N. 4/2018
ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

III trimestre 2018



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2018

n. 4/2018

2018 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, Clizia Annella, Paola Del Nero, Bruna Felici

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara, F. Gracceva, A. Zini (Focus)
- Capitolo 4: F. Gracceva, C. Annella, A. Colosimo
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara, F. Gracceva

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 8

2.1 Variabili guida del sistema energetico 8

Box - Fattori interpretativi dell'andamento passato e presente dei prezzi EUA 12

2.2 L'andamento dei consumi energetici 13

3. Decarbonizzazione del sistema energetico 18

FOCUS - Commercio internazionale delle tecnologie energetiche low-carbon. La posizione italiana 22

4. Sicurezza del sistema energetico italiano 27

4.1 Sistema petrolifero 27

4.2 Sistema del gas naturale 31

4.3 Sistema elettrico 37

Box - Prezzi EUA e switching price 41

5. Prezzi dell'energia 42

5.1 Prezzi dell'energia elettrica 42

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi 46

5.3 Prezzi del gas naturale 47

Nota metodologica 51

Sintesi dei contenuti

- Tratto caratteristico dei mercati internazionali dell'energia nella seconda metà del 2018 è stata l'elevata volatilità, che nel caso del petrolio ha raggiunto livelli record. Nel III trimestre dell'anno i prezzi di tutte le principali commodity energetiche hanno presentato ulteriori leggeri aumenti, che hanno fatto seguito ai forti aumenti registrati nella prima metà dell'anno. Nel trimestre il prezzo medio del petrolio Brent è stato di circa 75 $/bbl (+45% rispetto al II trimestre 2017), ma tra fine settembre e inizio ottobre è salito ancora fino a superare gli 85 $/bbl (+60% rispetto al prezzo medio del 2017), spinto da aspettative pessimistiche circa i potenziali effetti del blocco delle esportazioni iraniane. La sostanziale riduzione di quest'ultimo ha poi portato a un crollo record delle quotazioni a novembre, fino a scendere sotto i 60 $/bbl.
- Il prezzo del gas naturale è risultato in costante aumento in ciascuno dei mesi del trimestre, in deciso contrasto con il normale andamento stagionale, fino a superare a settembre i 27 €/MWh sul principale mercato europeo (+60% rispetto al prezzo medio del 2017), spinto in primo luogo dalla forte domanda asiatica. Anche in questo caso i prezzi sono tornati a scendere nell'ultimo trimestre dell'anno, di nuovo in modo inusuale.
- L'aumento del prezzo del gas, insieme al parallelo forte aumento dei prezzi dei permessi di emissione (giunti a oltre i 20 €/t ad agosto), ha a sua volta spinto i prezzi sulla borsa elettrica. Il valore trimestrale medio del prezzo unico nazionale (PUN) registrato sulla borsa elettrica è stato pari a 68,9 €/MWh, in forte aumento rispetto allo stesso trimestre 2017 (+33,5%). Il PUN ha seguito nel trimestre un trend crescente parallelo a quello del gas, raggiungendo il suo massimo nel mese di settembre con un valore medio di 76 €/MWh, prezzo più alto dal 2013.
- Come previsto nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, le forti tensioni sui prezzi all'ingrosso registrate nella prima metà dell'anno si sono infine riversate pienamente sui prezzi al dettaglio nella seconda parte dell'anno. Nel caso dei prezzi dell'elettricità per le imprese il terzo trimestre 2018 ha visto una forte ripresa, con aumenti intorno al 10% sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto al III trimestre 2017. La tendenza è inoltre proseguita nel quarto trimestre 2018, quando il rincaro della componente "energia" ha determinato ulteriori aumenti dei prezzi finali, che su base congiunturale sono stimate in un +20% per l'utente medio-piccolo, mentre sono più contenute per i grandi e grandissimi utenti. Il confronto con gli altri Paesi europei evidenzia che nella prima metà dell'anno incorso vi è stato un miglioramento relativo della posizione italiana, ma allo stesso tempo i prezzi italiani restano ancora i più alti tra quelli dei principali Paesi e ben oltre la media europea. Si stima che un utente non domestico italiano con un profilo medio/medio-piccolo sopporta un costo annuo per l'acquisto dell'energia elettrica di circa 70.000 € superiore ad un *competitor* francese con analoghe caratteristiche. Incrementi più ridotti hanno riguardato il prezzo per il consumatore domestico (+6,5% nel secondo trimestre, +7,6% nel quarto), ma solo grazie alla decisione dell'ARERA di ammortizzare gli effetti dell'aumento rimodulando la componente oneri di sistema, con un minore gettito (stimato di poco inferiore al miliardo di euro) che sarà tuttavia recuperato nel 2019.
- Anche i prezzi al consumo del gasolio sono aumentati nel corso del III trimestre 2018 (+1,7% rispetto al trimestre precedente, +12% rispetto al III trimestre 2017). Anche in questo caso si segnala un aumento leggermente inferiore a quello dei prezzi medi europei, cosicché il prezzo italiano è ora il secondo più alto dell'UE-28, di poco inferiore a quello svedese. Dietro a questo miglioramento vi è il fatto che nel III trimestre 2018 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è tornato al di sotto della media UE-28, cosa che non accadeva dal 2016.
- Nel corso del III trimestre 2018 i prezzi medi del gas naturale (al netto di tasse ed imposte recuperabili) sono in netto aumento sia sullo stesso periodo dell'anno precedente (+17%) sia su base congiunturale (+14%), a causa al forte aumento della componente materia prima gas (+30% in termini tendenziali). Anche in questo caso gli aumenti sono continuati nel IV trimestre (+10% congiunturale, +28% su base tendenziale). In riferimento all'intero anno solare, il prezzo medio del gas per le imprese è in aumento di circa il 10% rispetto al 2017, in primo luogo per la componente materia energia, ma anche per gli aumenti delle tariffe relative al trasporto e gestione del contatore.
- Nonostante le tensioni sui prezzi, secondo le stime ENEA nel III trimestre 2018 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 37 Mtep, in crescita di circa un punto percentuale rispetto al III trimestre 2018. Sebbene sia in continuità con l'incremento dei consumi registrato nella prima metà dell'anno, questo dato segnala al contempo un rallentamento del trend, in coerenza d'altra parte con le variabili guida dei consumi (produzione industriale in diminuzione e PIL in rallentamento, prezzi come visto in forte aumento). Anche in questo trimestre la crescita dei consumi di energia è stata comunque di nuovo maggiore di quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida, a conferma del rallentamento del processo di disaccoppiamento fra energia ed economia.
- Con una accentuazione della tendenza già registrata nella prima parte dell'anno l'aumento dei consumi nel trimestre è in larga parte imputabile alla ripresa dei prodotti petroliferi nel settore trasporti (+2,5% su base tendenziale): complessivamente nel periodo gennaio-settembre i consumi petroliferi sono in aumento di circa 1,5 Mtep rispetto allo stesso periodo del 2017. Sono invece in aumento più contenuto i consumi di gas naturale, il cui maggior utilizzo nella termoelettrica è stato parzialmente compensato dalla riduzione nel civile. Pressoché invariate le fonti energetiche rinnovabili (FER), perché la forte ripresa della generazione idroelettrica (+9% tendenziale) è stata quasi compensata da una notevole riduzione della produzione eolica (-21%). La risalita della generazione idroelettrica dai minimi del 2017 fa comunque sì che nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno le rinnovabili siano cresciute del 6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
- Secondo le stime ENEA nel corso del III trimestre 2018 le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano sono risultate in lieve riduzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (-0,5%). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno in corso le emissioni sono stimate in diminuzione di circa un punto percentuale, dunque con un disaccoppiamento rispetto all'aumento dei consumi di energia (+2,3% la variazione tendenziale cumulata dei primi nove mesi), spiegabile però in misura significativa con fattori congiunturali.
- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA, che nel III trimestre 2018 presenta un nuovo forte peggioramento, con un -5% su

base tendenziale. È ormai dalla metà del 2016 che l'indice risulta in calo. In questo caso il peggioramento è totalmente ascrivibile alla componente prezzi, che nel caso dell'energia elettrica per i clienti domestici sono sui massimi dell'ultimo decennio, mentre nel caso dei piccoli consumatori non domestici sono tornanti sui livelli di cinque anni fa, oltre a rimanere i più elevati dell'UE. Considerazioni simili valgono per il prezzo del gasolio, che pure non è più il più alto dell'UE, mentre resta migliore la situazione dei prezzi del gas, anch'essi però tornati vicini ai massimi quinquennali.

- Le componenti decarbonizzazione e sicurezza energetica sono invece sostanzialmente invariate. Nel caso della dimensione decarbonizzazione il pur modesto miglioramento sul fronte delle emissioni di CO_2, in disaccoppiamento con i consumi di energia, è compensato dalla frenata nella quota di FER sui consumi finali, per la quale è plausibile stimare che a fine anno si fermerà intorno al 17,5%, al di sotto del dato 2017.
- Nel caso della dimensione sicurezza non si segnalano variazioni sostanziali. Tuttavia anche quest'anno il sistema energetico italiano arriva all'inverno con qualche preoccupazione per i possibili effetti che una combinazione di eventi relativamente improbabile, ma non difficile da immaginare, potrebbe avere sui sempre più interconnessi sistemi gas ed elettrico. Nel sistema gas la disponibilità solo parziale dell'interconnessione con il Nord Europa fa sì che il rispetto della regola N-1 sia più formale che sostanziale. Per di più in un contesto di mercato caratterizzato dalla possibilità di un equilibrio non semplice tra domanda e offerta, condizionato dalla crescita della domanda asiatica e da un ruolo sempre più decisivo del gas russo, la cui quota ha raggiunto nel III trimestre il 50% delle importazioni italiane. Si preannuncia dunque un inverno nel quale, sebbene le analisi di ENTSO-G minimizzino il rischio di interruzioni delle forniture, è plausibile uno scenario di volatilità anche elevata dei prezzi in caso di shock di domanda e/o offerta.
- Anche nel sistema elettrico possibili problemi di adeguatezza potrebbero sorgere nel prossimo inverno secondo le simulazioni effettuate da ENTSO-E, qualora si dovessero verificare condizioni estreme di elevata domanda e bassa produzione da rinnovabili. Inoltre, vi è la possibilità che sia necessario tagliare la generazione intermittente nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna nel caso in cui si dovessero verificare giorni di elevata ventosità e insolazione in concomitanza di una bassa domanda.
- Infine, questo numero dell'Analisi trimestrale torna ad esaminare la competitività del Paese rispetto alle tecnologie legate alla decarbonizzazione. I dati di commercio estero relativi ai prodotti che costituiscono il *core* dei settori low-carbon segnalano in linea generale una perdita ulteriore di competitività nel 2017 e nei primi otto mesi del 2018. Relativamente ai veicoli elettrici e agli accumulatori agli ioni di litio, che nel loro insieme costituiscono il nucleo della mobilità elettrica, l'Italia sembra scontare un trend di netta dipendenza dall'estero, con un saldo negativo di 155 milioni di euro nel 2017 e di 165 milioni di euro nel periodo gennaio-agosto 2018. Nel fotovoltaico, dopo il pesante disavanzo del triennio 2009-2012, viene rilevato ancora un passivo commerciale (pari a 137 e a 139 milioni di euro, rispettivamente nel 2017 e nei primi otto mesi del 2018), ma anche una debole tendenza all'aumento delle esportazioni, soprattutto negli USA. L'eolico e, in misura maggiore, il solare termico caratterizzano invece il Paese come esportatore netto, anche se in forza della loro minore incidenza sul *trade* mondiale complessivo il loro contributo al saldo commerciale italiano non pare particolarmente elevato.

1. Indice sintetico della transizione energetica

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

Stabile la dimensione decarbonizzazione, segnali di ripresa del disaccoppiamento tra consumi di energia ed emissioni, ma la crescita delle FER resta ben al di sotto della traiettoria coerente con i target di lungo periodo

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione presenta variazioni marginali sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto a un anno fa, restando in un'area di criticità ridotta (Figura 1.1).
In particolare, risultano in area di criticità ridotta tutti gli indicatori relativi all'orizzonte 2020, perché gli obiettivi in questione sembrano tutti assicurati. Il dato positivo degli ultimi due trimestri è il miglioramento degli indicatori relativi alle emissioni totali di CO_2. Nel III trimestre, secondo le stime ENEA, le emissioni di CO_2 sono risultate di nuovo in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (-0,5%) e complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la diminuzione è stata di circa un punto percentuale, dunque con un disaccoppiamento rispetto all'aumento dei consumi di energia, che invece nei nove mesi sono cresciuti del 2,3%. Sebbene il disaccoppiamento sia in effetti legato soprattutto a un fattore congiunturale, cioè la ripresa dell'idroelettrico rispetto ai minimi del 2017, si tratta comunque di un dato in linea con gli obiettivi. Sono invece in aumento le emissioni degli altri settori, cioè i settori trasporti e civile, per cui è di nuovo in peggioramento l'indicatore relativo alle prospettive di raggiungimento dei target di questi settori.
Sono invece nell'area di criticità media gli indicatori relativi all'orizzonte 2030, che diviene di criticità elevata nel caso della proiezione di sviluppo delle fonti rinnovabili. La modesta discesa delle emissioni nei primi nove mesi dell'anno consolida infatti un trend non in linea con gli obiettivi di lungo periodo. Anche l'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili, con variazioni della potenza elettrica installata in calo rispetto al 2017, è tale che a fine anno la quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali lordi resterà sui livelli dell'anno precedente, dunque ben al di sotto della traiettoria coerente con l'obiettivo del 28% stabilito dalla Strategia energetica del 2017, che sarà per di più probabilmente rialzato nel prossimo Piano Energia e Clima.

Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (III 2018 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo

Decarbonizzazione	Valore III/2018	Valore III/2017	Valore indicatore III/2018	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Proiezione emissioni CO_2 al 2020 - Distanza dal target (Mt)	-20	-14	0.98	↑	↑
Proiezione emissioni CO_2 non-ETS 2020 - Distanza dal target (Mt)	-15	-18	1.00	↔	↑
Proiezione sviluppo FER al 2020	17.9%	18.8%	0.84	↔	↔
Proiezione emissioni CO_2 al 2030 - Distanza dal target (Mt)	5	-1	0.64	↓	↓
Proiezione emissioni CO_2 non-ETS 2030 - Distanza dal target (Mt)	17	12	0.50	↓	↑
Proiezione sviluppo FER al 2030	20.2%	25.3%	0.17	↓	↓

Sicurezza energetica		Valore III/2018	Valore III/2017	Valore indicatore III/2018	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	34.7%	34.0%	0.49	↔	↔
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0.115	0.124	0.84	↔	↑
Approvvigion. prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina	1.68	1.78	0.90	↔	↔
	Copertura domanda gasolio	1.14	1.27	0.63	↓	↓
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione ($/bl)	2.4	4.6	0.49	↓	↑
	Utilizzo impianti (%)	79%	85%	0.41	↔	↑
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza dall'import ponderata con peso gas	35.7%	36.2%	0.01	↔	↓
	Stabilità paesi fornitori - Indice IEA	3.28	3.04	0.34	↔	↓
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0.29	0.27	0.50	↓	↓
Adeguatezza sistema gas	Eccesso capacità import su domanda (%)	24%	19%	0.39	↔	↓
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV-TTF (€/MWh)	2.0	2.2	0.00	↔	↓
	Liquidità PSV (TWh)	220	214	0.11	↔	↑
Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	38%	40%	0.44	↑	↓
Flessibilità sistema	Variazione oraria prod. intermittente (% su carico)	7.8%	7.5%	0.57	↔	↓
Adeguatezza mercato	Spark spread (€/MWh)	7.7	12.7	0.26	↓	↓

Prezzi dell'energia	Valore III/2018	Valore III/2017	Valore indicatore III/2018	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Prezzi energia elettrica cons. domestici (€/kWh)	0.231	0.224	0.33	↓	↓
Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh)	0.179	0.170	0.25	↔	↑
Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh)	0.157	0.145	0.23	↓	↑
Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh)	0.132	0.132	0.37	↑	↑
Prezzi energia elettrica consumi molto alti (€/kWh)	0.107	0.118	0.52	↑	↑
Prezzi gasolio (€/L)	1513	1352	0.20	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ)	13.17	11.79	0.49	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ)	8.84	7.02	0.72	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ)	7.55	6.20	0.70	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ)	7.39	6.17	0.58	↓	↑

Criticità ridotta 0,66 ≤ x ≤ 1
Criticità media 0,33 ≤ x <0,66
Criticità elevata 0 ≤ x <0,33

Lieve calo per la dimensione sicurezza, peggiorano i margini di raffinazione, nel prossimo inverno qualche rischio di volatilità e adeguatezza nei sistemi gas ed elettricità

L'indice sintetico relativo alla sicurezza energetica, che riassume la pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali che caratterizzano questa dimensione del trilemma energetico, presenta una marginale variazione tendenziale negativa, attestandosi a 0,43, in area di criticità media. Nel sistema petrolifero si segnala un peggioramento dei margini della raffinazione, che a fine 2018 si collocheranno in media d'anno sui minimi dal 2014, penalizzati dalla risalita del prezzo del petrolio.
Nel sistema gas si segnala una significativa riduzione della diversificazione delle importazioni, con la quota di gas russo che nel III trimestre ha rappresentato il 50% delle importazioni totali. Inoltre, con l'arrivo dell'inverno ritorna la possibilità di motivi di preoccupazione sull'adeguatezza del sistema, perché la disponibilità solo parziale dell'interconnessione con il Nord Europa fa sì che il rispetto della regola N-1 sia più formale che sostanziale. Per di più in un contesto di mercato caratterizzato dalla possibilità di un equilibrio non semplice tra domanda e offerta, condizionato da un ruolo sempre più decisivo del gas russo, e della critica rotta ucraina in particolare. Si preannuncia dunque un inverno nel quale, sebbene le analisi di ENTSO-G minimizzino il rischio di interruzioni delle forniture, è plausibile uno scenario di volatilità anche elevata dei prezzi in caso di shock di domanda e/o offerta.
Nel sistema elettrico il ritorno su valori normali sia della produzione idroelettrica sia delle importazioni ha permesso di allentare il rischio di problemi di adeguatezza. Tuttavia, secondo le simulazioni effettuate da ENTSO-E, problemi di adeguatezza potrebbero sorgere nel prossimo inverno in caso di condizioni di elevata domanda e bassa produzione da rinnovabili, e vi è la possibilità che sia necessario tagliare la generazione intermittente nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna in giorni di elevata ventosità e insolazione in concomitanza di una bassa domanda. Infine, nel III trimestre un peggioramento significativo ha riguardato la redditività degli impianti a gas, con il *clean spark spread* che pur in ripresa dai minimi del trimestre precedente resta comunque molto al di sotto del valore di un anno fa.

In aumento tutti i prezzi dell'energia per i gli utenti finali con l'eccezione dell'elettricità per i grandi consumatori industriali

La componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia risulta in forte calo (-12%), come risultato di un significativo peggioramento sul fronte dei prezzi del gasolio e del gas naturale, come anche dei prezzi dell'elettricità per gli utenti domestici e per i piccoli consumatori industriali.
Nel terzo trimestre si sono infatti riversate sui mercati all'ingrosso le tensioni crescenti registrate su tutti i mercati internazionali dell'energia, con prezzi di tutte le commodity in forte aumento. Nel caso dei prezzi dell'elettricità per le imprese il terzo trimestre 2018 ha visto una forte ripresa, con aumenti intorno al 10% sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto al III trimestre 2017, una tendenza peraltro proseguita nel quarto trimestre. D'altra parte il confronto con gli altri Paesi europei evidenzia il dato positivo che nella prima metà dell'anno in corso vi è stato un miglioramento relativo della posizione italiana, sebbene i prezzi italiani restino ancora i più alti tra quelli dei principali Paesi
I prezzi al consumo del gasolio sono aumentati nel trimestre del 12% in termini tendenziali. Anche in questo caso si segnala un aumento leggermente inferiore a quello dei prezzi medi europei, grazie al fatto che il prezzo industriale (al netto delle tasse) è tornato al di sotto della media UE-28, cosa che non accadeva dal 2016.
Infine, un netto aumento ha riguardato i prezzi del gas naturale (al netto di tasse ed imposte recuperabili), a causa al forte aumento della componente materia prima gas. Inoltre, i dati più recenti (aggiornati al I semestre 2018) indicano un leggero peggioramento della posizione relativa italiana rispetto agli altri paesi europei.
Per tutti i prezzi resta comunque il dato positivo che tutti gli indicatori risultano in miglioramento se valutati in termini di variazioni di lungo periodo, cioè confrontati rispetto a cinque anni fa, con l'unica eccezione del prezzo dell'elettricità per il consumatore domestico tipo (definizione ARERA), che nell'ultimo anno si è collocato sui valori massimi dell'ultimo decennio.

Il peggioramento nei prezzi spinge l'ISPRED a una nuova riduzione (-5%)

In Figura 1.2 è rappresentata la traiettoria in atto del sistema energetico italiano come sintetizzata dalla tre componenti dell'indice ISPRED. Nell'ultimo anno sembra essersi arrestato il trend di peggioramento della dimensione decarbonizzazione, mentre è proseguito lentamente quello della dimensione sicurezza. Negli ultimi due trimestri la principale variazione ha riguardato comunque la dimensione prezzi dell'energia, il cui trend pluriennale di lento miglioramento si è bruscamente interrotto a partire dal II trimestre di quest'anno. L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Figura 1.3; N.B.: l'indice può variare tra un minimo pari a 0 e un massimo pari a 1, vedi Nota metodologica) nel III trimestre 2018 si colloca poco al di sopra del valore di 0,5, dopo tre anni nei quali ha registrato due sole variazioni positive, peraltro marginali.

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

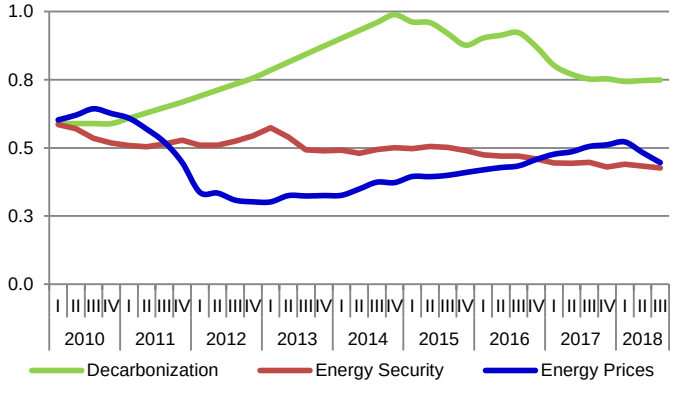
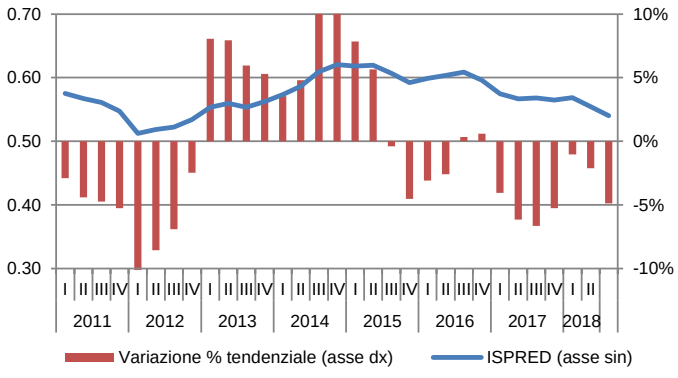


Figura 1.3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Nel III trimestre dell'anno frena la spinta all'aumento dei consumi proveniente dalle principali variabili guida

Contrariamente a quanto osservato nei primi sei mesi dell'anno, nel corso del III trimestre 2018 le principali variabili guida dei consumi energetici (sintetizzate nel superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia, vedi Nota metodologica) non hanno fornito un impulso all'aumento della domanda di energia (Figura 2.1), interrompendo una serie di sette trimestri consecutivi di variazioni tendenziali positive (in media +2% nel periodo). Il risultato del III trimestre 2018 è imputabile in primo luogo all'incremento dei prezzi e in misura marginale dai fattori climatici, che nell'insieme hanno compensato la modesta spinta ai consumi venuta dall'aumento del PIL.

