
http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

Figura 2.29 - Consumi di energia e superindice del settore Civile (num. indice 2010=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 2.14
- l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

Figura 2.30 - Andamento del Superindice ENEA, dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO₂ (num. indice 2014=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

La stima preliminare ENEA dei consumi di energia primaria per i primi sei mesi dell'anno in corso è basata su dati parziali:

- per i consumi di solidi, per i mesi di agosto e settembre 2019 si è assunta variazione tendenziale nulla
- per i consumi di petrolio si è assunta variazione tendenziale nulla per il solo mese di settembre, per i primi dieci mesi del 2019 la fonte è il MiSE (Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php)
- per i consumi di gas naturale si è assunta variazione tendenziale nulla per la sola seconda metà di settembre 2019, mentre i dati per i mesi precedenti sono Fonte SNAM (Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegaz.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)
- per le FER elettriche e le importazioni di elettricità si è assunta variazione tendenziale nulla per il mese di settembre 2019, mentre per i primi cinque mesi dell'anno la fonte è la Newsletter mensile Terna, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/rapporto-mesile>

La stima preliminare delle emissioni di CO₂ per i primi sei mesi dell'anno in corso è basata sulla stima preliminare dei consumi di energia primaria.

La stima preliminare del Superindice ENEA per i primi nove mesi dell'anno in corso è basata su dati parziali:

- per il PIL si è assunta variazione tendenziale nulla per il III trimestre 2019
- per l'indice di produzione industriale si è assunta variazione tendenziale nulla per il III trimestre 2019; per i mesi precedenti la fonte è ISTAT
- per gli HDD ed i CDD si è assunta variazione tendenziale nulla per il mese di settembre 2019, mentre per i mesi precedenti la fonte è TUTIEMPO <http://en.tutiempo.net/climate/italy.html>
- i prezzi di elettricità e gas sono aggiornati, Fonte ARERA <https://www.arera.it/it/dati/g3.htm>
- i prezzi del gasolio sono aggiornati fino alla prima metà di settembre 2019, la Fonte è la Commissione UE <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 3.1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (media mobile 4 termini, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

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

Fonti dati:

- Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA, Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Per i dati relativi al 2015 e al 2016, stime ENEA elaborate a partire dai dati relativi ai consumi di energia e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2014.

Figura 3.2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

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

- <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- <http://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-2015/eea-proxy-inventory-full-report/view>

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

La serie storica dei consumi energia dei settori non-ETS è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS è costruita come combinazione lineare delle variabili guida della domanda di servizi energetici dei settori Civile e Trasporti, in modo simile a quanto fatto per il superindice (vedi nota di Figura 2.1).

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.

Per la proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS rimanda alla nota della Figura 2.1.

Figura 3.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

Vedi Nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 2015 e 2016 sono stati usati i coefficienti 2014) come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA.

Fonti dati:

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

Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - somma ultimi quattro trimestri (variazione tendenziale, GWh)

Elaborazioni ENEA su dati Terna:

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

Figura 3.6 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

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

Figura 3.7 - Nuove immatricolazioni auto (media ultimi 4 trim.) ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/km, asse dx)

Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione ed emissioni di anidride carbonica.

Fonti dati:

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

Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre) Vedi nota figura 3.7.

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

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

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

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

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

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

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

$$CO_2 = \text{POP} \times \text{PIL}/\text{POP} \times \text{Energia}/\text{PIL} \times \text{Fossili}/\text{Energia} \times CO_2/\text{Fossili}$$

Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (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 3.9.

Figura 3.11 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2018-2013)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat e BP Statistical Review of World Energy 2019 (<http://www.bp.com/statisticalreview>).

Figura 3.12 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE al netto della componente PIL/cap (variazioni % medie annue in diversi intervalli quinquennali)

Variazioni medie annue quinquennali su diversi periodi, in Italia e nei principali Paesi UE, delle emissioni di CO₂ al netto della componente PIL/cap. Elaborazioni ENEA su dati Eurostat e BP Statistical Review of World Energy June 2018 (<http://www.bp.com/statisticalreview>),

Figura 3.13 - 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 3.14 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)
Valori medi trimestrali di nuova potenza connessa alla rete in Italia dal 2014. Per il 2019 il dato si riferisce al solo I trimestre. Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (<http://anie.it/>).

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019, quote % sul totale)
Fonte : Elaborazione ENEA su dati IEA, Oil Market report anno 2019, vari mesi.