Modesto l'impulso del PIL, si ferma la produzione industriale

Nel corso del III trimestre 2018 il PIL (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010) è cresciuto dello 0,7% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, a parità di giorni lavorativi (Figura 2.2). Per effetto della crescita più sostenuta registrata nel primo semestre dell'anno, complessivamente nel periodo gennaio-settembre 2018 la variazione del PIL è stata pari a circa l'1,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La crescita acquisita per il 2018 è stimata pari allo 0,9% rispetto al 2017. Il dato del III trimestre pare confermare un rallentamento della ripresa dell'economia italiana: la crescita del PIL nel trimestre in esame risulta infatti nettamente inferiore rispetto a quanto osservato nel corso del 2017 e della prima metà del 2018 (+1,5% la variazione tendenziale media dell'intero periodo). Tale elemento è confermato dal dato congiunturale: il PIL corretto per effetti di calendario e destagionalizzato risulta infatti in lieve calo (-0,1%) rispetto al trimestre precedente, primo dato negativo da 14 trimestri.
Tra le cause del rallentamento della crescita vi è il risultato dell'industria: in controtendenza rispetto a quanto osservato nel corso degli ultimi anni, la produzione industriale nel III trimestre 2018 è infatti in lieve riduzione (-0,1% la variazione tendenziale rispetto allo stesso trimestre del 2017, dati grezzi). Nei primi nove mesi dell'anno la crescita media della produzione industriale è stata quindi complessivamente pari al 2% rispetto allo stesso periodo 2017, grazie alla prestazione positiva del I semestre dell'anno (+3%). Il risultato della produzione industriale nel trimestre in esame è da ricercare anche nella prestazione negativa dei beni intermedi (a maggiore intensità energetica), ridottasi dell'1,3% in termini tendenziali; nell'anno in corso l'industria nazionale è quindi complessivamente cresciuta in direzione meno energivora (+1% la variazione tendenziale della produzione dei beni intermedi rispetto ai primi nove mesi del 2017, +2% quella totale).

Neutrale la spinta dai fattori climatici, forte l'impulso alla riduzione di consumi dall'aumento dei prezzi

Nel trimestre in analisi la spinta ai consumi proveniente dai fattori climatici è risultata marginalmente negativa (Figura 2.3). A fronte di temperature sostanzialmente invariate a luglio, il mese di agosto 2018 è risultato meno caldo di circa un grado rispetto a quello 2017, mentre il mese di settembre significativamente più caldo (per oltre due gradi), portando complessivamente nel III trimestre il fabbisogno di climatizzazione estiva sui livelli dello stesso periodo 2017. D'altro canto, il più caldo mese di settembre ha ridotto la pur esigua domanda di gas naturale per riscaldamento: i consumi di gas su reti di distribuzione nel mese di settembre si sono infatti ridotti di circa il 7% rispetto allo stesso mese del 2017 (dati SNAM). Un più significativo impulso alla riduzione dei consumi di energia è invece venuto dai prezzi dell'energia, in netto aumento rispetto allo stesso trimestre 2017. Gli effetti delle tensioni internazionali sui prezzi all'ingrosso, che solo in parte si erano manifestati su quelli al dettaglio nel corso dei primi sei mesi dell'anno, nel III trimestre hanno invece portato ad un notevole aumento dei prezzi delle *commodity*.

Nei primi nove mesi 2018 dai principali driver impulso complessivamente positivo all'aumento dei consumi

Complessivamente nel corso dei primi nove mesi del 2018 le variabili guida dei consumi hanno in ogni caso fornito un impulso all'aumento della domanda di energia: il superindice ENEA risulta in aumento dell'1% circa rispetto allo stesso periodo del 2017. Come emerge dalla Figura 2.3, nel corso del 2018 i prezzi risultano in netto aumento dopo la costante riduzione del periodo 2013-2016, ridimensionando quindi la spinta all'aumento della domanda di energia proveniente da ripresa economica (il PIL e produzione industriale in aumento dal 2015) e da fattori climatici.

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

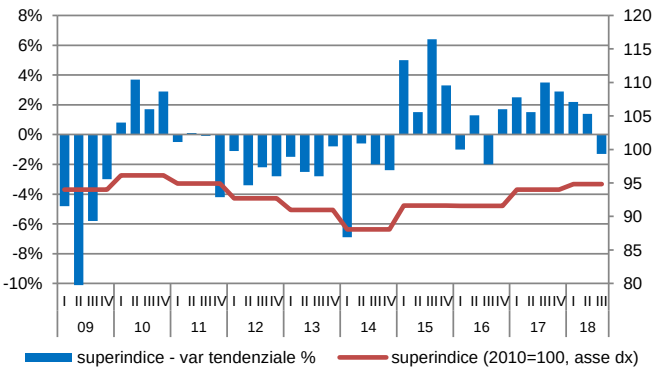


Figura 2.2 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

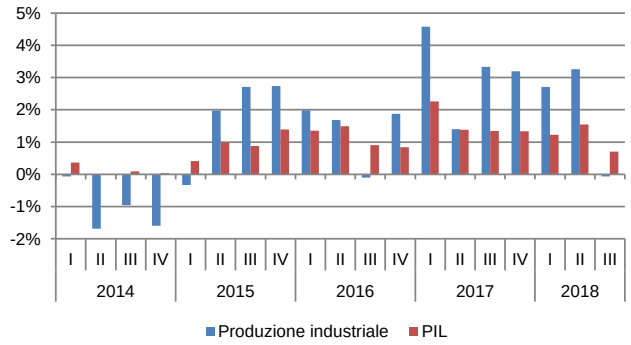
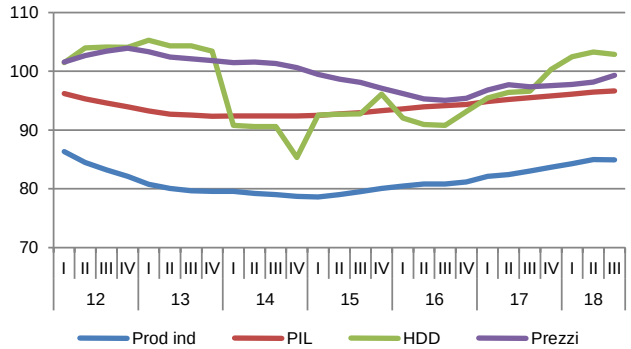


Figura 2.3 - Principali driver dei consumi di energia (media mobile 4 termini, 2008=100)



Prezzo del petrolio in forte aumento. Ancora in aumento la produzione USA

Il tratto caratteristico dei mercati internazionali dell'energia nella seconda metà del 2018 è stata l'elevata volatilità, che nel caso del petrolio ha raggiunto livelli record. Nel III trimestre dell'anno i prezzi di tutte le principali commodity energetiche hanno presentato ulteriori leggeri aumenti, che hanno fatto seguito ai forti aumenti registrati nella prima metà dell'anno. Nel trimestre il prezzo medio del petrolio Brent è stato di circa 75 $/bbl (+45% rispetto al II trimestre 2017), ma tra fine settembre e inizio ottobre è salito ancora fino a superare gli 85 $/bbl (+60% rispetto al prezzo medio del 2017), spinto da aspettative pessimistiche circa i potenziali effetti del blocco delle esportazioni iraniane. La sostanziale riduzione di quest'ultimo ha poi portato a un crollo record delle quotazioni a novembre, fino a scendere sotto i 60 $/bbl. Andamento simile ha registrato il greggio WTI, sebbene quest'ultimo abbia risentito in misura molto più contenuta dell'ondata rialzista di fine settembre, per cui il differenziale tra i due greggi è tornato a salire repentinamente, fino a superare i 10 €/bbl a ottobre.

Ragioni dell'aumento dei prezzi fino a ottobre

Fino all'entrata in vigore del blocco USA delle importazioni di greggio iraniano (4 novembre 2018), l'andamento dei prezzi del petrolio ha rispecchiato le attese rialziste che si erano accumulate nel corso dell'anno corrente, e la diffusa convinzione che i prezzi elevati fossero destinati a persistere almeno per il resto dell'anno. Molte previsioni a breve erano state in effetti riviste al rialzo, come quelle a sei mesi di JP Morgan sul Brent a 85 $/bbl con probabili picchi a 90 $/bbl, o quella di Bank of America Merrill Lynch, che ipotizzava un Brent a 95 $/bbl entro la metà del 2019.
La ragione di queste attese stava in primo luogo in fondamentali di mercato che sembravano indicare come dopo gli anni dell'eccesso di offerta la situazione di domanda e offerta fosse caratterizzata da un sostanziale equilibrio. Secondo le stime IEA di agosto (*Oil Market Report* 8/2018) la domanda globale di petrolio del 2018 era attesa a 99,2 Mbbl/g, a fronte di un'offerta ferma a circa 99 Mbbl/g.
Su questa valutazione si innestavano poi fattori congiunturali che spingevano tutti in direzione del rialzo dei prezzi. In primo luogo, le stime via via più pessimistiche circa il greggio iraniano a rischio di rimozione dal mercato in conseguenza del blocco USA, cresciute fino a 2 milioni di bbl/g. A queste preoccupazioni si aggiungevano il continuo forte calo produttivo del Venezuela e le incertezze circa l'altalenante produzione libica, come anche riguardo alla flessibilità dell'offerta, legata alla reale entità della *spare capacity* dell'Arabia Saudita e alla crescita della produzione USA di *shale oil*. Infine, il netto calo degli stock sull'anno precedente indicava la possibilità di un mercato in tensione anche nel breve-medio periodo, con elevata possibilità di picchi di prezzo.

Perché la smentita delle aspettative e il crollo nell'ultimo trimestre dell'anno

Il fattore congiunturale che ha radicalmente cambiato il *sentiment* del mercato e portato al crollo dei prezzi a novembre è stato certamente il fatto che il blocco USA alle esportazioni iraniane sia apparso non in grado di togliere dal mercato quantità rilevanti di petrolio, anche per le esenzioni accordate dagli stessi Stati Uniti a diversi Paesi. Ma a questo fattore congiunturale si è aggiunto il dato, più strutturale, che la produzione non OPEC è cresciuta molto più del previsto, risultando in grado di rimpiazzare anche grandi quantità di greggio OPEC mancante per qualsiasi motivo. La Figura 2.4 mostra come siano cambiate stime e proiezioni circa l'equilibrio tra domanda e offerta globale di petrolio nell'arco di soli quattro mesi (tra agosto e novembre), come riportate nell'*Oil Market Report* della IEA.
Dal lato della domanda il rallentamento dell'economia globale ha portato ad alcuni ritocchi al ribasso, ma si tratta di variazioni marginali, nel complesso pressoché nulle per l'anno in corso, nell'ordine di meno di 500 kbbl/g per il 2019. Dal lato dell'offerta sono invece cambiate in modo sostanziale sia le stime circa la produzione di quest'anno sia le previsioni per l'anno 2019. In particolare, per il 2018 l'*Oil Market Report* di agosto stimava una produzione OECD pari a 60,4 Mbbl/g nel secondo semestre 2018, mentre l'edizione di novembre ha rivisto al rialzo questo dato di ben 1,1 Mbbl/g per il III trimestre, di 0,4 Mbbl/g per il IV trimestre. In particolare, fattore chiave del "nuovo" mercato del petrolio resta la produzione USA, che nel 2018 ha visto una nuova impennata, con un incremento di 2 Mbbl/g tra settembre 2017 e settembre 2018 e 1 Mbbl/g in più solo negli ultimi quattro mesi (Figura 2.5).
Inoltre, anche la produzione OPEC è stata rivista al rialzo di circa 0,5 Mbbl/g nel secondo semestre del 2018, anche perché non si sono verificati nuovo crolli produttivi in Libia (che a settembre è invece risultata sui massimi degli ultimi cinque anni) e Venezuela.

Figura 2.4 - Variazione di stime e proiezioni IEA circa la domanda e l'offerta di petrolio tra agosto e novembre 2018

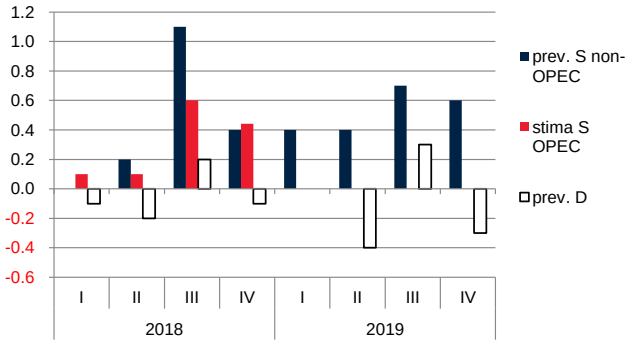


Figura 2.5 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx)

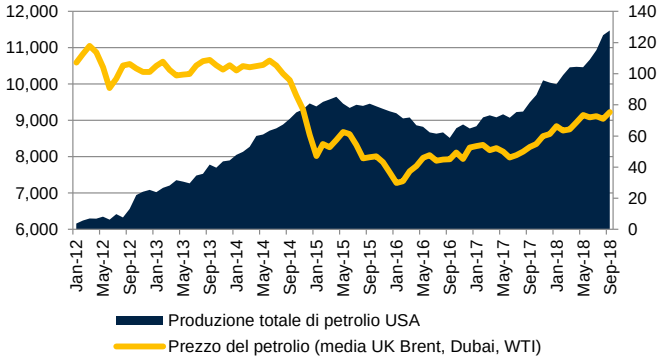
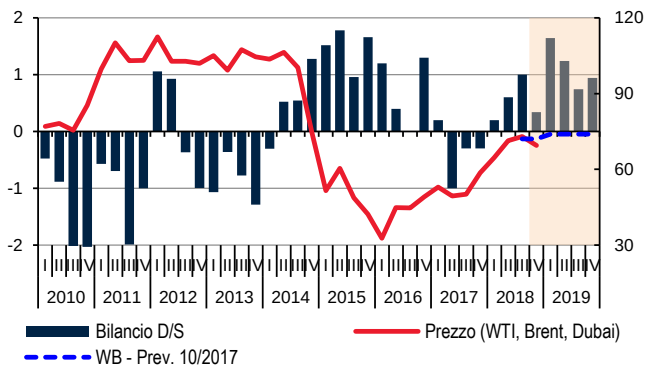


Figura 2.6 - Bilancio domanda/offerta (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale



Stime più recenti circa l'equilibrio domanda/offerta

La revisione delle proiezioni ha riguardato anche il 2019, cosicché è cambiata radicalmente anche la valutazione circa la prospettiva di breve termine dell'equilibrio domanda offerta (Figura 2.6).
Secondo le ultime stime della IEA la domanda globale di petrolio dovrebbe raggiungere i 100 Mbbl/g nell'ultimo trimestre dell'anno, collocandosi a una media annuale di 99,2 Mbbl/g, in crescita di 1,4 Mbbl/g rispetto al 2017. Una crescita simile è attesa nel 2019, quando anche la media annuale dovrebbe superare i 100 Mbbl/g.
Le forti revisioni dal lato dell'offerta hanno portato a stimare la produzione non-OPEC superiore a 61 Mbbl/g nella seconda metà del 2018, più di 2 Mbbl/g in più rispetto a un anno prima. Un ulteriore simile aumento è previsto per il 2019, fin quasi a 63 Mbbl/g alla fine dell'anno. Se si ipotizza l'effettiva realizzazione di un taglio della produzione OPEC pari a 1 Mbbl/g rispetto ai livelli di fine 2018, dunque ridotta a circa 39 Mbl/g, l'offerta totale risulterebbe superiore alla domanda per tutto il 2019, un'aspettativa che spiega le tendenze ribassiste delle ultime settimane del 2018.

Prezzi del gas in forte aumento nel III trimestre. Fattori di rischio di possibile volatilità nel prossimo inverno

Nell'arco dell'ultimo anno il prezzo del gas naturale sugli hub europei è praticamente raddoppiato, con una significativa e inusuale accelerazione tra luglio e settembre, quando di norma il prezzo tende invece a ridursi rispetto ai valori invernali.
Il prezzo medio del gas al TTF olandese è stato pari nel trimestre a 24,5 €/MWh, al PSV italiano pari a 26,5 €/MWh, in entrambi i casi con un incremento di circa il 15% rispetto al trimestre precedente (Figura 2.7). L'aumento è stato particolarmente marcato a settembre, quando sul principale mercato europeo il prezzo ha raggiunto i 27 €/MWh (+60% rispetto al prezzo medio del 2017). Si tratta di livelli che nei mesi centrali dell'anno non si registravano dal 2013, e simili a quelli dello scorso inverno, dunque in contrasto con il normale andamento stagionale. Come nel caso del petrolio anche in questo caso i prezzi sono tornati a scendere nell'ultimo trimestre dell'anno, di nuovo in modo contrario rispetto all'usale andamento stagionale.
Sugli altri principali mercati internazionali il prezzo è rimasto ancora fermo all'Henry Hub statunitense, intorno ai 3 $/MBtu (circa 10 $/MWh), sebbene sia tornato a salire nell'ultimo trimestre dell'anno, mentre forti aumenti si sono registrati sui mercati asiatici, aumenti necessari a garantire l'attrattività di quei mercati per i carichi spot di GNL (gas naturale liquefatto).
L'accelerazione sui mercati europei ed asiatici è stata infatti dovuta in primo luogo alla forte domanda asiatica, cinese in primis, che continua a crescere a tassi elevatissimi. Nei primi nove mesi dell'anno i consumi cinesi di gas sono aumentati del 12% rispetto all'anno precedente, le importazioni di quasi il 40%. Per attirare carichi di GNL che altrimenti sarebbero rimasti in Europa i prezzi asiatici sono dunque saliti a livelli solo di poco inferiori ai picchi invernali, per cui nei mesi centrali dell'anno non si è verificata la riduzione del differenziale di prezzo tra mercato asiatico e europeo.
In Europa la domanda di gas, pur in leggero calo, è rimasta comunque vicina ai valori elevati del 2017 (massimi degli ultimi cinque anni), sebbene la domanda della termoelettrica sia stata penalizzata dalla ripresa del nucleare francese e della produzione idroelettrica in Italia e Spagna. Inoltre l'ultimo inverno, relativamente freddo, aveva lasciato il tasso di riempimento degli stoccaggi europei ai minimi degli ultimi cinque anni, un dato mantenuto fino a tutto settembre 2018, spingendo le aspettative di rialzo dei prezzi vista la prossimità dell'inizio dell'inverno (Figura 2.8).

In questo quadro, gli aumenti dei prezzi del carbone e dei permessi di emissione hanno influito sui prezzi del gas, spingendo al rialzo il prezzo di switching tra carbone e gas nei mercati elettrici (vedi Box nel cap. 4).
Nell'ultimo trimestre dell'anno i prezzi del gas sono come detto tornati a scendere, per una combinazione di fattori in parte simili a quelli che hanno determinato gli aumenti dei mesi precedenti. In primo luogo le aspettative sulla domanda, peggiorate con gli ultimi dati sulla crescita economica europea: la crescita tendenziale del PIL dell'UE è scesa nel III trimestre all'1,9% annuo, il tasso di crescita più basso da due anni a questa parte (era al 2,8% un anno prima). Segnali di rallentamento vengono poi anche dalla crescita economica cinese.
In secondo luogo, il generale calo di tutte le commodity, petrolio, carbone e permessi di emissione (fino a metà novembre), con i cali delle ultime due che favoriscono tra l'altro la domanda di carbone e indeboliscono le aspettative circa la domanda di gas.
In vista dell'inverno restano comunque ragioni che rendono possibile quantomeno un'elevata volatilità sul mercato europeo, con picchi di prezzo nel caso in cui si combinino fattori critici, il primo dei quali riguarda la piena disponibilità della rotta ucraina che trasporta il gas russo in Europa. In un mercato che resta vicino a livelli di tensione se la domanda asiatica riesce a monopolizzare il GNL, il gas russo che passa dall'Ucraina diviene infatti la principale fonte marginale di approvvigionamento per l'Europa continentale. Questo perché gli altri gasdotti che trasportano il gas russo sono infatti già utilizzati a pieno regime (vedi cap. 4.2).

Figura 2.7 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

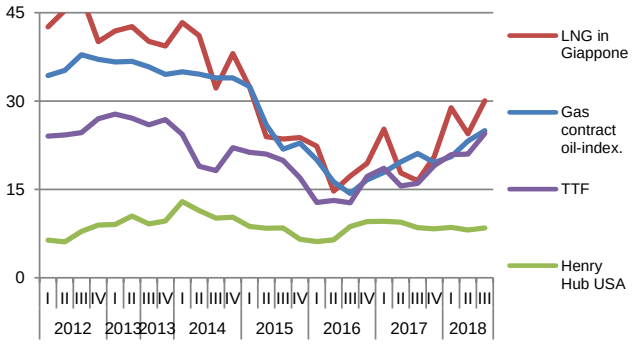
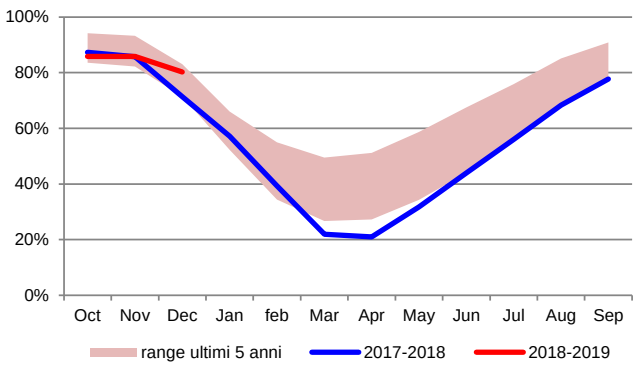


Figura 2.8 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%)



I prezzi EUA come ulteriore variabile guida

Negli ultimi anni si sono profondamente modificate le variabili di maggior rilievo che concorrono a definire nell'ambito della Borsa Elettrica il PUN (prezzo unico nazionale dell'energia) ed i conseguenti consumi di energia. Accanto a quelle storiche e per lungo tempo esaustive, corrispondenti ai prezzi delle principali *commodity* (gas e petrolio), si sono via via aggiunte le variabili connesse ai più recenti processi di decarbonizzazione: dapprima le fonti rinnovabili e le loro dinamiche di penetrazione; mentre molto più recentemente, a partire dall'inizio del 2018, hanno assunto una significativa rilevanza anche i prezzi dei diritti di emissione (EUA, European Allowances) scambiati sul mercato nell'ambito dell'ETS (Emission Trading Scheme).

Ciò in quanto tali permessi, che i soggetti di tutti i settori obbligati debbono previamente acquistare per poter emettere CO_2, dopo un lungo letargo durato oltre un decennio su livelli di prezzo troppo bassi ai fini di una possibile incisività sulle decisioni microeconomiche (e, di riflesso, anche macro), hanno subìto sull'arco di pochi mesi una repentina impennata che li ha portati a triplicare, passando dai 7,74 €/tCO_2 di inizio anno fino ad un massimo oltre i 25 € registrati a settembre: per giunta, con prospettive future di possibile – e a seconda di alcune circostanze persino probabile – ulteriore aumento.

La figura evidenzia l'andamento storico dei prezzi EUA, dal quale si evince la conformazione ad U assunta proprio grazie alla più recente evoluzione (Figura 2.9).

Sempre nel corso di quest'ultimo periodo si è venuta evidenziando una consistente correlazione tra i prezzi delle EUA e le commodity di riferimento, che è stata confermata nel terzo trimestre (Figura 2.10).

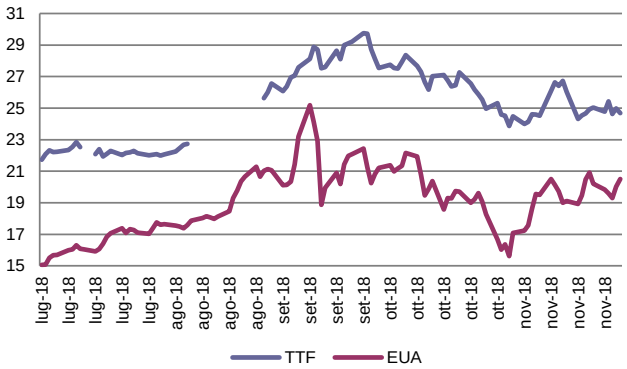
Il PUN, il prezzo del gas e quello delle EUA, normalizzati in base 100 a gennaio 2018, hanno raggiunto in luglio valori pari rispettivamente a 128, 116 e 196 (con tassi medi di crescita mensile pari a 4,2, 2,5 e 11,9%).

Nel corso del terzo trimestre, i prezzi dei diritti EUA sono cresciuti di circa il 41%, passando da 14,98 a 21,16 €.

Figura 2.9 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO_2)



Figura 2.10 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO_2) e prezzo del gas naturale al TTF (€/MWh)



Box - Fattori interpretativi dell'andamento passato e presente dei prezzi EUA

A cura di Andrea Colosimo

Per comprendere se e come in prospettiva futura i prezzi dei diritti di emissione possano proporsi come un'ulteriore variabile guida dei costi dell'energia - complementare a quelli delle commodity - equivale a indagare le ragioni del loro andamento storico, del loro aumento, nonché il carattere strutturale o meno di tali ragioni.

Alcuni studi [i] dimostrano come il prezzo dei diritti di emissione subisca una doppia influenza, sia di breve (*flow*) sia uno di lungo periodo (*stock*). Su limitati orizzonti di tempo le variazioni marginali sono in correlazione con l'andamento delle altre variabili guida : i prezzi delle fonti convenzionali ed i livelli di attività economica; nel lungo periodo diventa invece determinante la cornice istituzionale, ossia tutte le decisioni del *policy maker* che concorrono, nel loro insieme ed in modo diretto o indiretto, a determinare *ex lege* carenze o eccessi di domanda ed offerta: variazioni dei tetti complessivi alle emissioni, modifiche dei settori coinvolti, delle quantità di diritti allocati tramite asta, delle percentuali di allocazioni gratuite, delle quote di utilizzabilità dei CER's [ii], misure parallele di incentivazione o penalizzazione mirate sull'intensità carbonica delle fonti (rinnovabili o convenzionali), e così via.

Gli elementi in base ai quali si è cercato di interpretare prima il trend decrescente di lungo periodo - durato per circa un decennio fino al 2017 - e poi l'improvvisa e rapida inversione a partire dal 2018, sono abbastanza coerenti con il criterio generale sopra esposto. Per quanto riguarda l'andamento passato, le spiegazioni hanno sempre riguardato la cornice regolamentare ed istituzionale, e sono state essenzialmente due: l'errore di sovra allocazione iniziale dei permessi nei vari Piani Nazionali che determinò un eccesso di offerta – ed il forte incremento delle fonti rinnovabili innescato proprio dalle successive Direttive europee sul tema (realizzando così un effetto di spiazzamento tra politiche confliggenti). A questi due fattori di pressione strutturale ribassista sui prezzi si è aggiunto l'effetto della crisi economica globale che in seguito, con una sovrapposizione intermittente, ha concorso a determinarne le oscillazioni congiunturali. Venendo invece alle variabili esplicative dell'andamento più recente, e quindi del notevole incremento dei prezzi nel 2018, tra i molteplici fattori si possono citare:

a) in primo luogo, nuovamente, la cornice regolamentare: nella fattispecie, l'entrata in vigore della Direttiva EU 2018/410, con i suoi correttivi al meccanismo di mercato per la Quarta Fase (2021-2030) varati appositamente per sostenere i prezzi delle EUA. In particolare:
   - l'incremento dell'obiettivo di riduzione globale dal -21% al 2020 al -43% al 2030;
   - l'innalzamento dall'1,74 al 2,2% del fattore di riduzione lineare (LRF), ossia del ritmo con cui si diminuiscono di anno in anno le quote di CO2 immesse sul mercato;
   - il raddoppio per i primi cinque anni del tasso con cui il Market Stability Reserve (MSR, Riserva per la stabilità del mercato), la riserva stabilizzatrice del mercato di carbonio introdotta con la Decisione EU 2015/1814, assorbirà le quote in eccesso, in maniera da rafforzarne i prezzi [iii];
   - l'innalzamento dal 50 al 57% della percentuale di crediti CO_2 messi all'asta rispetto al totale delle quote, assegnando a titolo gratuito le rimanenti secondo parametri e criteri aggiornati. In caso di domanda di quote gratuite superiore alla disponibilità, l'applicazione di un "fattore di correzione transettoriale" (CSCF) che riduce l'assegnazione gratuita in tutti i settori. Per proteggere un comparto da un'ipotetica applicazione del CSCF, in caso di necessità, la riduzione opzionale della quota da mettere all'asta in misura pari al 3%

   L'anticipazione al 2019 dell'attivazione della MSR è stata determinante: le nuove regole prevedono che tra il 2019 ed il 2023 la Riserva assorba su base annua il 24% delle quote eccedenti gli 833 milioni di tCO_2, e che 100 milioni di tCO_2 siano rilasciate da essa tramite messa all'asta se il surplus scende sotto i 400 milioni. A partire dal 2023, il meccanismo eliminerà direttamente le quote in eccesso attraverso la cancellazione automatica del loro surplus presente nella Riserva rispetto alla quantità messa all'asta nell'anno precedente.

   È stata la stessa Commissione Europea a quantificare per i primi otto mesi del 2019 in almeno 265 milioni di tCO_2 la corrispondente quantità di permessi di emissione da sottrarre al mercato e collocare nella Riserva;

b) in secondo luogo hanno concorso fattori climatici, con l'ondata di calore estiva che ha indotto una riduzione della produzione elettrica da fonti nucleare (Francia), idroelettrica (Scandinavia) ed eolica (Germania), aumentando di conseguenza quella ottenuta da impianti convenzionali a generazione termica e dunque a più alta intensità emissiva;

c) in terzo luogo, è proseguita l'onda lunga della maggior domanda dovuta a incrementi dell'output industriale, iniziata fin dall'inizio del 2017, in particolare sulle componenti beni capitali, beni di consumo durevoli e beni intermedi dell' EU 28 Industrial Production Index.

Tuttavia, su questi elementi di carattere fondamentale, si sono innestati anche elementi di tipo puramente finanziario.

Ad inizio 2018 è entrata in vigore la normativa Mifid II, che equipara i permessi di emissione ai titoli mobiliari regolamentati e pertanto li rende scambiabili, oltre che dalle aziende direttamente sottoposte e coinvolte nell'ETS (soggetti industriali), soltanto da soggetti appositamente abilitati come banche o SIM. Sono pertanto venuti meno sul mercato gran parte degli intermediari puri (ma frammentati e di piccole dimensioni) presenti fino a quel momento, a causa degli alti costi amministrativi legati all'ottenimento dell'abilitazione e dell'attività di sorveglianza più stringente da parte degli enti nazionali di vigilanza. Ciò ha determinato, su borse energetiche quali ICE Futures Europe o EEX, un processo di concentrazione degli acquirenti e dunque un progressivo oligopsonio sul mercato, come testimoniato ad esempio dal 50% delle quote acquistate nei primi otto mesi del 2018 in Germania (64 milioni di tCO_2), da parte di soli 4 operatori. Gli operatori finanziari non necessitano di restituire quote al termine del periodo di *compliance* (il 30 aprile di ogni anno), tuttavia il loro comportamento bullish sul mercato riduce l'offerta di permessi disponibili per i soggetti consumatori industriali, il che concorre a spingere in alto i prezzi. A loro volta, le aspettative di futuri maggiori prezzi inducono le *utility* a far scorta di permessi come protezione e copertura contro la futura volatilità. Ciò si è già effettivamente concretizzato, ad esempio, nel caso della tedesca RWE, che si è scoperto aver attuato un'attività di copertura sui possibili incrementi dei prezzi (hedging) fino al 2022.

[i] E. Alberola, J. Chevallier, B. Cheeze, *The EU Emission Trading Scheme: the effects of industrial production and CO_2 emissions on carbon prices,* Economie Internationale, 116 (2008), pp. 93-126.

[ii] Diritti di emissione ottenibili con investimenti nei Paesi in via di sviluppo secondo il meccanismo CDM istituito dal Protocollo di Kyoto.

[iii] Si tratta di uno strumento creato nel 2015 (ma che entrerà in vigore solo nel 2019) per far fronte agli squilibri tra domanda e offerta nell'ETS: nel caso in cui in un dato anno il numero totale di quote di emissione superi una soglia concordata, una percentuale di queste quote è ritirata automaticamente dal mercato ed è integrata nella riserva; in caso contrario, le quote contenute nella riserva sono reimmesse sul mercato.

2.2 L'andamento dei consumi energetici

In continuità con i primi sei mesi dell'anno aumentano i consumi di energia primaria, anche se a ritmi meno sostenuti

Secondo le stime ENEA nel III trimestre 2018 i consumi di energia primaria si sono attestati a 37,3 Mtep, in crescita di circa un punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali, vedi Nota metodologica). Tale incremento risulta in linea con il trend di crescita dei due precedenti trimestri, ma evidenzia allo stesso tempo segni di rallentamento: nel corso dei primi sei mesi dell'anno, infatti, l'aumento medio rispetto allo stesso periodo del 2017 è stimato di poco inferiore ai tre punti percentuali. Complessivamente nel corso dei primi nove mesi dell'anno si stima pertanto un aumento dei consumi di energia primaria di oltre due punti percentuali in termini tendenziali, oltre 2,5 Mtep in più rispetto allo stesso periodo 2017.
Come emerge dalla Figura 2.11, rispetto ai minimi raggiunti nel 2014 a valle del lungo periodo di costanti riduzioni (con l'eccezione del rimbalzo del 2010), il 2018 sembra quindi rappresentare una decisa ripresa della domanda di energia dopo l'incremento tendenziale più modesto registrato nel corso del 2017 (da ricercare in buona parte nei fattori climatici) e dopo che i cali del 2016 avevano annullato gli aumenti del 2015. I valori di consumo dei primi nove mesi del 2018 si mantengono in ogni caso ancora ben al di sotto dei livelli pre-crisi (-14% rispetto ai primi nove mesi 2008).

Anche nel III trimestre 2018 crescita dei consumi di energia più sostenuta della spinta derivante dai principali driver

Nel III trimestre 2018 la crescita dei consumi di energia è risultata superiore a quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (Figura 2.12). La domanda di energia è infatti aumentata sia in termini di energia primaria che finale di circa un punto percentuale rispetto allo stesso periodo 2017, a fronte di una marginale riduzione del Superindice ENEA delle variabili guida (che sintetizza crescita economica, produzione industriale, fattori climatici e prezzi dell'energia, vedi par. 2.1).
Si tratta di un dato in linea con i primi due trimestri dell'anno: nell'insieme dei primi nove mesi del 2018 la spinta delle variabili guida è stimabile in circa un punto percentuale, mentre i consumi risultano in aumento ad un tasso superiore ai due punti percentuali (in termini di variazioni tendenziali). Come nei primi due trimestri dell'anno, una spiegazione è rintracciabile nella significativa ripresa dei consumi di energia del settore trasporti.
Come evidenziato nell'*Analisi trimestrale del sistema energetico* 3/2018, i dati del 2018 evidenziano un possibile rallentamento del processo di disaccoppiamento fra energia ed economia, che aveva invece caratterizzato la prima metà del decennio, quando i consumi energetici si erano ridotti più rapidamente del superindice. Anche nel corso del 2017 si è assistito un disaccoppiamento, seppur meno evidente, tra crescita economica e consumi energetici: la spinta delle variabili guida è infatti risultata più significativa rispetto all'aumento della domanda di energia registrata rispetto all'anno precedente.

Ancora in aumento i consumi di petrolio, in lieve ripresa il gas

In termini di fonti energetiche primarie (Figura 2.13), nel III trimestre 2018 i consumi di petrolio fanno registrare un aumento tendenziale superiore all'1,5% rispetto allo stesso periodo 2017; complessivamente, nei primi nove mesi del 2018 l'aumento dei consumi di petrolio risulta anche maggiore, pari al 3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
Risultano in leggera ripresa i consumi di gas naturale (+1,2% la variazione trimestrale tendenziale), grazie alla ripresa della generazione termoelettrica. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno i consumi di gas si sono tuttavia ridotti di circa un punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, a causa della forte riduzione che ha contraddistinto il II trimestre (-7% in termini tendenziali, per la minore produzione termica legata alla ripresa della generazione idroelettrica).
Le fonti energetiche rinnovabili (escluse biomasse per usi termici), risultano in lieve aumento rispetto ai livelli del III trimestre 2017, di circa mezzo punto percentuale. In termini cumulati, nei primi nove mesi dell'anno le FER sono tuttavia cresciute di oltre il 6% rispetto allo stesso periodo del 2017, per la ripresa della generazione idroelettrica (+9% nel III trimestre dopo il +33% registrato nel primo semestre).
Ancora in contrazione i combustibili solidi, complessivamente di circa il 10% nei primi nove mesi dell'anno rispetto allo stesso periodo del 2017.

Figura 2.11 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

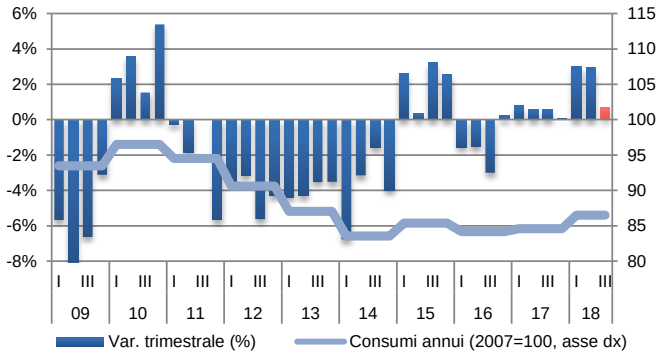


Figura 2.12 - Variazioni tendenziali dei consumi finali di energia (asse dx) e superindice ENEA (%)

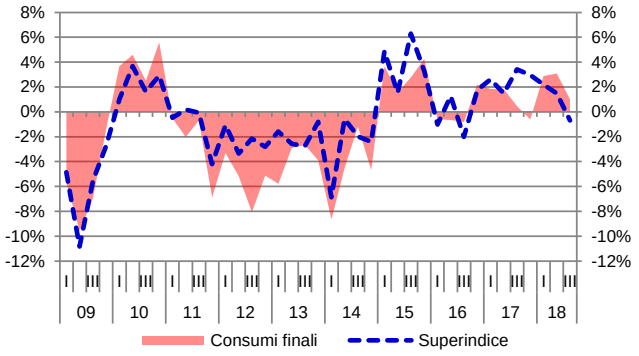
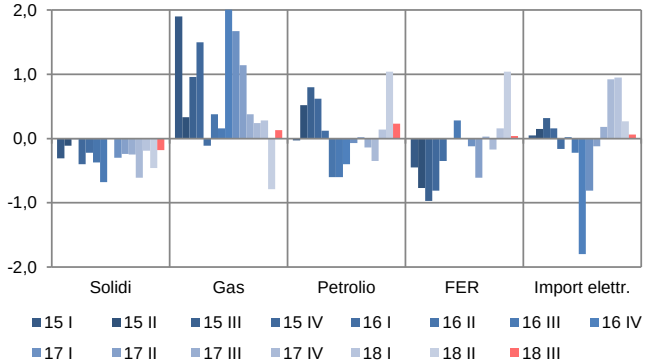


Figura 2.13 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)



In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.14) nel corso dell'ultimo trimestre il gas è tornato a crescere dopo la riduzione del II trimestre dell'anno, riprendendo dunque il percorso di crescita degli anni 2015-2017. Anche le rinnovabili sono tornate su una traiettoria moderatamente ascendente dopo la frenata del triennio 2015-2017 (ridotta idraulicità e al rallentamento della produzione da rinnovabili intermittenti).
Si conferma inoltre la inversione della tendenza di lungo periodo che ha caratterizzato i consumi di petrolio nell'ultimo decennio (con l'eccezione del 2015). Nel corso dei primi nove mesi del 2018 i consumi di petrolio degli ultimi quattro trimestri sono infatti cresciuti di circa 1,4 Mtep su base tendenziale.
Prosegue infine la traiettoria di riduzione dei consumi di carbone, pressoché lineare dal 2012. Su base annuale il ricorso al carbone si è quasi dimezzato rispetto al 2012, ed è ora sceso al di sotto dei 10 Mtep.

Consumi elettrici nuovamente su, ma in calo l'elettrificazione del sistema

Nel III trimestre 2018 i consumi di elettricità si sono attestati a 84 TWh, in aumento dell'1,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, a parità di giornate lavorative. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno la domanda di energia elettrica risulta complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo del 2017 per circa 1,5 TWh (+0,6%). Come emerge dalla Figura 2.15, dopo la riduzione registrata nel II trimestre dell'anno (-1% la variazione tendenziale), nel III trimestre i consumi elettrici sono tornati a una variazione positiva, in coerenza con i precedenti sei trimestri. Dopo il lungo periodo di contrazione degli anni 2012-2014 e la stagnazione degli anni 2015-2016 (al netto di episodiche variazioni legate a fattori climatici) la domanda elettrica è ora inferiore di circa il 5% rispetto ai valori di un decennio fa, in ripresa rispetto al -9% di inizio 2015. Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, alla luce della crescita dei consumi finali particolarmente elevato (oltre il 2%), il più modesto aumento della richiesta di energia elettrica (+0,6%) comporta evidentemente una riduzione dell'elettrificazione del sistema. L'aumento dei consumi finali nei primi nove mesi dell'anno è infatti in larga misura imputabile alla ripresa dei consumi di prodotti petroliferi per i trasporti, oltre che all'incremento del gas naturale per usi riscaldamento (per il clima relativamente più rigido del I trimestre 2018 rispetto allo stesso periodo 2017).
La depurazione del dato grezzo, per tener conto del numero di giorni lavorativi e del clima (Figura 2.16), conferma la fase di crescita dei consumi elettrici: negli ultimi tre mesi di analisi la richiesta di energia elettrica si è collocata mediamente nella parte alta dell'intervallo di previsione al 95%, indicando che i consumi effettivamente registrati sono da ritenere superiori rispetto al valore atteso derivante da un modello di domanda basato sulla serie storica decennale.

In aumento la produzione elettrica nazionale: +1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente

Nel III trimestre 2018 la produzione elettrica nazionale si è attestata a 74,2 TWh, in aumento rispetto al corrispondente periodo del 2017 di quasi un punto percentuale (+0,9%), in misura leggermente inferiore all'incremento della domanda (+1,3%). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno in corso la produzione nazionale risulta tuttavia in contrazione del 2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nel primo semestre dell'anno si sono registrate infatti significative riduzioni della produzione (-3,6% in media) a causa della forte ripresa delle importazioni (nei primi sei mesi il saldo import-export ha fatto segnare un incremento di oltre 5 TWh rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Figura 2.14 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)

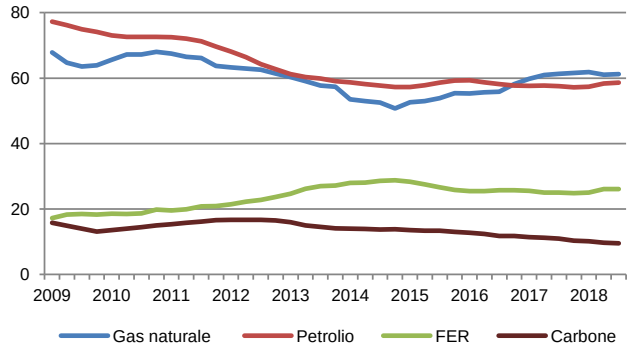


Figura 2.15 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

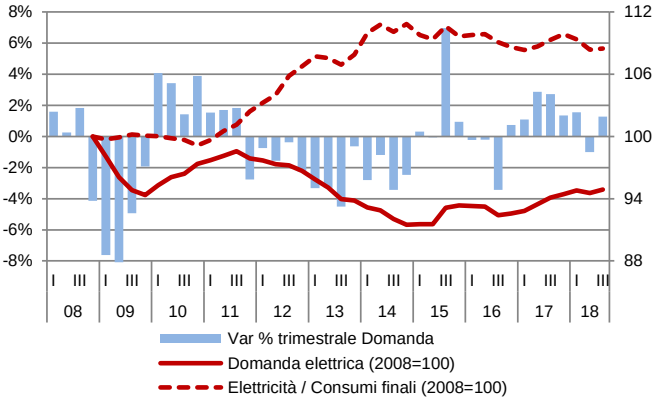
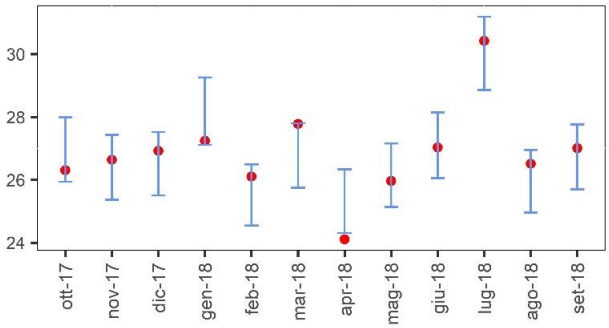


Figura 2.16 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh)



Nel III trimestre dell'anno in ripresa i consumi di gas per la generazione elettrica, +4% la variazione tendenziale

Nel periodo giugno-settembre 2018, nel mix di generazione elettrica sono in ripresa i consumi di gas naturale (+4% circa rispetto al III trimestre 2017, +0,2 Mtep), invertendo così il trend di crescenti contrazioni registrato nei precedenti tre trimestri (-10% in media, Figura 2.17), dovuto alla importante ripresa sia delle importazioni sia della generazione idroelettrica, che nel 2017 era scesa ai minimi storici. Nonostante la ripresa dell'ultimo trimestre, complessivamente nei primi nove mesi dell'anno i consumi di gas per la generazione termoelettrica sono comunque in riduzione di più del 7% in termini tendenziali.
Nel trimestre in esame la generazione da FER risulta invece sostanzialmente in linea con i dati del III trimestre 2017 (+0,6%), dopo che i primi sei mesi dell'anno erano stati caratterizzati da forti incrementi (+10% tendenziale). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno l'incremento delle FER per la generazione elettrica risulta quindi superiore al 6,5% rispetto allo stesso periodo 2017.
Il risultato relativo all'ultimo trimestre è da ricercare nel nuovo forte incremento della produzione idroelettrica (+9% rispetto al III trimestre 2017, Figura 2.18), che ha più che compensato la minore produzione da biomasse e rinnovabili intermittenti, in riduzione rispettivamente del due e del cinque per cento in termini tendenziali. In particolare, nel III trimestre la produzione eolica risulta in forte riduzione (-21% rispetto al III trimestre 2017), anche se nel complesso nei primi nove mesi dell'anno è in linea con i dati del 2017 (+0,3%). In aumento invece la produzione solare (+1,6% rispetto al III trimestre 2017), in controtendenza rispetto al calo osservato nei primi sei mesi dell'anno (quando si era ridotta dell'8% in termini tendenziali). Nell'insieme dei primi nove mesi del 2018 la produzione solare risulta in ogni caso in riduzione di oltre il 4% rispetto allo stesso periodo 2017.
Ulteriori cali, sebbene marginali in termini assoluti, hanno riguardato la generazione elettrica da solidi, giunta ormai all'undicesimo trimestre consecutivo di contrazione. Si interrompe invece la ripresa della generazione da prodotti petroliferi osservata nei precedenti tre trimestri, ormai comunque su valori molto modesti, che torna sul trend di riduzione iniziato nel 2016.