Figura 4.2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx)
Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kton, asse destro). Base dati trimestrale.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 4.4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx)
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.5 - Differenziale tra Brent e WTI e tra Brent e Ural (\$/bbl)
Fonti dati:

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

Figura 4.6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IMF: <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>

Figura 4.7 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche (media mobile 12 mesi)
Fonte dati: <https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/>

Figura 4.8 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)
Le lavorazioni di greggio sono espresse come quantità (kt) in input nelle raffinerie italiane. Base dati trimestrale.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 4.9 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)
L'import/export netto è calcolato come differenza tra la quantità di prodotto esportato e quella importata. Per ogni prodotto petrolifero le importazioni nette sono rappresentate dai valori positivi, le esportazioni nette dai valori negativi.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 4.10 - Rapporto tra produzione e consumo di gasolio (media mobile a 4 termini)
L'indicatore misura il rapporto tra la produzione interna (misurato come output dalle raffinerie) e il consumo interno di gasolio.
Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 4.11 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina
L'indicatore misura il rapporto tra la produzione interna (misurato come output dalle raffinerie) e il consumo interno di benzina.
Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale (asse sx) e domanda annua (asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database.

Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database

Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in Germania, Gran Bretagna e altri UE (variazione tendenziale su base mensile, ktep)

Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview>)

Figura 4.15 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread GNL Japan-TTF (€/MWh, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database (<https://www.jodidata.org/gas/>)

Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-18, Mm³, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)

Elaborazioni ENEA su dati IEA: <https://www.iea.org/gtf/>

Figura 4.17 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.18 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)

Elaborazioni ENEA su dati:

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

Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm³)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato:
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.22 - Indice di diversificazione delle importazioni italiane – Minimo giornaliero su base trimestrale (media mobile a 4 termini)

Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas:

Bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.23 - Indicatore di flessibilità residua (N.B: indicatore normalizzato 0-1)

L'indice di flessibilità residua (RF) proposto da ENTSO-G rileva la capacità residua giornaliera del sistema, mediante il rapporto tra capacità non impegnata e capacità totale di tutti i punti di ingresso. Per gli stoccaggi si è utilizzata la capacità di erogazione a fine inverno.

Fonte dati: SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato:

http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.24 - Massima domanda giornaliera della termoelettrica (milioni di m³)

Fonte dati: SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato

Figura 4.25 - Massima domanda giornaliera delle reti di distribuzione (milioni di m³)

Fonte dati: SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato

Figura 4.26 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile al PSV: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>

Figura 4.27 - Liquidità sui principali hub europei del gas (media mobile 4 trimestri, TWh)

Fonte dati: London Energy Brokers' Association: <https://www.leba.org.uk/monthly-volume-reports/>

Figura 4.28 - Churn rate dei principali hub europei del gas nel 2018 (fonte: P. Heather, 2019)

Fonte dati: P. Heather, European traded gas hubs: a decade of change, Oxford Institute for Energy Studies, July 2019

Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

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

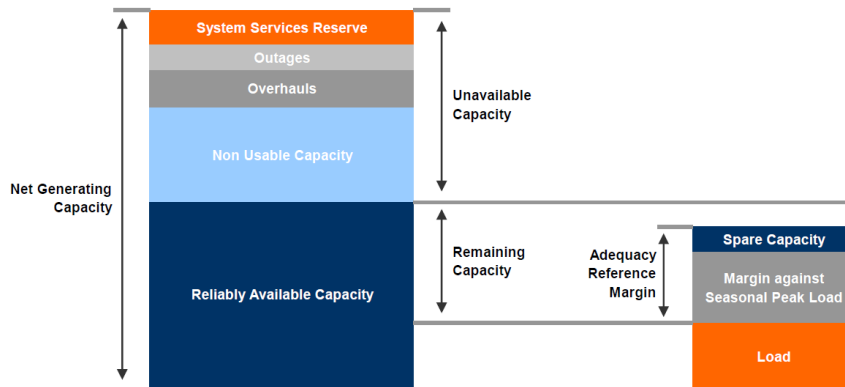
Figura 4.30 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)
 Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.
 Trend di lungo periodo: stima ENEA in base a modello TRAMO-SEATS.

Figura 4.31 - Punta di domanda in potenza (GW)
 Punta di domanda in potenza raggiunta in ciascun mese del 2017 e del 2018 e valori minimi e massimi di ogni mese nel periodo 2007-2017.
 Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.32 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% su richiesta)
 Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.33 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1 % delle ore più critiche)
 L'eccesso di capacità è calcolato in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report (Figura NM1).

Figura NM1 - Schema della metodologia di calcolo dell'adeguatezza della generazione



Fonte: ENTSO-E, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015

Nel dettaglio, l'eccesso di capacità è calcolato come rapporto tra il “margine di capacità effettivo” e la domanda in ogni ora dell'anno. Per ogni ora dell'anno il margine di capacità effettivo è calcolato come differenza fra la capacità di generazione disponibile e la somma della domanda relativa a quell'ora e del margine di riserva.