Ancora in aumento i consumi finali di energia, in continuità con i primi sei mesi dell'anno

I consumi finali di energia stimati per il III trimestre 2018 si attestano a circa 26 Mtep, in aumento di un punto percentuale rispetto al corrispondente trimestre del 2017 (Figura 2.19). La stima ENEA per il trimestre in esame è in continuità con il trend di crescita dei primi sei mesi dell'anno. La crescita complessiva per il periodo gennaio-settembre è infatti superiore al 2% rispetto allo stesso periodo 2017 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica).
L'aumento dei consumi nel III trimestre 2018 risulta in larga parte imputabile alla ripresa dei prodotti petroliferi nel settore trasporti (Figura 2.20), in linea con quanto osservato nei primi sei mesi dell'anno: complessivamente nel periodo gennaio-settembre i consumi petroliferi sono infatti aumentati di circa 1,5 Mtep rispetto allo stesso periodo del 2017.
Nel trimestre sono invece in riduzione i consumi di gas naturale (-2,5% rispetto al III trimestre 2017), con una variazione tuttavia marginale in valore assoluto, dal momento che nei mesi estivi i consumi di gas sono di entità più modesta che negli altri trimestri dell'anno. In termini cumulati nei primi nove mesi dell'anno si registra comunque un incremento dei consumi di gas (quasi il 3%), spiegabile in gran parte con le condizioni climatiche del I trimestre, più rigido del corrispondente 2017.

Risultano infine in aumento i consumi elettrici (+1,3% la variazione tendenziale nel trimestre), anche in questo caso con un aumento solo marginale in termini assoluti, sia nel trimestre sia nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno.

Figura 2.17 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

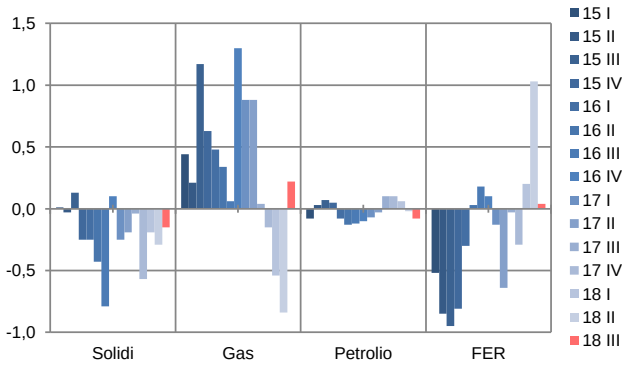


Figura 2.18 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx)

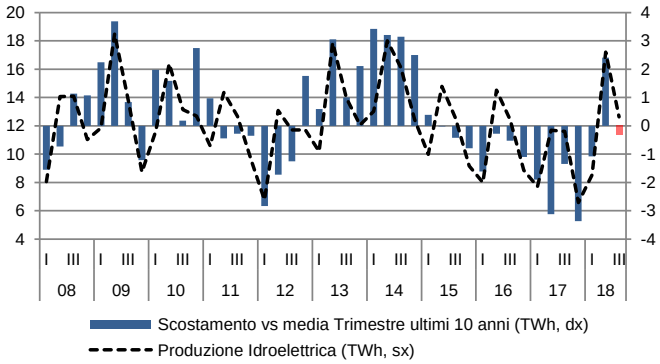
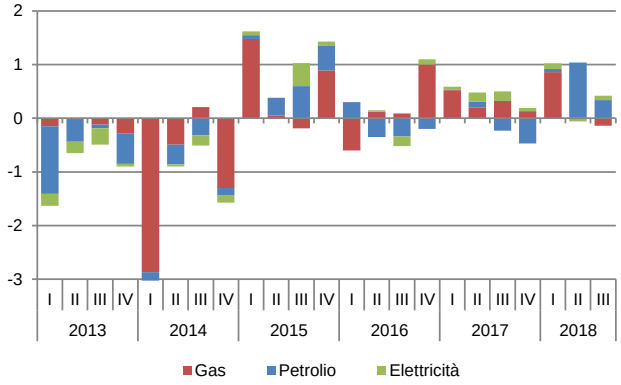


Figura 2.19 - Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep)



Trasporti stradali ed aviazione trainano la crescita dei consumi anche nel corso del III trimestre 2018

Nel III trimestre 2018 i consumi del settore trasporti sono stimati in circa 10 Mtep, in crescita di oltre due punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Tale dato risulta in linea con il trend di crescita del primo semestre: complessivamente nei primi nove mesi dell'anno in corso i consumi del settore sono stimati in aumento del 2,5% rispetto allo stesso periodo del 2017. La ripresa dei consumi nel trimestre in esame è da ricercare in primis nell'incremento dei consumi per trasporto stradale, in aumento sia nel trimestre sia nei primi sei mesi dell'anno (circa +2% in riferimento ai primi nove mesi dell'anno).

Come emerge dalla Figura 2.21, sono state le vendite di gasolio motori a trainare il settore, con aumenti tendenziali superiori al 3%, in linea con i due precedenti trimestri (+3% nel periodo gennaio-settembre 2018 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente). Nel trimestre in esame sono in leggero aumento anche i consumi di benzina, prima inversione di tendenza dopo la costante riduzione iniziata dal II trimestre 2016; complessivamente, nei primi nove mesi del 2018 i consumi di benzina risultano in riduzione di quasi un punto percentuale in termini tendenziali. Sono invece ancora in riduzione le vendite di GPL per autotrazione (-3% in termini tendenziali), giunte al sesto semestre consecutivo di contrazione; dall'inizio dell'anno la riduzione è superiore al 4% rispetto all'anno precedente.

I consumi di carboturbo continuano invece nel loro trend di crescita; nel III trimestre 2018 l'incremento tendenziale è stato di quasi quattro punti percentuali rispetto allo stesso trimestre del 2017; un dato peraltro in linea con quanto registrato nel corso del primo semestre. Complessivamente l'aumento dei consumi di carboturbo dall'inizio dell'anno è pari al 8%. Per i consumi di carboturbo si tratta di una crescita notevole: dall'1% di variazione tendenziale del 2014, al 3,6% del 2015, 6% del 2016, 7,5% del 2017.

Gli aumenti di consumi dei prodotti petroliferi sono confermati dai dati più recenti del MiSE che, seppur non definitivi, per il periodo gennaio-novembre stimano un aumento delle vendite complessive di prodotti petroliferi del 4,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; in riferimento ai principali prodotti gli incrementi tendenziali sono pari allo 7,5% per il carboturbo, al 4% per il gasolio motori, -2,5% per il GPL, marginale la ripresa della benzina (+0,2%).

La stima ENEA dei consumi di energia per il trasporto stradale nel trimestre in esame risulta in linea con i dati di traffico dei veicoli pesanti. I dati AISCAT (relativi al solo traffico autostradale) presentano variazioni positive significative: +1,2% la variazione trimestrale tendenziale (Figura 2.22). In riferimento ai primi nove mesi dell'anno in corso, si registra un aumento tendenziale di traffico pesante di quasi il 2,5%, in linea quindi con l'aumento dei consumi settoriali stimato per lo stesso periodo.

Meno in linea, invece, i dati relativi al traffico dei veicoli leggeri sulle sole tratte autostradali, risultato nei primi nove mesi dell'anno sugli stessi livelli del 2017; allo stesso modo l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) elaborato dall'ANAS, in lieve riduzione nel trimestre in esame.

Figura 2.20 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

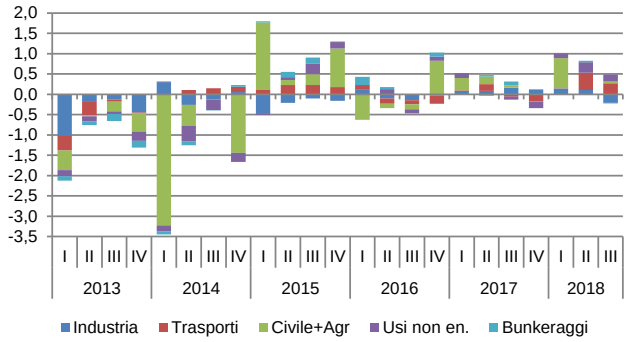


Figura 2.21 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)

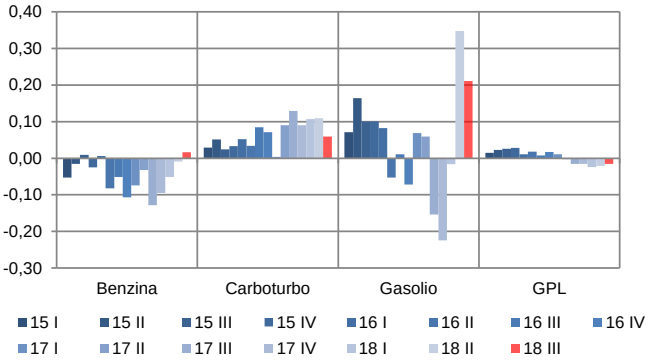
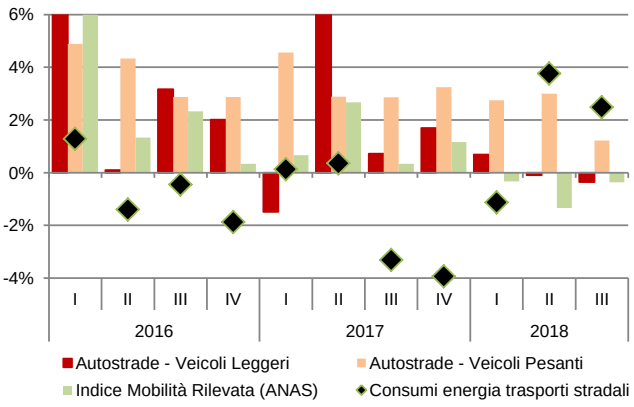


Figura 2.22 - Consumi di energia nel trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)



Dopo un primo semestre in netta ripresa, nel III trimestre frenano i consumi di energia nell'industria

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia del settore industriale nel corso del III trimestre 2018 si sono attestati poco sopra i 6 Mtep, in riduzione rispetto ai livelli dello stesso trimestre dell'anno precedente: l'incremento di consumi elettrici del settore è infatti più che compensato dalla riduzione dei consumi di gas (nel trimestre in esame quasi il 4% in meno su base tendenziale) oltre che dei prodotti petroliferi. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno, tuttavia, i consumi del settore sono stimati in linea con i dati dell'anno precedente.

La Figura 2.23 mostra l'evoluzione dei consumi energetici del settore e dei suoi principali driver, produzione industriale totale e produzione dei soli beni intermedi. In riferimento al III trimestre 2018 la riduzione dei consumi settoriali avviene in sostanziale coerenza con il lieve calo dell'indice di produzione industriale ed in corrispondenza di una forte riduzione della produzione dei beni intermedi, ridotti dell'1,3% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente.

La Figura 2.24 evidenzia l'andamento dei consumi settoriali e dei due driver suddetti nel lungo periodo: se si concentra l'attenzione sugli ultimi anni si osserva un disaccoppiamento tra consumi e driver, rappresentato dalla "forbice" che si è aperta nel corso del 2016, disaccoppiamento che è molto rallentato nel corso del 2017 (le curve di consumi e driver si sono mosse pressoché in parallelo). Nel 2017 la variazione annua dei consumi è stata infatti inferiore al 2% a fronte di una variazione dell'indice di produzione del 2,7%, mentre nel 2016 i consumi settoriali erano risultati sostanzialmente stabili sui livelli dell'anno precedente, a fronte di un aumento dell'1,9% della produzione di beni intermedi.

Nei primi nove mesi dell'anno consumi del settore civile in netta crescita, spinti soprattutto da fattori climatici

Nel III trimestre 2018 i consumi di energia del settore civile risultano sostanzialmente in linea con i dati dello stesso periodo del 2017: il modesto incremento dei consumi elettrici è infatti compensato dal minor ricorso al gas naturale. Secondo i dati SNAM, i consumi di gas su reti di distribuzione si sono infatti ridotti nel trimestre in esame di quasi due punti percentuali, per effetto della forte contrazione registrata nel mese di settembre (-7% rispetto al settembre 2017) imputabile a ragioni sostanzialmente climatiche. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno i consumi del settore risultano tuttavia in netta crescita, superiore ai due punti e mezzo percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017, per effetto del forte ricorso al riscaldamento nei primi tre mesi dell'anno, caratterizzati da temperature mediamente più rigide del primo trimestre 2017. Come emerge dalla Figura 2.25, l'andamento dei consumi nel trimestre in esame risulta in linea con l'evoluzione delle variabili guida.

La crescita dei consumi è inoltre da ricercare nella modesta crescita economica del settore terziario, in lieve aumento rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, così contribuendo a spingere i consumi del settore.

Figura 2.23 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, var. tendenziale %)

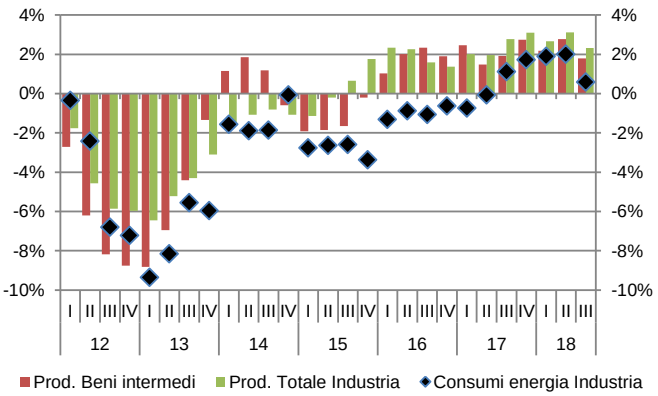


Figura 2.24 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100)

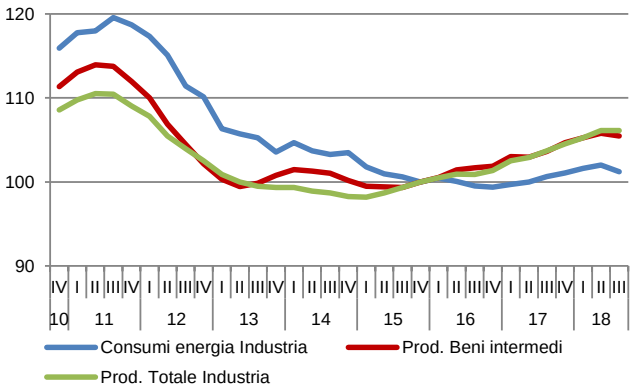
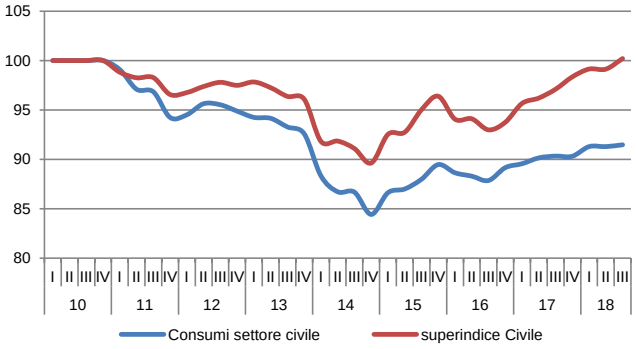


Figura 2.25 - Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)



3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Nei primi nove mesi dell'anno in lieve riduzione le emissioni di CO_2 del sistema energetico nazionale

Le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano nel III trimestre 2018 risultano in lieve riduzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (Figura 3.1, vedi Nota metodologica). Le stime ENEA (-0,5% la variazione tendenziale) sono solo in parte in linea con quanto osservato nel corso del precedente trimestre, quando le riduzioni tendenziali sono state più sostenute, favorite soprattutto dalla ripresa della produzione idroelettrica.
Nel periodo gennaio–settembre dell'anno in corso le emissioni di CO_2 sono stimate in diminuzione di circa un punto percentuale rispetto allo stesso periodo del 2017.
Alla luce del notevole aumento dei consumi di energia registrato nel corso dei primi nove mesi dell'anno (oltre due punti percentuali la variazione tendenziale) si riscontra dunque un disaccoppiamento tra emissioni e consumi energetici, che è però spiegabile in misura significativa con fattori congiunturali (vedi oltre).
In una ottica più di lungo periodo appare sfidante il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione, alla luce dell'andamento delle emissioni di CO_2 del sistema energetico nazionale caratterizzato, anche nel corso dei primi nove mesi dell'anno in corso, da riduzioni modeste.

Riduzioni delle emissioni di CO_2 nel settore ETS, compensate dall'incremento nei settori ESD, in continuità con i primi sei mesi dell'anno

In continuità con quanto osservato nei primi sei mesi dell'anno, anche nel corso del III trimestre 2018 alla contrazione delle emissioni dei settori rientranti nell'Emission Trading System (ETS) si è contrapposto un aumento delle emissioni nei settori non-ETS (i settori disciplinati dalla Effort Sharing Decision, ESD, Figura 3.2).
La riduzione nei settori ETS nel trimestre in esame (oltre il -2% la variazione tendenziale) risulta in linea con il trend dei tre trimestri precedenti, nei quali le riduzioni erano state peraltro ancor più nette. Nel corso dei primi nove mesi dell'anno le emissioni di CO_2 dei settori ETS sono diminuite di oltre il 5% rispetto allo stesso periodo 2017. Tale risultato è spiegabile con il superamento dei fattori congiunturali che avevano spinto all'aumento delle emissioni nei precedenti trimestri: il ritorno delle importazioni sui livelli standard per la ripresa della produzione nucleare francese, insieme alla inevitabile risalita della produzione idroelettrica dai minimi storici del 2017, hanno infatti determinato una sostanziale riduzione della generazione termoelettrica, contribuendo alla riduzione delle emissioni nel periodo. Tale fenomeno si è tuttavia ridimensionato nel corso del III trimestre 2018 durante il quale la produzione termica è risultata in lieve aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre produzione idroelettrica e saldo import–export hanno proseguito su un trend di crescita ma a ritmi molto meno sostenuti.
L'incremento delle emissioni stimato nei settori ESD nel III trimestre 2018 risulta in linea con la ripresa dei consumi finali; complessivamente nei primi nove mesi del 2018 in aumento di circa il 2% rispetto allo stesso periodo del 2017, sostanzialmente allineato all'aumento dei consumi finali nello stesso periodo, spinte dalla ripresa dei consumi nel settore dei trasporti e dai consumi di gas per il riscaldamento nel corso del I trimestre (Figura 3.3).

Figura 3.1 - Emissioni totali di CO_2 del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

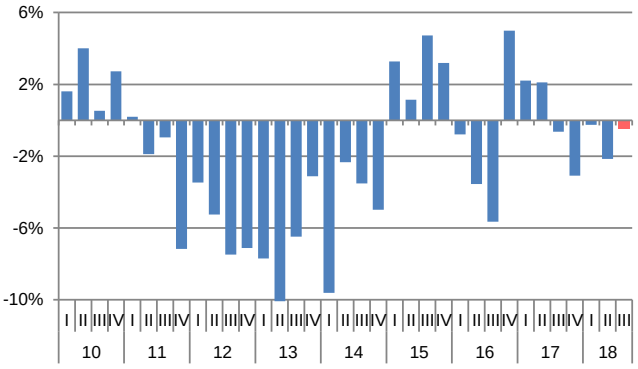


Figura 3.2 - Emissioni di CO_2 dei settori ETS e ESD (variazioni tendenziali trimestrali %)

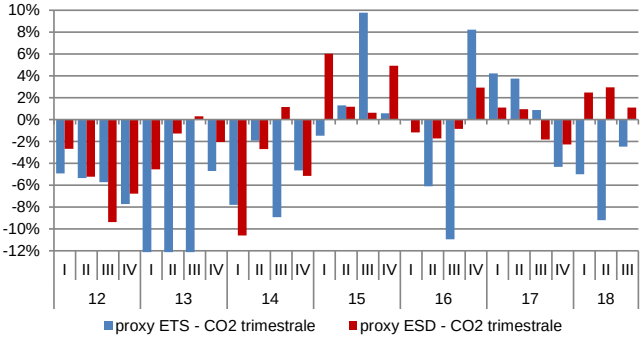
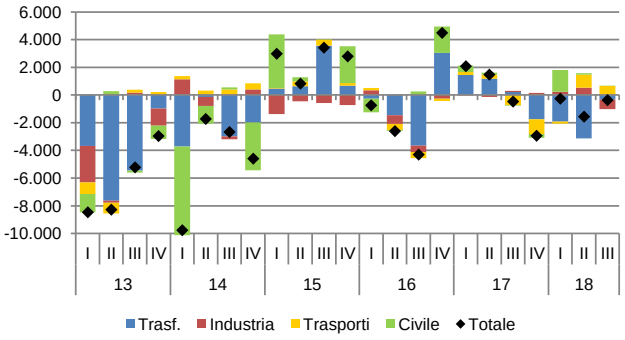


Figura 3.3 - Emissioni di CO_2 nei settori di uso finale (variazioni tendenziali, kt CO_2)



Nel corso del III trimestre 2018 si ridimensiona la riduzione delle emissioni del settore della generazione elettrica

Nel corso del III trimestre 2018 le emissioni di CO_2 del settore della generazione elettrica risultano in calo, di oltre l'1,5% rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale dato risulta in linea con il trend dei tre precedenti trimestri, in cui tuttavia le riduzioni erano risultate significativamente maggiori. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno le emissioni del settore sono quindi diminuite di oltre l'8% rispetto allo stesso periodo 2017, per effetto della significativa riduzione registrata nel II trimestre 2018. In Figura 3.4 la variazione tendenziale su base 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.

- Nel III trimestre 2018 la produzione totale netta è aumentata dello 0,8% in termini tendenziali, in controtendenza rispetto a quanto osservato nei primi due trimestri dell'anno, in cui la produzione nazionale era risultata in diminuzione a fronte di consumi sostanzialmente stabili sui livelli del 2017 (per la ripresa delle importazioni dalla Francia). Nel trimestre in esame infatti la ripresa del saldo import–export che aveva caratterizzato i primi sei mesi dell'anno si è fortemente ridimensionato, passando dal +30% dei primi sei mesi al +2,5% nel trimestre in esame (in termini di variazioni tendenziali). L'aumento della produzione totale risulta in ogni caso inferiore all'incremento di energia elettrica nello stesso periodo (+1,3% la variazione tendenziale, corrispondente ad 1 TWh in più rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente). Ad influire, oltre al saldo import export, vi è la richiesta di energia per pompaggi, in netto aumento rispetto al III trimestre 2017 (+30%); maggiori consumi per pompaggi e saldo import-export sono complessivamente risultati maggiori di 0,4 TWh rispetto allo stesso trimestre 2017. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la produzione nazionale risulta in ogni caso in forte riduzione (quasi del 2%) rispetto allo stesso periodo 2017, a fronte di una crescita media dei consumi nello stesso periodo dello 0,6%.
- La quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale nel trimestre in esame è sostanzialmente sugli stessi livelli del III trimestre 2017, dopo le forti riduzioni osservate nel corso dei primi sei mesi dell'anno (in media -8% di variazione tendenziale), per la forte ripresa della produzione idroelettrica (Figura 3.5). Nel trimestre in esame l'incremento di produzione idroelettrica, seppur rilevante (+9% in termini tendenziali), è stato in buona parte ridimensionato dalla minore produzione da FER intermittenti (-5,5%). In riferimento ai primi nove mesi dell'anno la quota di produzione termica risulta tuttavia fortemente ridimensionata rispetto allo stesso periodo 2017, di oltre cinque punti percentuali.
- Infine l'intensità carbonica della produzione termica, espressa in CO_2 per kilowattora prodotto, in diminuzione sia nel I che nel II trimestre dell'anno (in media di circa un unto percentuale rispetto allo stesso periodo 2017), si riduce anche nel trimestre in esame ad un tasso ancora più sostenuto, circa il 2% in termini tendenziali. Il motivo è da ricercare nel maggiore ricorso al gas naturale in nella produzione termoelettrica rispetto allo stesso trimestre 2017. Tale dato, seppur in miglioramento rispetto ai primi sei mesi dell'anno, risulta tuttavia inferiore rispetto al biennio 2016-2017, quando la variazione tendenziale era stata pari in media al -5%.

Ancora in aumento le emissioni dei settori ESD, in continuità con i primi sei mesi dell'anno

Nel III trimestre 2018 le emissioni di CO_2 dei settori ESD, cioè principalmente trasporti e climatizzazione degli edifici, disciplinati dalla Effort Sharing Decision (che per l'Italia stabilisce un obiettivo di riduzione delle emissioni di CO_2 pari a -33% al 2030 rispetto al 2005), sono risultate in aumento rispetto al III trimestre 2018 di circa un punto percentuale. Così come osservato nel precedente trimestre, tale aumento è da imputare all'incremento dei consumi di energia per nel settore dei trasporti, solo in parte ridimensionati dalla riduzione dei consumi nel settore industriale e dal minore ricorso al ricorso al gas naturale per riscaldamento nel settore civile (imputabile ad un mese di settembre significativamente più caldo di quello dell'anno precedente). Nel corso dei primi nove mesi dell'anno complessivamente le emissioni dei settori ESD sono aumentate di oltre il 2% rispetto allo stesso periodo del 2017, spinte nei primi tre mesi dai consumi di gas per riscaldamento, per ragioni di natura climatica, nel secondo e terzo dalla ripresa dei consumi nel settore dei trasporti.

Figura 3.4 - Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

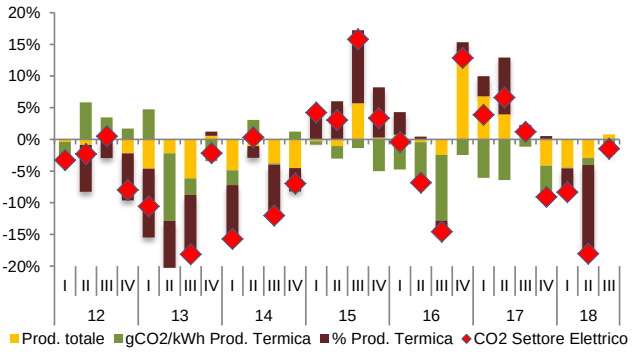
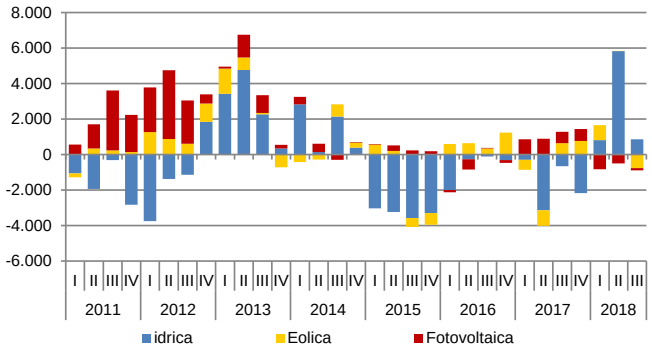


Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh)



Ancora in aumento le emissioni di CO_2 del settore trasporti

Nel corso del III trimestre 2018 le emissioni di CO_2 del settore trasporti sono cresciute di oltre due percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in continuità con il trend di crescita dei primi sei mesi dell'anno. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno le emissioni risultano pertanto aumentate di circa 2% in termini tendenziali. Come emerge dalla Figura 3.6, l'andamento delle emissioni anche nel corso dell'ultimo trimestre di analisi è in linea con quello dei consumi del settore, data la sostanziale invarianza del mix di combustibili del settore, quasi esclusivamente costituito da prodotti petroliferi.
Nel trimestre in esame, consumi energetici ed emissioni risultano evolvere a ritmi più sostenuti rispetto all'andamento del PIL, cresciuto nel trimestre in analisi dello +0,7% (variazione tendenziale). Tale dato risulta in linea con quanto osservato nei primi sei mesi dell'anno: complessivamente nel periodo gennaio-settembre 2018 la crescita tendenziale dei consumi del settore è stata infatti quasi il doppio di quella del PIL (in aumento del 1,2% rispetto allo stesso periodo del 2017, dati grezzi). Allargando lo sguardo ad un orizzonte di più lungo periodo l'andamento di consumi ed emissioni su base annua risulta invece in divaricazione rispetto all'andamento del PIL (Figura 3.6), sebbene a fasi alterne.

Nel corso del 2018 peggiorano le emissioni medie dei nuovi autoveicoli

In lievissimo calo rispetto ai livelli del trimestre immediatamente precedente il dato relativo alle emissioni medie delle autovetture di nuova immatricolazione: il dato relativo all'ultimo trimestre è inferiore ai 112 gCO_2/km (111,8 gCO_2/km, Figura 3.7), per il perdurare del crollo delle vendite di auto diesel. Tuttavia i dati recenti relativi al mese di novembre pubblicati da UNRAE indicano che nel periodo gennaio-novembre 2018 le emissioni medie pesate del parco veicolare di nuova immatricolazione sono in aumento dello 0,5% rispetto a quanto venduto lo scorso anno nello stesso periodo; tra le cause, il forte incremento di vendite di auto a benzina (quasi il 6% in più rispetto ai primi undici mesi del 2017). Il raggiungimento del target di 95 CO_2/km del 2021 appare quindi sfidante: negli ultimi quattro anni le emissioni medie del nuovo immatricolato si sono infatti ridotte complessivamente di circa il 5% (da 118 CO_2/km del 2014 a 112 CO_2/km dei primi nove mesi del 2018): per centrare il target nel corso dei prossimi tre anni è necessaria una ulteriore riduzione del 15% rispetto agli attuali livelli.
Nel corso del III trimestre 2018 il mercato dell'auto è stato caratterizzato da una decisa contrazione, facendo registrare una riduzione di oltre il 30% di nuove immatricolazioni rispetto al trimestre precedente, oltre 176 mila vetture vendute in meno (7% invece la riduzione in termini tendenziali). Tale dato conferma il trend negativo dei primi sei mesi dell'anno, in cui tuttavia le riduzioni tendenziali erano state significativamente inferiori (-1,4% rispetto allo stesso semestre 2017). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la riduzione tendenziale è pertanto pari a circa il 3% rispetto allo stesso periodo del 2017.
I dati più recenti relativi alle vendite nel mese di novembre confermano il calo, facendo segnare una riduzione del 6% nel solo mese di novembre rispetto allo stesso mese del 2017, che porterebbe la diminuzione complessiva delle vendite nel periodo gennaio-novembre 2018 al 3,4% rispetto allo stesso periodo del 2017.
Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni (Figura 3.8), in riferimento al III trimestre 2018 si segnala il perdurare della crisi del diesel, oltre 37 mila vetture in meno (-16%) nel solo trimestre di analisi rispetto all'analogo 2017 (dall'inizio dell'anno sono 77 mila in meno, -9%).

Anche in questo caso i dati relativi al mese di novembre mostrano una intensificazione di questa tendenza: -11,8% la variazione tendenziale gennaio-novembre 2018/2017. Così come evidenziato nell'*Analisi trimestrale del sistema energetico* Nazionale relativa al II trimestre 2018, i forti cali del diesel risultano di particolare interesse se collocati in un orizzonte temporale di medio periodo: la tendenza alla riduzione non è infatti nuova, ma il passaggio a variazioni negative lo è certamente. Ancora in aumento, come anticipato, le vendite di autovetture a benzina: oltre 4 mila in più nel solo trimestre di analisi rispetto al corrispondente dell'ano precedente (+3,4%); in termini cumulati nei primi undici mesi dell'anno le vendite di auto a benzina sono aumentate di 35 mila unità rispetto allo stesso periodo 2017 (+5,9%).
In continuità invece con i dati dei primi sei mesi dell'anno il rilevante numero di nuove immatricolazioni di auto elettriche ed ibride, rispettivamente 1326 e 20 mila vetture nuove nel solo trimestre di analisi.

Figura 3.6 - Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

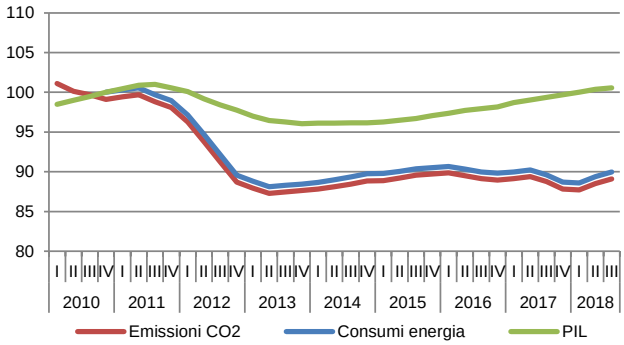


Figura 3.7 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO_2 dei veicoli immatricolati (gCO_2/km, asse dx)

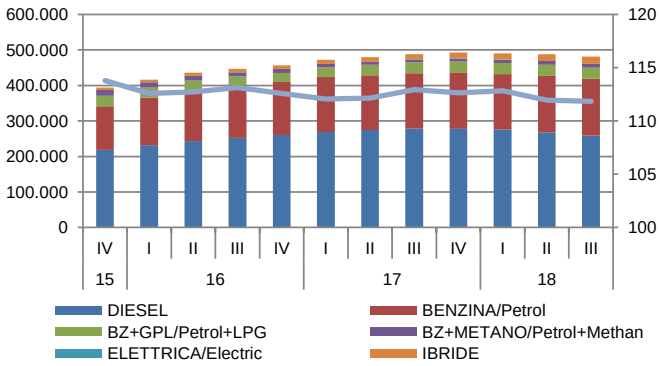
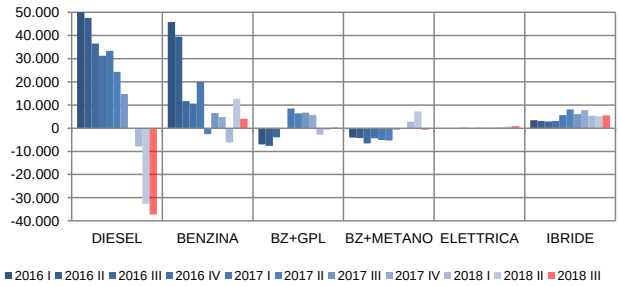


Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)



Ancora in aumento il peso dell'energia fossile nel mix, riduzioni contenute dell'intensità energetica del PIL

La Figura 3.9 mostra i risultati di una scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO_2 negli ultimi cinque anni (ottenuta mediante la cosiddetta identità di Kaya, vedi Nota metodologica). Ogni istogramma mostra la variazione percentuale media annua delle cinque variabili di Kaya nei precedenti tre anni (NB: la somma delle variazioni delle cinque variabili corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO_2 negli stessi tre anni).
Il trimestre in analisi conferma il trend dei precedenti due trimestri: la variazione media annua delle emissioni diventa in questo trimestre negativa (-0,2%) dopo il trend di contrazione iniziato nei primi mesi del 2018, mentre a fine 2017 si era avvicinato al +1%.
In termini di componenti, anche nel corso dell'ultimo trimestre si osserva quanto emerso nell'ultimo anno e mezzo, ovvero la spinta alle emissioni che viene dal PIL pro-capite e dall'incremento della quota di fonti fossili sull'energia primaria, riflesso della ripresa del gas nella termoelettrica che ha caratterizzato gli ultimi tre anni (Figura 3.10). Altra costante è la spinta negativa proveniente invece dall'intensità energetica del PIL e dall'intensità carbonica delle fonti fossili (per la riduzione del carbone). Il dato medio annuo, che comprende i primi nove mesi del 2018, evidenzia come la spinta negativa riesca a compensare quella positiva, contrariamente a quanto registrato nei trimestri precedenti.
Azzerando il contributo della pur modesta crescita economica del III trimestre 2018, la variazione media annua delle emissioni (sempre calcolata sui tre anni precedenti) sarebbe in riduzione dell'1,7%, invece che dello 0,2%. Nel nuovo quadro di relativa crescita economica un ritorno alle forti riduzioni delle emissioni di CO_2 registrate intorno al 2014 pare pertanto problematico, e con esso anche il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine.

Nei primi nove mesi 2018 la nuova potenza di impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici in riduzione rispetto all'anno precedente

Secondo le elaborazioni ANIE (basate su dati Terna) la nuova potenza eolica, fotovoltaica e idroelettrica connessa nei primi nove mesi dell'anno è stata pari a 630 MW, inferiore dell'8% rispetto a quanto registrato nello stesso periodo dell'anno precedente, quando le nuove installazioni di impianti a fonti rinnovabili avevano raggiunto i 688 MW. Il forte incremento di nuovi impianti idroelettrici, giunti a settembre 2018 a 122 MW (contro i 52 MW nello stesso periodo del 2017) è stato infatti più che compensato dalla minore nuova capacità solare ed eolica, complessivamente ridottasi del 20% rispetto allo stesso periodo del 2017, circa 128 MW in meno.
In particolare le nuove installazioni di impianti eolici risultano molto ridimensionate, oltre cento MW in meno: 207 MW nei primi nove mesi dell'anno in corso a fronte dei 313 dello stesso periodo dell'anno precedente (-34%). Anche la nuova potenza solare risulta in riduzione rispetto ai primi nove mesi del 2017, anche se in maniera molto meno decisa: a fine settembre 2018 la nuova potenza fotovoltaica è pari a 301 MW, 20 MW in meno rispetto allo stesso periodo del 2017.
Il dato cumulato dei primi nove mesi dell'anno risente tuttavia in maniera decisa del risultato del primo semestre dell'anno (-40% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente). Nel corso del III trimestre si è registrata una notevole ripresa della nuova capacità da rinnovabili che ha fortemente ridimensionato la prestazione del primo semestre: nel periodo luglio-settembre 2018 sono stati 160 i MW in più rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (più del doppio), di cui 21 da FER (+24%), 72 da eolico (+200%), 67 da idro (5 volte in più).

Tuttavia, in una ottica di più ampio respiro, si evidenzia come i dati relativi alla nuova capacità da FER, solare ed eolico in particolare (tecnologie chiave per il raggiungimento degli obiettivi 2030) rendano particolarmente ambizioso il raggiungimento degli obiettivi al 2030 di quota di FER sui consumi finali lordi di energia. Per centrare tale target sarebbe infatti necessario che la nuova potenza installata procedesse a ritmi significativamente più sostenuti, stimati in circa 4-5 GW/anno (vedi G.B. Zorzoli, *Nuova Energia 4/2018*). Il dato parziale sui primi nove mesi dell'anno sulla % di FER sui consumi finali lordi indica addirittura la possibilità di un leggero calo di tale quota, dal momento che la domanda di energia sembra aumentare più rapidamente della produzione da fonti rinnovabili (Figura 3.11).

Figura 3.9 - Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

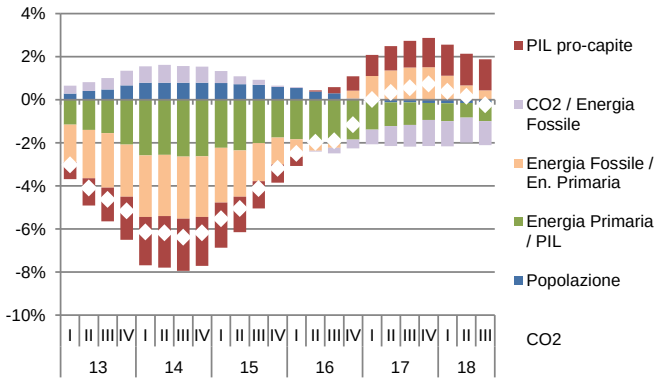


Figura 3.10 - Emissioni di CO_2 in Italia e suoi driver (2010=100)

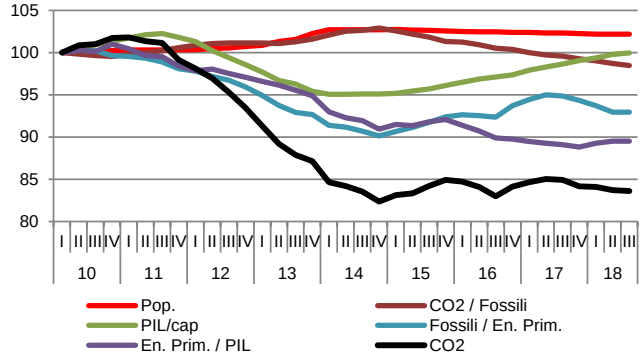
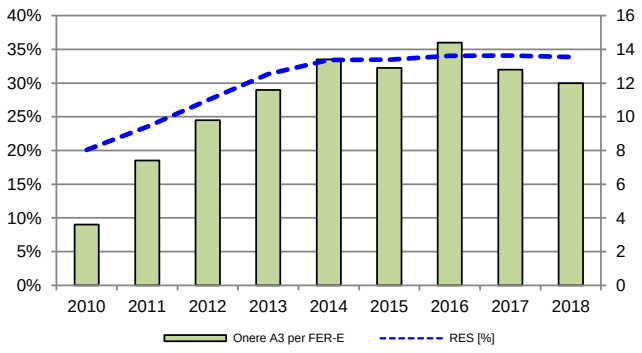


Figura 3.11 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale (metodologia Eurostat, % asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx)



FOCUS - Commercio internazionale delle tecnologie energetiche low-carbon. La posizione italiana

A cura di Alessandro Zini

In questa sede viene replicata la disamina illustrata nel numero 4/2017 dell'*Analisi trimestrale*, dedicata al commercio internazionale di prodotti e settori con evidente rilevanza ai fini della transizione energetica verso un'economia a basse emissioni carboniche. Rispetto al numero precedente l'analisi si arricchisce di una maggiore granularità, poiché i dati statistici sul commercio estero traggono origine dalla classificazione ad otto cifre della nomenclatura combinata, che costituisce un sostanziale affinamento rispetto a quella a sei cifre dell'*Harmonized System*, che in quella sede veniva considerata. Ciò offre maggiormente la possibilità di concentrare il focus su quei prodotti che all'interno di ciascuno dei comparti *low-carbon* costituiscono elemento di maggior valore commerciale e tecnologico. Naturalmente, una buona parte dei prodotti considerati possiede caratteristiche di trasversalità tra i settori, elemento che rende arduo sussumerli esclusivamente dentro un comparto. Soprattutto, pare difficile parlare di "prodotti *low-carbon*" e, al contrario, più sensato tentare di individuare i nuclei centrali dei principali comparti della transizione, quale mobilità elettrica, eolico, solare fotovoltaico e solare termico.

Il quadro internazionale

La Tabella 1 ha lo scopo di fissare alcuni indicatori di massima circa il peso dei diversi settori e la loro concentrazione geografica mondiale. Tale tabella si basa su dati OECD con classificazione *Harmonized System* a sei cifre, ed è necessariamente comprensiva di elementi che ai nostri fini possono apparire "spuri". È questo il caso del settore dei convertitori statici, che solo al suo interno incorpora gli inverter, come pure quello della produzione di torri *Towers and lattice masts, of iron or steel*, che non comprende solo la produzione di torri eoliche (in quest'ultimo caso il problema si ripete anche per la classificazione ad otto cifre).

Tabella 1 - Indicatori di sintesi del commercio mondiale al 2017

	Valore mondiale degli scambi (miliardi di $)	Quota del settore sul totale del commercio mondiale	Quota del settore sul totale low-carbon	Paesi leader *	C6 **
Solare fotovoltaico	45,0	0,30%	27,7%	*Cina, Corea, Malaysia*	79%
Eolico	2,6	0,02%	1,6%	*Cina, Danimarca, India, Turchia, Spagna*	60%
Solare termico	1,2	0,01%	0,7%	*Cina, Italia, Francia, Austria, Polonia, Paesi Bassi*	65%
Veicoli elettrici	8,3	0,06%	5,1%	*USA, Germania, Paesi Bassi, Giappone, Francia, Corea*	91%
Accumulatori Li-Ion	21,0	0,14%	12,9%	*Cina, Corea, Giappone, Hong Kong*	88%
Altri tipi di accumulatori	29,4	0,20%	18,1%	*Giappone, Corea del Sud, Germania*	65%
Componenti per accumulatori	3,8	0,03%	2,3%	*Giappone, Malaysia,*	71%
Convertitori statici	51,0	0,34%	31,4%	*Cina, Germania, Hong Kong*	68%
Totale merci	*14.874*	*100.0%*		*Cina, USA, Germania, Giappone, Corea, Hong Kong*	*47%*

** Paesi con le maggiori quote di export e con saldi commerciali positivi*

*** Quota percentuale di export mondiale detenuta dai primi sei paesi*

Nel 2017 lo scambio internazionale per l'intero comparto low-carbon vale 111 miliardi di dollari, che salgono a 162 qualora si consideri anche il settore dei convertitori elettrici. In termini commerciali, il solare fotovoltaico (45 miliardi di dollari) e gli accumulatori agli ioni di litio (21 miliardi di dollari) costituiscono i settori più rilevanti. Il solare fotovoltaico ha conosciuto peraltro una battuta d'arresto nella crescita in termini di valore per via della diminuzione dei prezzi dei moduli, fenomeno che secondo gli analisti potrebbe continuare nel prossimo futuro in forza dell'espansione delle economie di scala e di una spiccata connotazione competitiva del settore. In termini di prospettive di crescita, il settore dei veicoli elettrici e quello degli accumulatori agli ioni di litio (Li-Ion) paiono i più promettenti. Nel 2017 si sono vendute nel mondo 1,6 milioni di vetture elettriche, ma nel 2025 il numero potrebbe arrivare a 25 milioni[1]. La tecnologia degli accumulatori agli ioni di litio, a sua volta, è preferita per via della sua elevata densità energetica, che consente di produrre *device* di dimensioni più piccole, caratteristica particolarmente preziosa per la fabbricazione di veicoli elettrici, ma non solo.

Le applicazioni degli accumulatori agli ioni di litio potrebbero peraltro estendersi al solare fotovoltaico, strettamente dipendente dalle ore d'insolazione diurna e quindi tale da trarre giovamento da sistemi *energy storage*, anche se attualmente si tratta di una soluzione ancora troppo costosa. Il settore classificato come "altri tipi di accumulatori" è molto rilevante in termini di valore degli scambi (29,4 miliardi di dollari) ma è in larga parte caratterizzato da tecnologie mature e meno impattanti sui comparti *low-carbon*, come le batterie al piombo acido, o meno promettenti, come le batterie nichel-metallo idruro (NiMH), e in questa luce appare piuttosto residuale. L'indice di concentrazione geografica delle esportazioni, quale ottenuto dalla somma delle quote detenute dai primi sei Paesi (C6), è molto elevato per ciascuno dei settori *low-carbon* individuati, soprattutto se rapportato a quello relativo alla totalità dei prodotti mondiali (47%). Nel settore dei veicoli elettrici e in quello degli accumulatori alle batterie di litio si riscontra il valore più alto di concentrazione (rispettivamente 91% e 88%), nell'eolico il più basso (il 60%). La maggiore concentrazione geografica nei settori *low-carbon* è indice del fatto che questi comprendono prodotti a maggior contenuto tecnologico, come pure è indice indiretto dell'esistenza di vantaggi comparati.

[1] Frost & Sullivan, Global Electric Vehicle Market Outlook, 2018.

Alla concentrazione geografica fa il paio la concentrazione oligopolistica delle quote di mercato globale per azienda, per lo più dominato da multinazionali con un forte orientamento strategico ed elevata propensione agli investimenti. Il gigantismo d'impresa di questi settori ripete quindi al suo interno quello precipuo dei settori ad alta tecnologia.

Tutto questo sta ad indicare che può essere difficile recuperare quote commerciali se si è rimasti indietro per molto tempo e non si è investito a sufficienza. Solo per fare un esempio, alcuni competitor hanno già avanzato piani di investimento per la produzione di batterie *solid-state*, che gli esperti stimano potenzialmente in grado di raggiungere una densità energetica pari a tre volte quella delle stesse batterie agli ioni di litio. Questo particolare prodotto addirittura non è ancora tracciato nella nomenclatura combinata. L'orientamento strategico delle imprese che operano nei comparti *low-carbon* emerge anche quando si tratta di assicurarsi la fornitura di materie prime rare attraverso accordi commerciali con i Paesi produttori[2]. A questo riguardo, va sottolineato come la distribuzione geografica della dotazione di tali particolari risorse non giochi a favore dei Paesi europei, né tantomeno a favore dell'Italia. Uno studio recente[3] mostra come tanto l'importanza economica quanto il rischio nella disponibilità di queste risorse al livello globale sia elevato. Si tratta del *cobalto*, usato soprattutto nella fabbricazione del catodo delle batterie Li-Ion, che contribuisce notevolmente alla loro densità energetica, e della *grafite naturale*, utilizzata nella fabbricazione dell'anodo delle stesse; del *disprosio* e del *neodimio*, usati nei magneti dei sistemi eolici, soprattutto di grandi dimensioni, oltre che nei motori industriali; del *silicio*, dell'*itterbio* e del *vanadio*, impiegati nella costruzione di pannelli fotovoltaici, per lo più in sostituzione della tecnologia *rame*, *indio*, *gallio* e *selenio*, anche queste classificabili come risorse rare; del *vanadio*, utile a migliorare la durezza e la resistenza alla corrosione dei sistemi eolici. La Figura 3.12 ne pone in luce le caratteristiche.