La capacità di generazione disponibile in ogni ora è calcolata come somma di: capacità termoelettrica effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità), produzione effettiva idroelettrica (solo da serbatoio), eolica e fotovoltaica, elettricità importata dall'estero in quell'ora (stimata a partire dai dati orari di generazione pubblicati da Terna).

I valori pubblicati in figura 48 fanno riferimento all'eccesso di capacità massimo dell'1% delle ore più critiche di ogni trimestre, vale a dire le 21 ore (sulle 2160 del trimestre) che registrano i più bassi valori di eccesso di capacità.

Fonti dati:

- Capacità termoelettrica installata: elaborazione su dati Terna e ENTSO-E.
- Indisponibilità: Terna, Ex ante information on planned outages of generation units.
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>
- Margine di riserva per zona di mercato: Terna, Year-ahead forecast margin including peak load forecast - adequacy margin [MW] at time of annual peak load, diversi anni.
- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Figura 4.34 - Massima penetrazione delle FRNP (%)
 Percentuale massima di penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili rispetto alla domanda.
 Fonti dati: Terna, Ex post data on the actual generation.

Figura 4.35 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)
 Fonti dati: Elaborazioni ENEA su dati Terna, Ex post data on the actual generation.

Figura 4.36 - Profilo orario della domanda residua nel I trimestre 2019 e nel I trimestre 2018 – Sistema Italia (MW)
 Fonti dati: Elaborazioni ENEA su dati Terna:

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

Figura 4.37 - Stima dei costi associati alle transazioni nel MSD e prezzi medi (ponderati) di vendita
 Elaborazioni ENEA su dati GME:
http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=MSD_ServiziDispacciamento

Figura 4.38 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

Fonte dati: serie storica dei comunicati mensili relativi al corrispettivo unitario di cui all'articolo 44, comma 44.6 della deliberazione AEEG n. 111/06.

Figura 4.39 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV – medie mensili (€/MWh)

Fonte dati: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 4.40 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel III trimestre 2018 (€/MWh)

Fonti dei dati:

- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>
- <https://en.energinet.dk/Electricity/Energy-data>

Figura 4.41 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 (per il 2019 dati gennaio-maggio)

Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall'AEEGSI (Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014//eelcome), per il costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato si è utilizzato il prezzo del gas naturale registrato al PSV.

5. Prezzi dell'energia

Figura 5.1 - 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/anno, lim. inf.	MWh/a, lim. sup.	MWh/anno, 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 5.2 - Variazione % congiunturale 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 5.3 - Variazioni % congiunturali del PUN e della componente 'prezzo energia' (PE)

Elaborazione ENEA su dati ARERA e GME.

Figura 5.4 - Stima del prezzo al netto imposte recuperabili per due tipologie di consumatore non domestico (€/kWh)

Elaborazione ENEA su dati GME.

Figura 5.5 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.6 - Variazione % del prezzo al PSV, del PUN e dei prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (confronto fra i valori medi degli ultimi 12 mesi)

Elaborazioni ENEA su dati GME (<http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>) e ARERA (<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>)

Figura 5.7 - Variazione assoluta (€/MWh) del prezzo al PSV, del PUN e dei prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (confronto fra i valori medi degli ultimi 12 mesi)

Elaborazioni ENEA su dati GME (<http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>) e ARERA (<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>)

Figura 5.8 - Evoluzione di PUN, PED (componente approvvigionamento energia) e prezzi per due tipologie di consumatori finali tra 2013 e 2019 (€/MWh)

Elaborazioni ENEA su dati GME (<http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>) e ARERA (<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>)

Figura 5.9 - Evoluzione del costo unitario dell'energia elettrica per l'utente domestico tipo. Confronto tra mercato tutelato e migliore offerta sul mercato libero

Elaborazioni ENEA su dati ARERA (<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>) e SOS tariffe (<https://www.sostariffe.it>).

Figura 5.10 - 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 5.11 - 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 5.12 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio

Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 5.13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/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 5.14 - Quotazioni trimestrali medie MGP e componente approvvigionamento del prezzo di riferimento ARERA

Elaborazione ENEA su dati GME.

Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili e componenti Materia energia e Cmem - Fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)

Vedi nota figura 5.13.

Figura 5.16 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000

Vedi nota figura 5.13.

Figura 5.17 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)

Vedi nota figura 5.13.

Figura 5.18 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ)

Vedi nota figura 5.13.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Ottobre 2019