Figura 3.12 - Risorse rare impiegate nella fabbricazione di prodotti afferenti ai comparti low-carbon

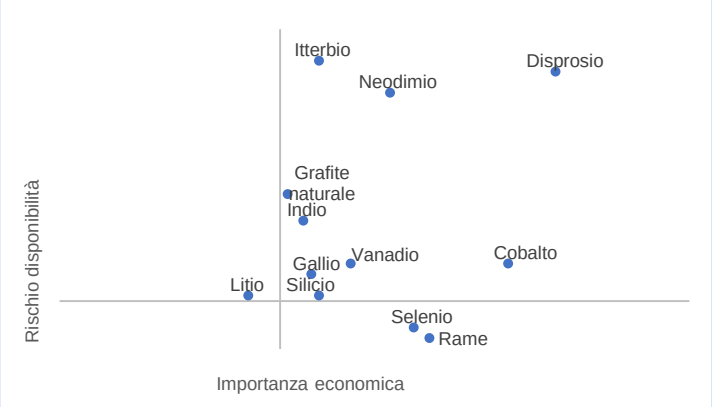
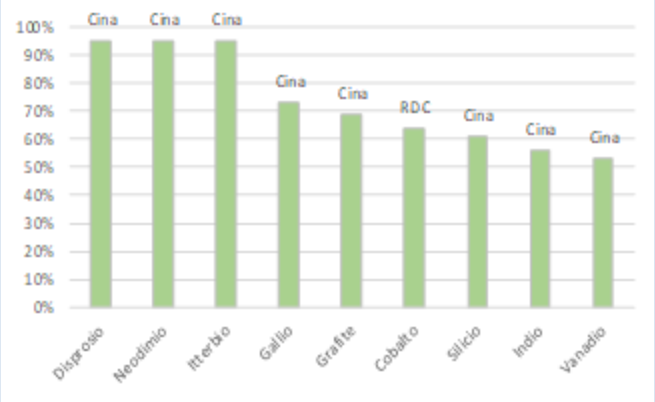


Figura 3.13 - Indicazione del Paese con la principale dotazione mondiale per le diverse risorse rare impiegate nella fabbricazione di prodotti afferenti ai comparti low-carbon



La Cina domina ampiamente nell'accesso a tali risorse (Figura 3.13). Nonostante gli esperti sottolineino come nel medio periodo vi sia la possibilità di sostituire tecnologicamente, almeno in parte, l'uno o l'altro elemento, sussistono elementi di preoccupazione per l'approvvigionamento, tanto per l'Europa quanto, nello specifico, per l'Italia. Allo stato attuale, tuttavia, l'incidenza in termini di costo sul prodotto complessivo rimane piuttosto contenuta. Ad esempio, una batteria Li-Ion per una vettura elettrica impiega mediamente 5,5 kg di cobalto, il quale nel periodo di picco dei primi mesi del 2018 ha riportato una quotazione al London Metal Exchange pari a 90 dollari al kg. Per il momento sembra quindi difficile parlare di "dipendenza dall'estero" per tali materie prime, almeno nel senso che storicamente siamo abituati a dare a questa espressione. Nondimeno, la dotazione naturale di queste risorse, insieme con le correlate politiche commerciali per l'approvvigionamento estero, può rappresentare un ulteriore fattore critico di successo nei comparti *low-carbon*.

Il quadro nazionale

La Tabella 2 suggerisce i punti di forza e quelli di debolezza italiana dal punto di vista della competitività commerciale nel comparto *low-carbon* nel 2017. Ancora una volta si sottolinea come la competitività italiana sia maggiore nei settori caratterizzati da minore concentrazione geografica. Può essere considerata buona nel solare termico[4] (elevata specializzazione e bassa dipendenza dall'estero), e nella produzione di componenti per la generazione di energia eolica (buone prestazioni commerciali Leitwind e Enessere per gli impianti di piccola taglia). È noto peraltro, più di quanto possano dire i dati statistici sul commercio estero, che non arrivano a questo livello di dettaglio, che il Paese può vantare una posizione di eccellenza nel mini-eolico. Tuttavia, nel trade mondiale di merci, questi due settori hanno un peso, in termine di valore degli scambi, molto contenuto, intorno allo 0,03%, e questo spiega perché, per l'Italia, pur in presenza di buone prestazioni commerciali, il loro contributo al saldo non sia particolarmente elevato. Nel 2017, nel settore fotovoltaico, qui definito come aggregazione di *Light-emitting diodes* e *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*), il Paese palesa una bassa specializzazione (l'indice di vantaggio comparato rivelato è pari a -0,62), e un saldo commerciale negativo (-0,18, che scende ulteriormente a -0,27 nei primi otto mesi del 2018), esercitando un certo peso sulla bilancia commerciale.

[2] È il caso della Cina, le cui aziende possiedono nella Repubblica Democratica del Congo (RDC) ben otto delle 14 cave di estrazione dalle quali si ricava come sottoprodotto il cobalto, impiegato nella produzione degli accumulatori Li-Ion.

[3] Deloitte Sustainability, British Geological Survey, Bureau de Recherches Géologiques et Minières, Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. Study on the review of the list of Critical Raw Materials, Luxembourg, Publications Office of the European Union, June 2017.

[4] Secondo un sondaggio della società di consulenza tedesca Solrico, le esportazioni del principale produttore nazionale [Ariston] hanno visto un salto tra il 2016 e il 2017 del 14%, con una preferenza verso i Paesi caraibici e del Medio Oriente.

La posizione di debolezza per il Paese è anche maggiore nel settore dei veicoli elettrici e, in quello degli accumulatori, con particolare riguardo a quelli agli ioni di litio.
Per questi due settori, allo stato attuale, tutti gli indicatori considerati, come il vantaggio comparato rivelato, il saldo normalizzato e il contributo al saldo, denotano una bassa competitività. Il dato parziale del 2018, non riportato in tabella, denota un ulteriore peggioramento, con un saldo normalizzato per i veicoli elettrici che passa da -0,69 nel 2017 a -0,78 nei primi otto mesi, mentre per gli accumulatori Li- Ion il valore scende da -0,67 a -0,73[5].. Occorre peraltro ricordare la complementarietà commerciale dei due prodotti. Secondo una stima[6], mediamente il 40% dei costi di produzione di un veicolo elettrico è imputabile proprio al sistema *energy storage*, elemento che sottolinea una volta di più la difficile posizione competitiva nella mobilità elettrica nella quale viene a trovarsi l'Italia in questo momento. L'ultima colonna della tabella reca anche la denominazione di prodotti per i quali il Paese vanta posizioni di eccellenza. Si tratta di prodotti che, o afferiscono al settore medesimo nel sistema di classificazione, o possono ben essere definiti complementari nel rispettivo processo produttivo.

Tabella 2 - Indicatori di sintesi per l'Italia al 2017

	Posizione nella graduatoria dell'export mondiale	Quota nell'export mondiale	Indice di vantaggio comparato rivelato normalizzato *	Saldo normalizzato **	Indice di contributo al saldo commerciale ***	Nicchie di specializzazione commerciale nel settore o in prodotti complementari
Eolico	8	2,6%	-0,13	0,64	0,00010	
Solare termico	4	8,4%	0,42	0,40	0,00011	
Solare fotovoltaico	11	0,80%	-0,62	-0,18	-0.00040	*Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells* nei confronti degli USA
Veicoli elettrici	16	0,2%	-0,89	-0,69	-0,00015	*Electric conductors for a voltage > 80V and < 1.000V*
Accumulatori Li-Ion	20	0,1%	-0,94	-0,67	-0,00025	-
Altri tipi di accumulatori	11	2,4%	-0,17	-0,02	-0,00021	*Lead-acid accumulators*
Componenti per accumulatori	8	3,4%	0,00	0,47	0,00016	*Parts of electric accumulators; Separators for electric accumulators*
Convertitori statici	11	1,8%	-0,31	-0,07	-0,00052	*Inverters having power handling capacity > 7,5 KVA*
Totale merci	*9*	*3,4%*		*0,05*		

* *Rapporto tra la quota di export mondiale nel settore e la quota di export mondiale per tutte le merci, normalizzato tra -1 e +1. E' un indicatore di specializzazione che prende in considerazione solo l'export.*
** *Saldo commerciale normalizzato tra -1 e +1.*
*** *Indice di Lafay. Scostamento del saldo commerciale normalizzato in un settore i dal saldo normalizzato complessivo, ponderato per il peso del settore i negli scambi complessivi. E' un indicatore di specializzazione che considera sia l'export che l'import di un paese.*

Tali prodotti sono denominati *Inverters having power handling capacity > 7,5 KVA, Electric conductors for a voltage > 80V and < 1.000V, Lead-acid accumulators,* ai quali si aggiunge il gruppo di prodotti che costituisce la componentistica per gli accumulatori. In particolare, nel caso degli induttori elettrici la specializzazione commerciale per l'Italia è particolarmente elevata, con un saldo normalizzato costante tra 0,75 e 0,80 negli ultimi anni, e con un buon contributo al saldo.
Va rilevato tuttavia come le batterie al piombo acido possano essere considerate una tecnologia matura nel campo degli accumulatori, e addirittura di nessuna rilevanza ai fini della mobilità elettrica, mentre la componentistica, per definizione, non costituisce il *core* del settore degli accumulatori. Con riferimento ai trend, le Figure 3.14 e 3.15 restituiscono la dinamica dei saldi normalizzati dei comparti individuati, raffrontandoli con quelli degli altri Paesi dell'Unione Europea. Naturalmente, trattandosi per lo più di prodotti relativamente nuovi sul piano commerciale, nella maggior parte dei casi è soltanto al dato degli ultimi anni che sottende un interscambio di volume significativo.

Ponendo a raffronto le Figure 3.14 e 3.15, emerge come per il comparto della mobilità elettrica il distacco dell'Italia dai principali Paesi europei sia notevole, soprattutto nei veicoli elettrici (codici NC 87038010, 87038090, 87039010), settore dominato da Francia, Germania e Paesi Bassi. In ordine agli accumulatori agli ioni di litio (codice NC 85078030), in ogni caso, anche gli altri Paesi dell'Unione soffrono un saldo costantemente negativo. Nel comparto eolico (codice NC 73082000, Tabella 2), l'Italia registra una posizione positiva, con un saldo oscillante tra +0,4 e +0,8 e, soprattutto, ben superiore a quello degli altri Paesi UE, peraltro quasi interamente rappresentati dalla Danimarca.

Un trend positivo, ma senza oscillazioni, è anche quello registrato dal solare termico (codice 84191900, Tabella 2), salvo la diminuzione del parziale 2018, a conferma di una posizione italiana di forza.

[5] Tutti i dati relativi ai veicoli elettrici qui discussi si riferiscono a prodotti che non conoscono alcuna combustione interna, o *battery electric vehicles* (BEV). Qualora si considerasse i veicoli ibridi il bilancio sarebbe molto più pesante, con un saldo commerciale pari a 760 milioni di euro nei soli primi otto mesi del 2018, per un valore del saldo normalizzato di -0,98.
[6] Studio Ambrosetti, The European House, 2017

Figura 3.14 - Saldi normalizzati per l'Italia

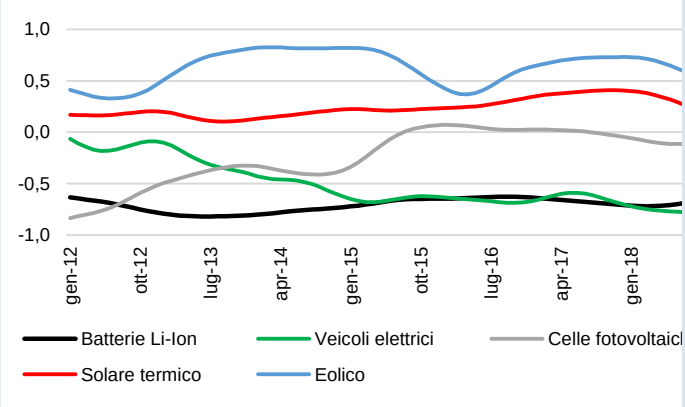
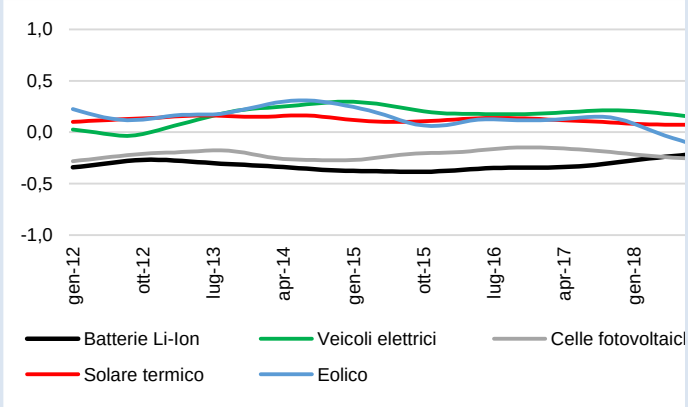


Figura 3.15 - Saldi normalizzati per il resto dell'Unione Europea



Una trattazione più approfondita merita il trend relativo al comparto fotovoltaico, in particolare per i prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells* (codice NC 85414090), che costituiscono il 70-80% dell'interscambio italiano. Mentre tra il 2005 e il 2012 si assiste ad una posizione fortemente negativa, con un saldo normalizzato prossimo a -1, che indica completa dipendenza dall'estero, già a partire dal 2013 tale tendenza sembra invertirsi (Figura 3.16). Le importazioni diminuiscono drasticamente negli ultimi mesi del 2013, in coincidenza con il termine delle politiche di incentivazione, mentre dal canto loro le esportazioni mostrano una tendenza all'aumento, anche se in un ordine di grandezza nettamente più piccolo rispetto alle prime (Figura 3.16). In questo modo, agli inizi del 2016 viene raggiunto il pareggio di bilancio, con un saldo normalizzato intorno allo zero. Della dinamica delle importazioni e del suo legame con le politiche di incentivazione si è detto molto, ma l'aumento delle esportazioni italiane dei prodotti *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*, per quanto meno impressionante dal punto di vista dei numeri assoluti (nel 2016 si attesta intorno a 300 milioni di euro), sembra un elemento da investigare, e insieme un segnale incoraggiante. Di sicuro, a partire dal 2011, ma ancor più nettamente dal 2014, sembrano cambiare le loro principali mete geografiche (Figura 3.17). La quota delle esportazioni con destinazione al di fuori dell'Unione Europea è dal 2016 stabilmente intorno all'80%, con Paesi "nuovi" (come Malaysia e Sudafrica), ma soprattutto con un Paese "gigante" e di non facile penetrazione come gli USA.

Figura 3.16 - Andamento delle esportazioni e delle importazioni italiane di prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*

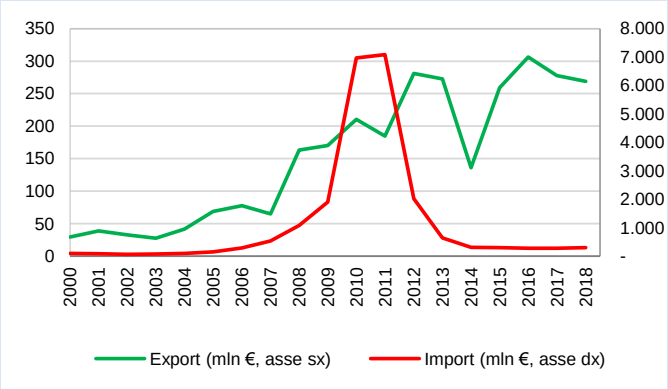
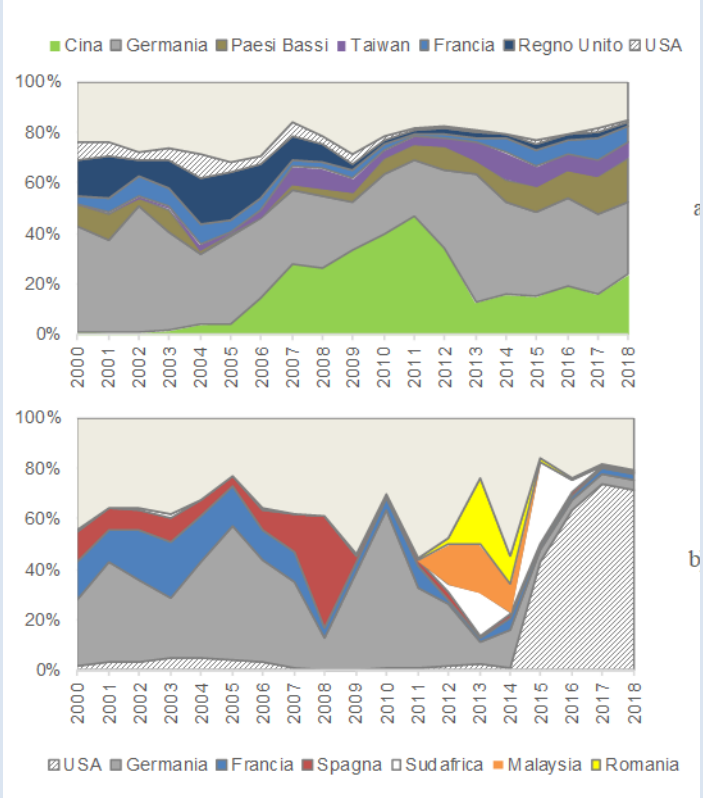


Figura 3.17 - Provenienza geografica delle importazioni (a) e destinazione geografica delle esportazioni (b) di prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*



Da ultimo, la Figura 3.18 illustra come il saldo normalizzato verso i Paesi al di fuori dell'Unione Europea per il comparto fotovoltaico sia nettamente e stabilmente positivo dal 2015. Vale la pena sottolineare come in Italia dal 2013 il settore dell'energia, e più specificamente quello del solare fotovoltaico, sia stato interessato da un flusso molto consistente di investimenti da parte di aziende cinesi, sia nella forma di nuovi stabilimenti, sia nella forma "discreta" della compartecipazione in aziende italiane, sia ancora in quella delle acquisizioni societarie, situazione condivisa con altri Paesi mediterranei, in particolare con la Spagna[7].
Più in dettaglio, nel nostro Paese la forma delle acquisizioni è stata prevalente rispetto a quella degli investimenti *greenfield*, forse spia del fatto che nel periodo "post-incentivi" si stava già creando un tessuto di imprese italiane nel settore. Le aziende cinesi interessate hanno nomi come LDK Solar, CDB, Winsun New Energy, Suntech Power, Jiangsu Zongyi, Yingli Solar, sono in larga misura private, di dimensioni non elevate, a loro volta parte di un network di imprese integrato e ben collaudato in molti Paesi europei, rispetto al quale tendono ad agire in forma co-operativa, in altre parole, a "fare sistema"[8]. Non si può escludere quindi che dietro l'aumento dell'export italiano vi sia anche il ruolo esercitato da soggetti internazionali di recente stabilimento nel nostro Paese. Il contesto italiano "post-incentivi" potrebbe essersi dimostrato favorevole ad essere utilizzato come nuovo vettore per aziende multinazionali che operavano già su altri mercati. Soprattutto, un Paese come la Cina potrebbe in parte essersi trasformato da esportatore netto ad investitore nei confronti dell'Italia e, specularmente, il nostro Paese potrebbe in parte essersi trasformato da grande importatore netto a modesto esportatore. Può essere utile rapportare la dinamica italiana del saldo normalizzato relativa ai prodotti *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*. a quella spagnola, viste le tante analogie (Figura 3.19).
L'andamento del saldo normalizzato italiano sembrerebbe ripercorrere quello spagnolo, a meno di un ritardo di circa tre anni. Colpisce in particolar modo il trend spagnolo degli ultimi quattro anni, in netta discesa, mentre per quanto riguarda l'Italia, nei primi otto mesi del 2018 il saldo sembrerebbe presentare segnali di rallentamento. Naturalmente, quella qui illustrata è solo una analisi basata sulla successione di eventi nel tempo e sarebbe ingenuo inferire relazioni causali *post hoc, ergo propter hoc*. Va inoltre ricordato come recenti indagini, come quella Ernst & Young–Confindustria 2018, mostrino come successivamente al triennio 2009-2012, nell'intero comparto dell'industria elettrica e termica, si sia creato in Italia un tessuto di imprese di dimensioni medio-piccole, che di fatto non ha fatto in tempo a beneficiare del flusso di incentivi. Una strategia di sviluppo dovrebbe quindi guardare all'esistenza di tale tessuto e puntare ad esempio sulla sinergia con i settori nei quali la specializzazione italiana è maggiore, dalla componentistica agli inverter.

Figura 3.18 - Saldi normalizzati per il comparto fotovoltaico (*Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells e Light-emitting diodes, incl. laser diodes*) distinti per area geografica del partner commerciale

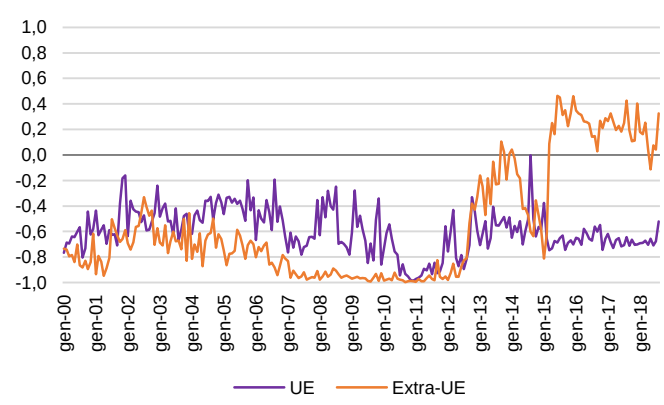
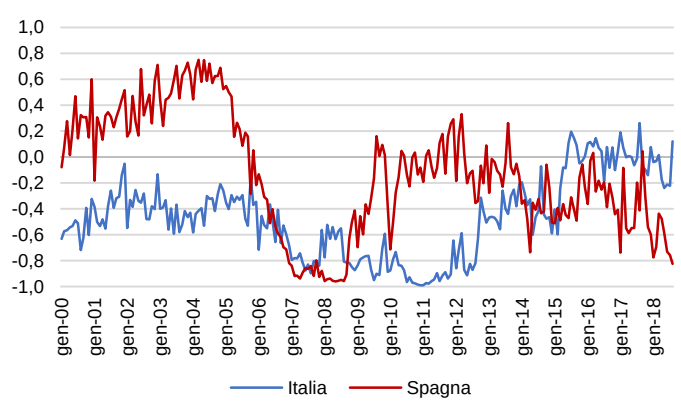


Figura 3.19 - Andamento dei saldi normalizzati per Italia e Spagna relativamente ai prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*



[7] Pareja-Alcaraz P., Chinese investments in Southern Europe's energy sectors: Similarities and divergences in China's strategies in Greece, Italy, Portugal and Spain. Energy Policy101, 2017, p. 700–710.

[8] Tan, Xiaomei, Zhao, Yingzhen, Polycarp, Clifford, Bai, Jianwen.China's over-seas investments in the Wind and Solar Industries: Trends and Drivers, WRI,WorkingPaper, World Resources Institute, Washington, DC, April 2013 ⟨www.wri.org/publication/chinas-overseas-investments-wind-and-solar-industries.

Lv, P., Spigarelli F., The integration of Chinese and European renewable energy markets: the role of Chinese foreign direct investments, Energy Policy, 2015, 81,14–26.

4. Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Nel mercato globale in forte aumento il peso della produzione dell'area OECD

Tratto saliente dell'evoluzione del mercato petrolifero globale nel 2018 è stato il nuovo forte aumento della produzione dei Paesi OECD, grazie alla produzione statunitense, che dai 13,3 Mbbl/g del 2017 è stimata arrivare oltre i 16 Mbbl/g a fine 2018. Solo nell'ultimo anno la produzione dei Paesi OECD ha dunque guadagnato circa l'1,5% del mix globale, mentre la produzione dei Paesi OPEC, stimata costante sui livelli del 2017, ha invece perso un punto percentuale. Dalla Figura 4.1 emerge il significativo cambiamento del mercato petrolifero globale in atto in questi anni (estendendo l'orizzonte mediante le proiezioni IEA, *Oil Market Report* 11/2018): nel 2019 la produzione dei Paesi OECD dovrebbe aumentare di ben 5 Mbbl/g in cinque anni, guadagnando 3 punti percentuali sul mix, mentre la produzione dei Paesi OPEC (ipotizzata nel 2019 costante sui livelli del 2018) dovrebbe perdere un punto percentuale e quella non-OECD sarà quella che arretra di più (-2%). È dunque in aumento la distribuzione della produzione tra le diverse aree, un dato che almeno per il breve periodo sembra associarsi ad un mercato in eccesso di offerta. Al di là dunque delle tensioni dell'autunno 2018, enfatizzate dalle attese per gli effetti del blocco USA alle importazioni del greggio iraniano, il mercato del petrolio sembra evolvere in una direzione più favorevole ai Paesi consumatori.

In Italia in forte aumento le importazioni di greggio africano scendono quelle dal Medio Oriente

I riflessi sull'Italia del mutato scenario internazionale non appaiono in modo diretto. Nell'anno in corso le importazioni sono in significativa diminuzione nonostante l'aumento dei consumi, grazie alla ripresa della produzione interna che nel 2017 aveva subito delle fermate. Nel terzo trimestre 2018 le importazioni nette di greggio si sono attestate a quasi 16.000 kt (-7% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), mentre complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno, si sono ridotte di circa 2.500 kt, pari al 5% in meno (Figura 4.2). Si tratta comunque di valori superiori di quasi il 20% rispetto ai minimi raggiunti nel 2014. In termini di provenienza (Figura 4.3), nell'ultimo anno ha guadagnato peso il greggio africano (Nigeria, Algeria, Angola e altri, pressoché tutti OPEC con l'eccezione dell'Egitto), con l'unica eccezione di quello libico. Il primo gruppo di Paesi ha quasi raddoppiato la sua quota sulle importazioni italiane, raggiungendo il 18%, mentre le esportazioni libiche, che continuano a presentare una variabilità molto elevata, nel III trimestre sono tornate ampiamente al di sotto del 10% (erano al 12% nella prima metà dell'anno).
È stabile la quota dell'Arabia Saudita, al 10% come nel III trimestre 2017. Si è ridotta invece la quota del greggio degli altri Paesi del Medio Oriente (Iran, Iraq e Kuwait), che si conferma comunque l'area che copre la quota più elevata delle importazioni, pari al 28,5% del totale (dal 31% di un anno fa).
È in leggera riduzione il greggio proveniente dalle regioni dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), scese al 21% dal 24% di un anno fa. L'Azerbaijan resta comunque di gran lunga il primo Paese fornitore di greggio per l'Italia, con esportazioni (trimestrali) superiori alle 3.000 kt (circa 1/5 del totale), seguito a distanza dall'Iraq (2200 kt) e Arabia Saudita e Iran (sotto le 2000 kt).

Sebbene la produzione russa sia ai massimi storici, le importazioni italiane di greggio si confermano invece in riduzione, in linea con la tendenza di lungo periodo: cinque anni fa le importazioni dalla Russia rappresentavano quasi il 20% del totale, nel 2018 sono ben al di sotto del 10%.
Non si registrano invece variazioni significative per il petrolio americano, che continua a rappresentare una quota relativamente ridotta dei volumi importati (meno del 5%).

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbbl/g)

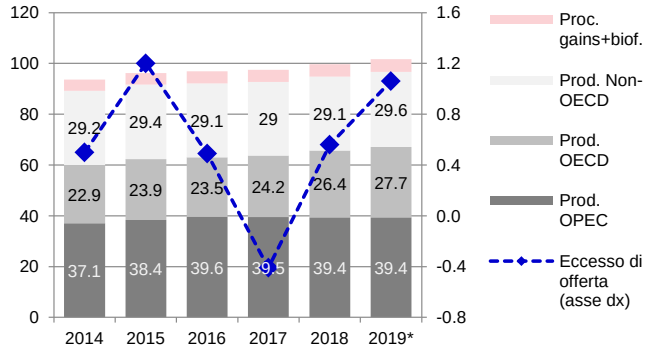


Figura 4.2 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale trimestrale asse sx)

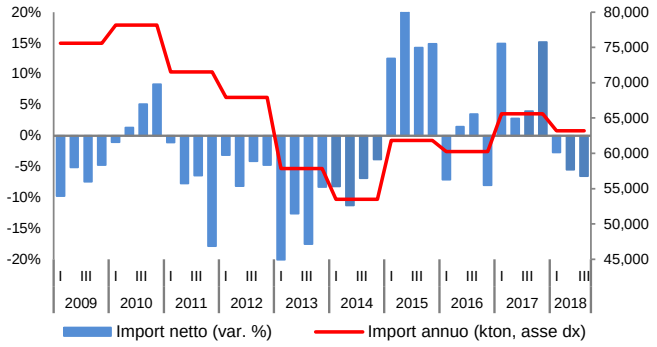
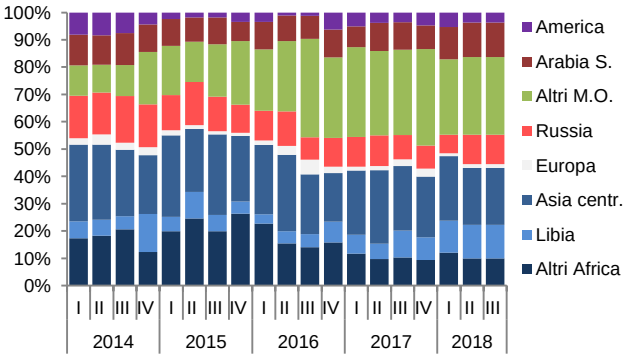


Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



La produzione interna si conferma in ripresa rispetto agli ultimi due anni

Nel III trimestre dell'anno la produzione interna è aumentata di circa 100 kt (+11%), un dato molto inferiore al raddoppio registrato nel trimestre precedente, che però si confrontava con il II trimestre 2017, quando il Centro Oli Val d'Agri di Viggiano (Potenza) fu fermato per 90 giorni fra aprile e luglio (Figura 4.4). Sembra dunque consolidarsi la ripresa del sistema estrattivo italiano dopo le forti riduzioni che avevano caratterizzato il 2016 e il 2017 per le sospensioni degli impianti lucani.
Guardando agli altri principali Paesi europei, le importazioni nette dell'insieme dell'Unione Europea sono in leggera riduzione, mentre la produzione interna di petrolio europea sembra resistere ormai da circa un quinquennio sui valori del 2013, beneficiando in particolare della crescita della produzione in Gran Bretagna, che ha aggiunto circa 5 Mt su base annuale rispetto a cinque anni.

Lavorazioni di greggio leggero calo in Italia, nei primi nove mesi superate da quelle spagnole

Sono in notevole calo tendenziale in Italia le lavorazioni di greggio, che nel terzo trimestre 2018 sono scese a 17 Mt, dalle 18,5 Mt di un anno prima (Figura 4.5). Anche andando all'insieme dei primi nove mesi dell'anno le lavorazioni sono in calo (-2,7%) rispetto allo stesso periodo del 2017, un anno di notevole ripresa (+7% rispetto al 2016). È interessante notare che questo leggero calo delle lavorazioni è avvenuto pur in presenza di consumi di prodotti petroliferi in significativo aumento (vedi cap. 2.2). Le 50 Mt di greggio lavorate nei primi nove mesi sono comunque maggiori dei valori registrati dal 2013 in poi, mentre restano invece lontanissime dai valori di un decennio fa (circa 65 Mt nei primi tre trimestri).
Le lavorazioni dell'insieme degli altri Paesi UE sono in leggero calo nell'ultimo trimestre, come anche nel trimestre precedente, anche se la tendenza di lungo periodo sembra piuttosto in leggero aumento. Questo grazie in particolare agli incrementi registrati in Spagna, dove nonostante un leggero calo nell'ultimo trimestre anche quest'anno le lavorazioni sono in aumento di circa 2 punti percentuali, e nei nove mesi hanno ormai superato quelle italiane (pari a 286 Mt, +0,3%).

Prosegue la marcata riduzione delle esportazioni nette italiane

I dati del III trimestre confermano la tendenza del 2018, peraltro opposta a quella registrata nel 2017: anche in questo trimestre l'export netto italiano di prodotti petroliferi è risultato in forte calo (-700 kt, equivalente a quasi il -20%). Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno le esportazioni nette italiane si sono ridotte a circa 20 Mt, dai 22 Mt circa dello stesso periodo del 2017, per la riduzione delle esportazioni (per circa 1,9 Mt) e il contemporaneo aumento delle importazioni (per circa 250 kt, Figura 4.6); queste ultime proseguono un trend pluriennale: hanno superato gli 11 Mt nei primi nove mesi del 2018, erano circa 7 Mt nel 2015.
In particolare, cali significativi hanno riguardato le esportazioni di nafta (500 kt nei nove mesi, a fronte di importazioni in calo lieve), gasolio (-1.065 kt a fronte di una riduzione minore delle importazioni, -750 kt), e olio combustibile (in questo caso più che compensate da un aumento anche maggiore delle importazioni). Nel caso della nafta l'aumento delle importazioni nette, peraltro concentrato nei primi due trimestri dell'anno, ha permesso di soddisfare il forte incremento della domanda. Nel caso del gasolio il calo delle esportazioni nette ha fatto da contraltare all'aumento dei consumi interni.

Non si registrano invece variazioni di rilievo per gli altri prodotti, soprattutto in termini di valori assoluti, nemmeno nel caso del carboturbo, i cui consumi proseguono il trend di lento ma costante aumento (+250 kt nei nove mesi, coperte con un aumento della produzione interna).

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

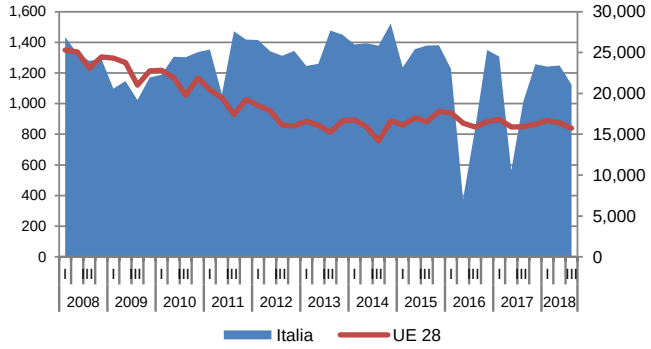


Figura 4.5 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

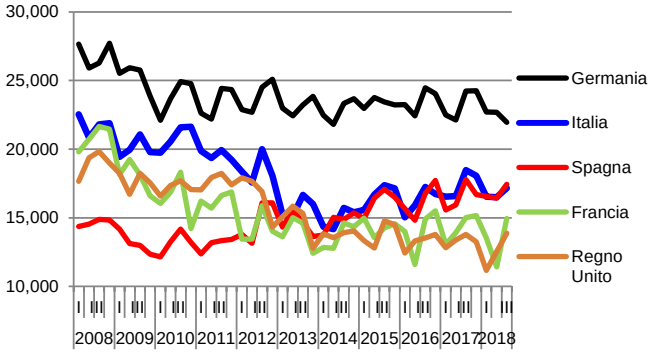
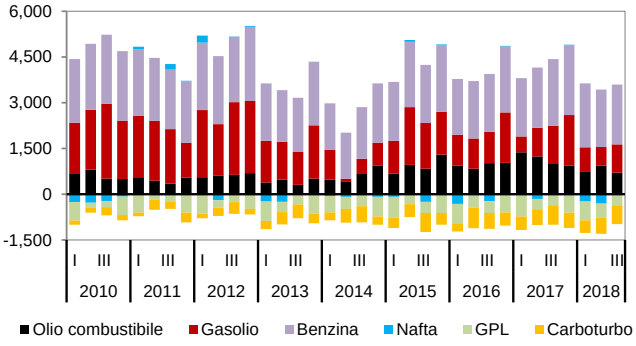


Figura 4.6 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)



Rapporto produzione/consumo di gasolio verso la parità?

Nell'ambito dei principali Paesi europei l'Italia resta l'unico Paese con una produzione di gasolio che eccede i consumi interni (rapporto produzione/consumi>1). Inoltre, la tendenza degli ultimi anni è verso un'ulteriore riduzione del rapporto produzione/consumo, che si registra in tutti questi Paesi, Italia inclusa (Figura 4.7).
Anche nell'insieme dei primi tre trimestri del 2018 l'eccesso di produzione interna si è ridotto ovunque, con l'unica eccezione della Germania, dove peraltro era in riduzione già negli anni precedenti.
La riduzione maggiore si è registrata in Italia, dove il rapporto produzione/consumo è sceso in media d'anno a 1,1 da 1,2 (nel III trimestre è stato pari a 1,14, contro 1,27 di un anno prima). In effetti nell'anno in corso le uscite di gasolio dalle raffinerie sono in leggero calo, a fronte di consumi in crescita.
Tra gli altri Paesi una riduzione simile a quella italiana si registra in Gran Bretagna (-8%), mentre nella media dei Paesi UE il rapporto produzione/consumi è diminuito del 2%. Sarà interessante osservare la reazione del sistema della raffinazione europeo alla prospettiva di un calo, potenzialmente anche relativamente rapido, della domanda di gasolio motori. Se non compensato da un aggiustamento dal lato della produzione, la dinamica in atto di riduzione dell'eccesso di produzione potrebbe arrestarsi, imponendo d'altra parte al sistema petrolifero europeo di trovare nuovi sbocchi alla propria produzione.

Invariato su livelli elevati l'eccesso di produzione di benzina

Tendenze simili si riscontrano per la benzina, per la quale tutti i Paesi europei sono invece accomunati da un rapporto produzione/consumo superiore all'unità, in molti casi in misura anche notevole.
Nel confronto con l'anno precedente nel III trimestre tutti i Paesi registrano riduzioni significative dell'eccesso di produzione (comprese tra -6 e -10%), con l'unica eccezione della Gran Bretagna. In Germania il rapporto produzione/consumi sembra ormai collocata al di sotto della unità (Figura 4.8).
In Italia il valore del rapporto nel terzo trimestre è stato pari a 1,7 (era 1,8 un anno prima), ma resta il secondo più alto dopo quello della Spagna.
In questo caso la generalizzata riduzione dell'eccesso di produzione rispetto ai consumi interni può rientrare in un trend che si può ipotizzare possa continuare quantomeno nel breve-medio termine. Anche se ad esempio nel caso italiano nell'ultimo anno le uscite dalle raffinerie hanno premiato proprio la benzina, insieme al carboturbo.

Figura 4.7 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

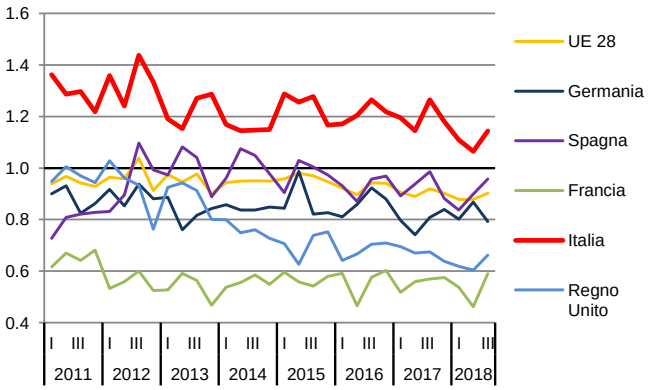
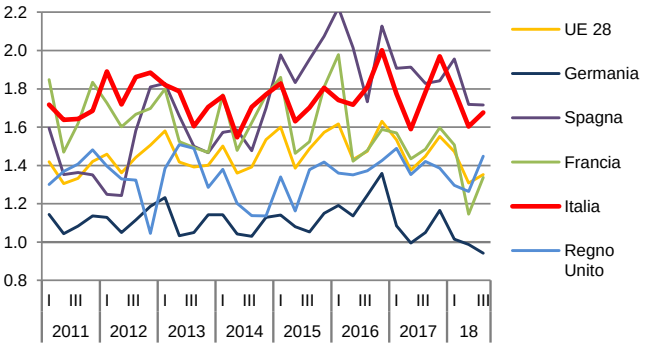


Figura 4.8 - Rapporto tra produzione/consumi di benzina



Margini sui massimi annuali ma ovunque in forte calo sul 2017

Nel terzo trimestre del 2018 i margini di raffinazione hanno raggiunto i massimi annuali, nonostante un peggioramento a settembre con la rapida salita dei prezzi del greggio. I valori del trimestre restano però decisamente inferiori a quelli di un anno fa.
In particolare il calo più accentuato ha riguardato i margini delle raffinerie del Mediterraneo (Figura 4.9), in leggera salita rispetto ai primi sei mesi dell'anno, ma quasi dimezzati (-46%) rispetto al terzo trimestre 2017, quando si erano avvicinati ai 5 $/bbl. Sono in rialzo congiunturale anche i margini della raffinazione per l'area del Nord Europea, che sono stimati a più di 5$/bbl, in calo comunque del 17% rispetto al III trimestre 2017. I margini della raffinazione USA e quelli dell'area asiatica sono invece rimasti sui livelli del trimestre precedente, in entrambi i casi con un calo significativo su base tendenziale (-25%).
I margini delle raffinerie della costa del Golfo statunitense (a 9,5 $/bbl) continuano comunque a collocarsi ben al di sopra dei margini europei, grazie alla disponibilità di un greggio (il WTI) che è caratterizzato da un basso contenuto di zolfo e il cui prezzo rispetto al Brent è quotato con uno sconto che a settembre ha raggiunto i 9 $/bbl (Figura 4.10).
Con i rialzi del greggio il 2018 si profila a risultare complessivamente un anno non positivo per i margini di raffinazione, in particolare per l'area del Mediterraneo, mentre per USA e Asia il peggioramento è arrivato solo nella seconda parte dell'anno. La prospettiva non sembra troppo favorevole nemmeno per il breve termine, per la situazione di *oversupply* di distillati leggeri provocata dal livello record di attività delle raffinerie USA, insieme a una domanda globale di benzina prevista crescere al tasso più basso dal 2011 (IEA, *Oil Market Report*, 08/2018).

Utilizzo degli impianti in calo in tutti i Paesi nel trimestre. Italia maglia nera con -7%

Nel confronto con un anno prima il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione nel III trimestre 2018 è diminuito in misura anche significativa in tutti i Paesi europei, con l'unica eccezione della Gran Bretagna, dove è rimasto costante.
Il calo più pronunciato si è registrato in Italia, nonostante l'aumento dei consumi di prodotti petroliferi, dove il tasso di utilizzo degli impianti (calcolato sulla sola lavorazione di greggio) resta al di sotto di quello degli altri principali Paesi UE. Nel terzo trimestre il tasso di utilizzo delle raffinerie italiane si è attestato al 79% della capacità produttiva, in leggera crescita congiunturale ma molto al di sotto dell'85% di un anno prima (Figura 4.11). Anche in media d'anno l'utilizzo risulta al di sotto dell'80%.
Negli altri principali Paesi UE non si registrano variazioni tendenziali rilevanti, con l'eccezione della Germania, che però mantiene comunque valori elevati di utilizzo delle raffinerie, ben superiori al 90%. Nel 2018 sembra comunque consolidarsi il sorpasso delle raffinerie spagnole su quelle tedesche, con le prime salite al 98% di capacità utilizzata nel III trimestre, al 95% in media d'anno.
In una prospettiva di breve periodo il rallentamento della domanda globale di prodotti non costituisce evidentemente una premessa per miglioramenti. A questo si aggiunge la prevista entrata in funzione di nuova capacità nell'ultima parte del 2018, superiore alla attesa crescita della domanda. Comincia inoltre a profilarsi all'orizzonte la scadenza del 2020 per i nuovi vincoli IMO sui combustibili marini (contenuto massimo di zolfo ridotto dal 3,5% allo 0,5%, trasformandoli in pratica in un distillato molto simile al gasolio), al contempo una sfida per l'industria europea della raffinazione che è in deficit di distillati medi, e un'opportunità per la possibilità di miglioramento dei margini.

Figura 4.9 - Margini di raffinazione ($/bbl) per diverse aree geografiche

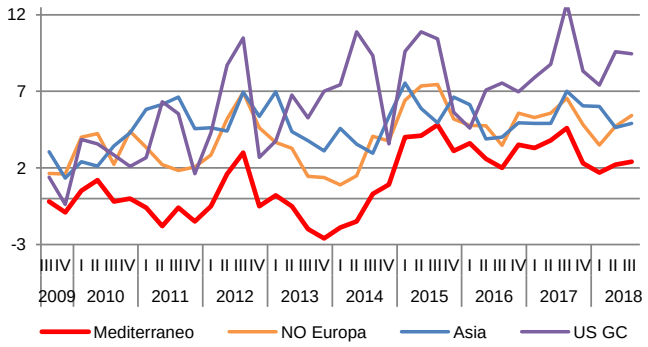


Figura 4.10 - Differenziale tra Brent e WTI e tra i margini di raffinazione in USA e in Europa /$/bbl)

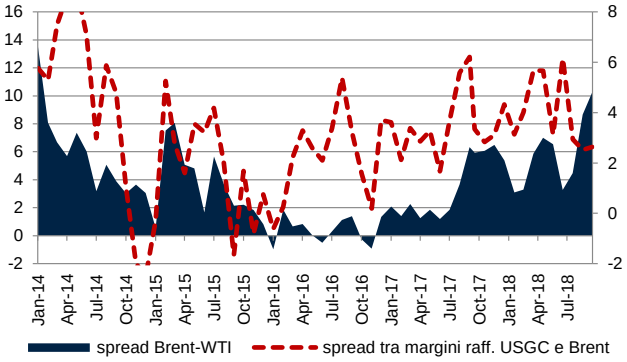
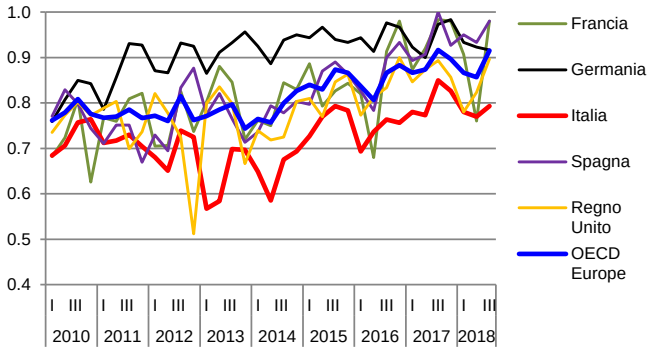


Figura 4.11 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche



4.2 Sistema del gas naturale

Secondo calo consecutivo dei consumi europei di gas, frenati dal rallentamento dell'economia

Nel terzo trimestre del 2018 i consumi di gas naturale dell'Unione Europea sono diminuiti del 6% rispetto allo stesso trimestre del 2017 (Figura 4.12). Con la domanda della generazione elettrica sui livelli di un anno fa, e la minore importanza dei consumi per riscaldamento nei mesi estivi, la causa del calo va probabilmente cercata nei consumi industriali, in coerenza d'altra parte con il rallentamento della crescita economica. La crescita tendenziale del PIL dell'UE28 è infatti scesa nel II trimestre al di sotto del 2%, il valore più basso da due anni a questa parte, per di più con un rallentamento particolarmente significativo nei due più importanti Paesi manufatturieri (Germania e Italia, entrambe con una leggera variazione negativa del PIL).

Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno la domanda europea di gas è stata pari a circa 333 miliardi di m^3, in calo di circa due punti percentuali sul corrispondente periodo del 2017. I consumi sono stati infatti molto maggiori di quelli dell'anno passato (e sui massimi quinquennali) nei mesi di febbraio e marzo 2018, spinti dal clima molto più rigido, mentre sono rimasti al di sotto del dato 2017 in tutti gli altri mesi.

Nel III trimestre ha invece rallentato marcatamente la discesa dei consumi di gas nella termoelettrica (Figura 4.13), dopo il -10% del primo semestre dell'anno. L'aumento dei prezzi, iniziato nella seconda metà del 2017, ha certamente penalizzato la profittabilità della generazione a gas, con *clean spark spread* anche negativi (vedi cap. 4.3 per il dato italiano) e costi variabili dei cicli combinati rimasti al di sopra di quelli degli impianti a carbone nonostante il forte aumento dei prezzi dei permessi di emissione (vedi cap. 3). L'unica eccezione è rappresentata dalla Gran Bretagna, dove il meccanismo di supporto al prezzo del carbonio ha favorito una forte accelerazione dello switch carbone-gas, lasciando al carbone una piccola quota della produzione totale solo in corrispondenza dei mesi invernali, quando il prezzo del gas è più alto (Figura 4.14).

Nel corso del 2018 la domanda europea di gas per la generazione elettrica è rimasta comunque vicina ai valori del 2017 (massimi degli ultimi cinque anni), quando la domanda era stata favorita dalla riduzione della generazione nucleare francese e la bassa produzione idroelettrica in Italia e Spagna (Figura 4.15). Come previsto nel 2018 questi due fattori congiunturali hanno cambiato di segno, riducendo dunque lo spazio per la produzione termoelettrica. Ciononostante, la domanda di gas sembra aver "tenuto", perché l'uso del carbone nella termoelettrica è rimasto su un sentiero discendente pur in presenza di una redditività economica intaccata solo parzialmente dall'aumento dei prezzi dei permessi di emissione, che restano al di sotto del c.d. "switching price" (cioè il prezzo della CO_2 in corrispondenza del quale risulta conveniente ridurre la produzione da carbone in favore di quella da gas naturale).

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (variazione tendenziale %)

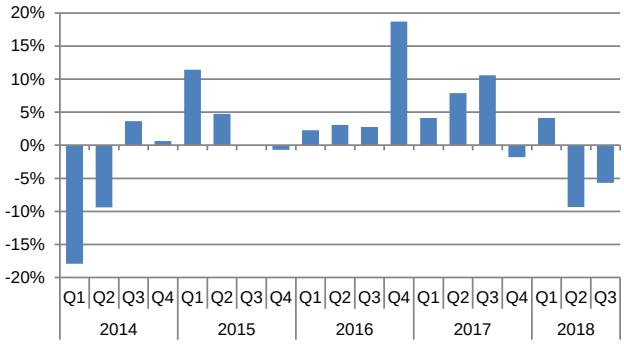


Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (variazione tendenziale %)

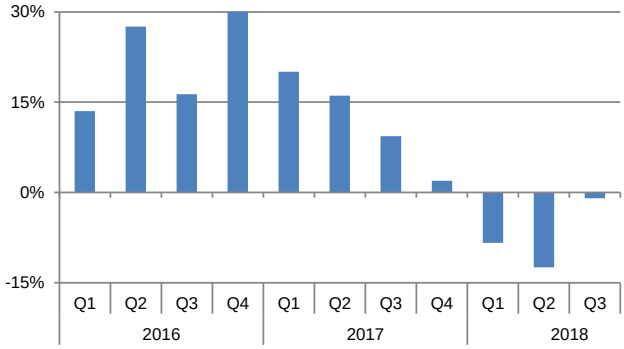


Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in tre Paesi europei (ktep)

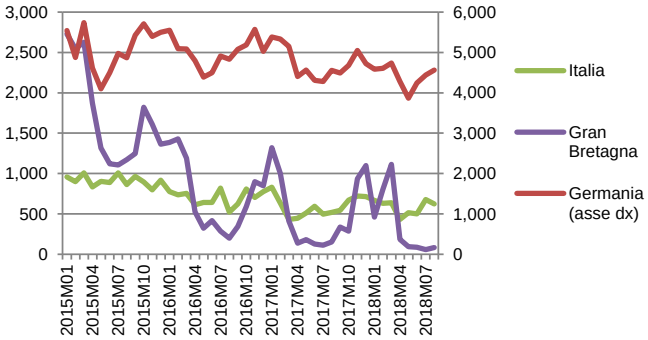
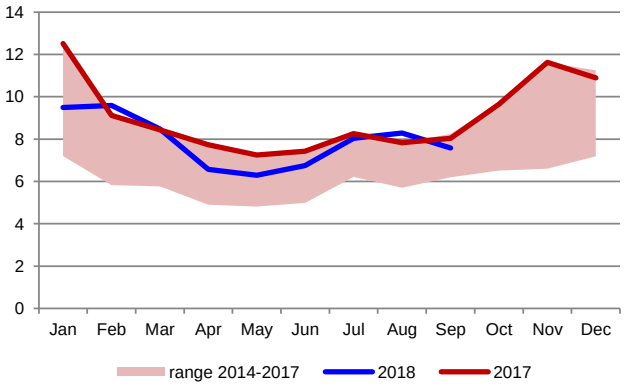


Figura 4.15 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m^3)



Ancora in calo le importazioni europee di GNL, restano sui massimi le importazioni di gas russo

A fronte di una riduzione della domanda complessiva nei primi nove mesi dell'anno pari al 2% (rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), le importazioni di gas in Europa si sono ridotte dell'1,4%, a causa della continuazione del calo della produzione interna (con nuovi limiti posti in particolare alla produzione di Groningen nei Paesi Bassi), scesa del 3,5% nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno (poco più di 3 miliardi di m^3 in meno). La produzione complessiva dei primi nove mesi del 2018 è stata inferiore di 26 miliardi di m^3 rispetto a quella dei primi nove mesi del 2014 (-23%).
Relativamente alle fonti di approvvigionamento nel III trimestre dell'anno si sono ulteriormente accentuate le tendenze degli ultimi due anni.
I forti incrementi della domanda di gas asiatica, cinese in particolare (+40% nei primi nove mesi del 2018, pari a 25 miliardi di m^3 in più) continua a sostenere i prezzi sui mercati asiatici, necessari ad attirare il gas naturale liquefatto. Nonostante il prezzo elevato del TTF, lo spread tra il prezzo del gas in Asia e il TTF si è mantenuto positivo ed elevato anche nel III trimestre, un'anomalia rispetto alla consueta stagionalità che vede questo spread ridursi nei mesi centrali dell'anno.
Le importazioni di GNL in Europa si sono dunque ridotte di un notevole 22% nel trimestre, del 13% nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno, restando ben al di sotto dei livelli del II trimestre e in linea invece con i più bassi livelli del I trimestre dell'anno, un dato inusuale. In una prospettiva di più lungo periodo, nel III trimestre 2018 le importazioni di GNL in Europa sono state inferiori del 18% rispetto alla media 2010-2017, pari a circa 2,4 miliardi di m^3 (Figura 4.16). Negli ultimi cinque anni l'import di GNL è tornato sopra la media decennale solo nel terzo trimestre 2017, in corrispondenza dell'azzeramento dello spread tra prezzo asiatico e TTF.
In modo per certi versi speculare, le importazioni di gas russo sono invece ben al di sopra della media di lungo periodo (quasi 11 miliardi di m^3 in più, +31%). Nell'ultimo trimestre le importazioni di gas russo in Europa sono aumentate di un ulteriore 5,5% rispetto ai già elevati livelli del 2017. Lo spread tra il prezzo del gas russo e il prezzo al TTF continua infatti ad oscillare intorno allo zero, come anche lo spread tra il prezzo medio del gas importato in Germania e il TTF (vedi cap. 2.1). Nei prossimi mesi i contratti di lungo termine indicizzati al petrolio risentiranno dell'aumento dei prezzi del petrolio registrati fino a ottobre (peraltro rientrati repentinamente), sarà interessante verificare gli eventuali effetti sulle importazioni di gas russo, che in parte significativa sono comunque ormai legate ai prezzi spot.
Anche le importazioni dalla Norvegia, pur in leggero calo nel 2018, restano notevolmente al di sopra della media di lungo periodo, grazie anche alla notevole performance della produzione interna, ancora in leggero aumento nel 2018 dopo gli aumenti degli anni passati (+20% nel 2017 rispetto al 2010). Le importazioni dal Nord Africa, che nei mesi dello scorso inverno erano tornate ben al di sopra della media di lungo periodo, negli ultimi due trimestri hanno invece oscillato intorno alla media di lungo periodo.

Rischi di volatilità del mercato nel prossimo inverno. Il ruolo chiave del gas russo nel prossimo inverno

Come già registrato nel numero precedente dell'*Analisi trimestrale* la forte competitività del gas russo non ha d'altra parte portato ad un incremento parallelo dell'utilizzo di tutte le direttrici che portano il gas russo in Europa.

A fronte di un elevatissimo utilizzo dei gasdotti Nord Stream e Yamal (in pratica costantemente intorno al 100%), le due rotte che aggirano l'Ucraina, Gazprom continua a mantenere su livelli molto inferiori l'utilizzo delle rotte ucraine (verso Slovacchia e Polonia) (Figura 4.17). Queste ultime mostrano inoltre una variabilità molto maggiore, perché evidentemente vengono ora utilizzate per seguire la flessibilità della domanda europea di gas. In vista dell'inverno 2018-2019 l'utilizzo di Nordstream e Yamal alla capacità massima ha la rilevante implicazione che la flessibilità delle importazioni è in sostanza concentrata sulle rotte che transitano per l'Ucraina, che nel 2018 hanno registrato un tasso di utilizzo inferiore al 60%, dunque presentano un margine medio superiore ai 100 milioni di m^3/giorno. D'altra parte si tratta anche delle rotte meno favorite da Gazprom. Non è difficile immaginare scenari di tensione dei mercati, nei quali un'alta domanda asiatica, che assorbe buona parte dei carichi spot di GNL, si combina con limiti nella disponibilità di qualche importante linea di importazione. Diverrebbe dunque rilevante l'effettiva flessibilità delle rotte ucraine, con un'elevata probabilità quantomeno di forte volatilità dei prezzi e picchi di prezzo, per indurre una risposta dal lato della domanda e/o per attirare i carichi marginali di GNL diretti in Asia.
All'orizzonte 2020 la prevista apertura di nuove rotte di importazione in Europa, tra cui il Nord Stream 2 e (con un impatto più marginale) il TAP, dovrebbe alleviare questi rischi.

Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm^3, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)

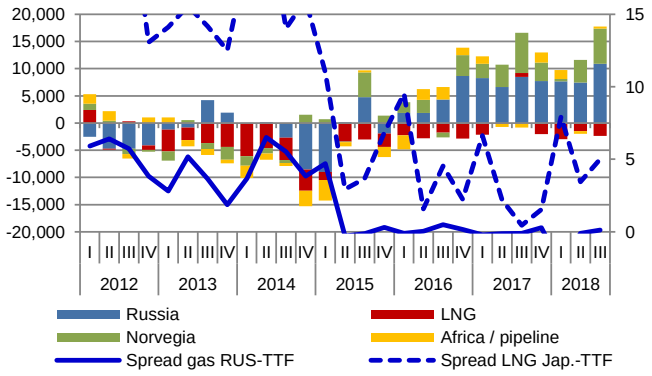
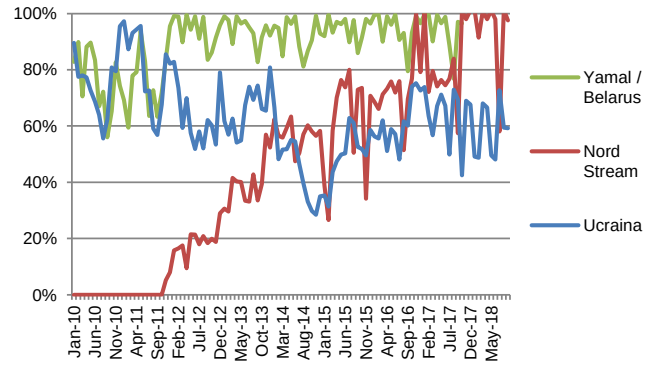


Figura 4.17 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia (%)



In Italia domanda di gas in calo marginale nel trimestre, ma si profila una variazione negativa a fine anno

Dopo la significativa contrazione registrata nel II trimestre dell'anno, nel III trimestre la domanda di gas naturale in Italia è risultata pressoché invariata rispetto allo stesso periodo del 2017 (meno di 100 milioni di m^3 in più, +0,6%, Figura 4.18). Nell'insieme dei primi nove mesi del 2018 i consumi italiani di gas risultano in calo tendenziale di poco meno di 600 milioni di m^3 (-1,1%). A questo punto sembra profilarsi per il consuntivo dell'anno una variazione negativa della domanda, la prima dopo tre anni di ripresa dal minimo del 2014.
Come visto per l'insieme dei Paesi europei anche in Italia la forte ripresa dei consumi era stata infatti aiutata da fattori congiunturali, ormai superati. Nel 2018, con la forte ripresa della produzione idroelettrica la domanda di gas della termoelettrica è invece diminuita in modo significativo (-1,4 miliardi di m^3 nei nove mesi, -8%), nonostante la variazione tendenziale positiva registrata nel III trimestre (+4%), grazie al forte aumento di settembre, legato a una notevole riduzione delle importazioni.
Sono inoltre tornati a scendere, dopo ben dieci trimestri consecutivi di aumenti tendenziali, i consumi di gas dell'industria, evidentemente in coerenza con il rallentamento dell'economia.
In prospettiva, la possibilità di ulteriori aumenti sembra legata o a fattori climatici (per definizione contingenti) o a un'accelerazione del phase-out del carbone, sebbene i pur timidi incrementi della domanda elettrica, uniti alla crescita lenta delle installazioni di nuovi impianti di generazione da rinnovabili (vedi cap. 3) non sembrano prefigurare la possibilità di nuovi cali sostanziali. Negli ultimi due anni i consumi mensili di gas della termoelettrica sembrano infatti oscillare intorno alla media di lungo periodo (Figura 4.19). I consumi industriali, il cui peso sul totale è peraltro più ridotto, per collocandosi al di sopra della media decennale, sembrano invece tendere più a un ritorno sui valori di quest'ultima che a riprendere una traiettoria di ulteriore crescita.

Aumenta ancora il gas russo, ancora in calo il gas algerino

Dal lato dell'offerta, nel III trimestre 2018 si è registrato un calo della produzione interna (50 milioni di m^3 in meno sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto a un anno fa, -4%), sebbene nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la produzione interna sia pressoché invariata. Nel trimestre sono dunque aumentate le importazioni (+2,4% tendenziale, quasi 500 milioni di m^3 in più di un anno fa), anche perché sono aumentate le iniezioni di gas in stoccaggio.
Relativamente alle provenienze del gas importato si confermano i due trend che riguardano le due principali fonti di approvvigionamento italiane: ancora in crescita le importazioni dalla Russia, ancora in riduzione quelle dall'Algeria (Figura 4.20). Le importazioni di gas russo sono aumentate di un notevole il 12% nell'ultimo trimestre, quasi un miliardo di m^3 in più rispetto a un anno prima, mentre nell'insieme dei primi nove mesi del 2018 l'incremento è pari a circa 1,5 miliardi di m^3 (+7%). Le importazioni di gas algerino si sono ridotte in misura marginale nel trimestre, ma restano sulla traiettoria di costanti riduzioni iniziate nel II trimestre del 2017. Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno le importazioni dall'Algeria sono state pari a 12,2 miliardi di m^3 (-800 milioni di m^3 sull'anno precedente, corrispondenti a un -6,2%).
Quanto alle altre fonti di approvvigionamento si segnala la forte ripresa delle importazioni dalla Libia (+20% tendenziale), che peraltro nel II trimestre si erano invece quasi dimezzate rispetto all'anno precedente, a conferma dell'estrema variabilità di questa rotta per la difficile situazione politica del Paese. Un calo significativo si registra anche per il GNL, per il quale vale quanto detto per il mercato europeo, mentre sono rimaste su buoni livelli gli ingressi da Passo Gries (gas del Nord Europa), nonostante le manutenzioni sul gasdotto TENP che trasporta il gas dall'Olanda in Germania.

Figura 4.18 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm^3)

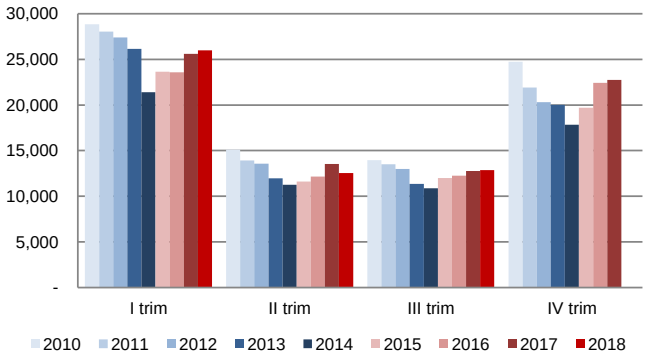


Figura 4.19 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m^3)

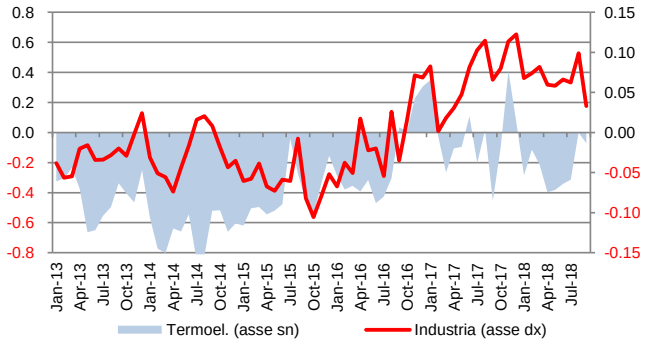


Figura 4.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm^3)

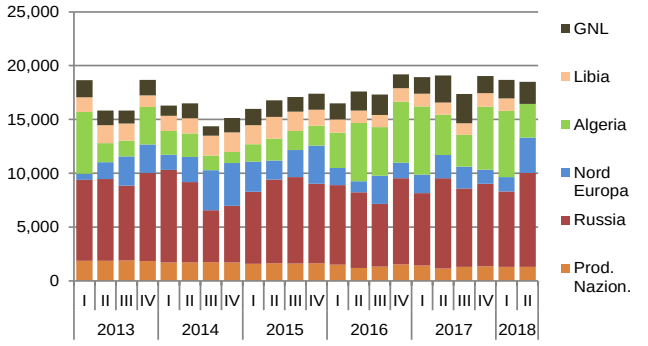
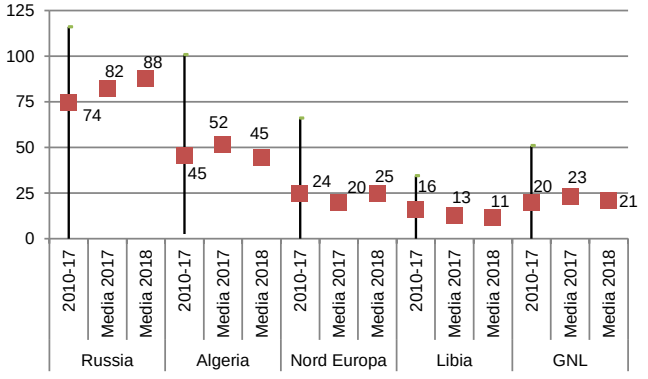


Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm^3)



Gas russo molto al di sopra della media decennale, molto al di sotto il gas libico, sulle medie decennali le altre rotte

I dati dell'ultimo trimestre hanno ulteriormente accentuato il ruolo della Russia come primo fornitore di gas italiano, con una quota che nel trimestre ha praticamente raggiunto il 50% del totale. Il secondo fornitore resta l'Algeria, con una quota inferiore alla metà di quella russa. Anche in media d'anno il gas russo è praticamente doppio rispetto a quello della seconda fonte di approvvigionamento. Nel III trimestre il gasdotto TAG ha registrato un tasso di utilizzo medio giornaliero del 77%, di nuovo con una variabilità ridotta (deviazione standard pari al 14%). In una prospettiva di lungo periodo gli 88 milioni di m^3 giornalieri medi delle importazioni dalla Russia risultano ampiamente al di sopra dei valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni (Figura 4.21).
Il gas algerino è invece ora tornato sulla media decennale (che risente dei valori molto bassi degli anni 2014-2015), scendendo ben al di sotto dei livelli del 2017, con una quota delle importazioni totali italiane scesa in media d'anno sotto al 25%.
Sono invece sulle medie decennali le altre rotte di importazione, con l'eccezione della Libia, che resta significativamente al di sotto nonostante la buona performance dell'ultimo trimestre, nel corso del quale l'utilizzo medio del gasdotto Greenstream è salito al 36%, massimo dell'anno.

Gas russo favorito dall'allineamento ai mercati spot

La situazione del mercato del gas italiano rispecchia evidentemente la competitività relativa delle diverse fonti di approvvigionamento nell'attuale contesto del mercato globale del gas naturale, che come si è visto nel corso del 2018 ha mostrato di essere in una condizione di relativa tensione, e nel quale il gas russo resta per l'Europa allo stesso tempo quello più competitivo e quello in grado di fornire flessibilità in termini di capacità giornaliera, in modo particolare per l'Europa continentale. Nel caso dell'Italia la forte competitività del gas russo è ben rappresentata dalla correlazione inversa fra i flussi di gas al punto di entrata di Tarvisio e lo spread tra prezzo del gas russo e prezzo sul principale mercato continentale (il TTF), spread che da ormai due anni oscilla intorno allo zero, con frequenti fasi in territorio negativo.
Come per il resto dei Paesi europei le importazioni di GNL sono invece state penalizzate dalla maggiore attrattività del mercato asiatico, dove la forte domanda ha spinto i prezzi a livelli molto maggiori dei già elevati livelli europei (Figura 4.22).

Adeguatezza del sistema all'inizio dell'inverno. Rischi ridotti di interruzione delle forniture ma possibile volatilità dei prezzi

Il sistema energetico italiano arriva all'inverno con l'aspettativa di rischi ridotti per la sicurezza del sistema del gas naturale. Le simulazioni effettuate da ENTSO-G (Winter Supply Outlook 2018/2019 tendono a escludere il rischio per l'Italia di problemi di approvvigionamento, anche nel caso di un'interruzione delle forniture sulla rotta ucraina combinata con un periodo di freddo intenso. D'altra parte vi sono diverse ragioni per ritenere plausibile la possibilità che nel prossimo inverno le condizioni del mercato globale del gas possano favorire fasi di elevata volatilità dei prezzi. Come si è visto il mercato europeo del gas sembra infatti già piuttosto "stretto" e caratterizzato dal ruolo chiave assunto dalla rotta ucraina del gas russo, per cui, laddove la sostenuta domanda asiatica continuasse ad attrarre i carichi marginali di GNL, è plausibile che in caso di shock di domanda e/o di offerta, in particolare con una limitazione della disponibilità giornaliera del gas russo, possa determinare impennate dei prezzi sugli hub europei. Questo scenario l'Italia sembra presentare elementi di forza ma anche elementi di debolezza.

Il grado di diversificazione del sistema del gas italiano resta più elevato di quello di molti altri Paesi europei, grazie alla disponibilità di ben quattro direttrici di approvvigionamento via terra. Tre di queste quattro direttrici (Nord Europa, Libia e Algeria) presentano però ciascuna problematiche specifiche, che ne rendono incerta l'effettiva piena diponibilità in caso di necessità. L'evoluzione del mix di fonti di approvvigionamento registrata nell'ultimo anno, con l'ulteriore rafforzamento della fonte già dominante, cioè il gas russo, ha in effetti ha riportato l'indice di diversificazione italiana sui massimi dell'ultimo decennio (a significare una diversificazione più ridotta (Figura 4.23).

Figura 4.22 - Import mensile di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx)

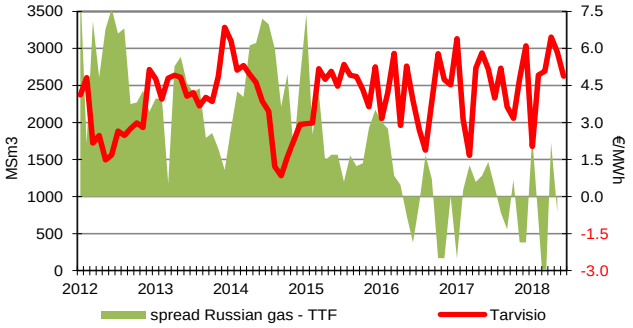
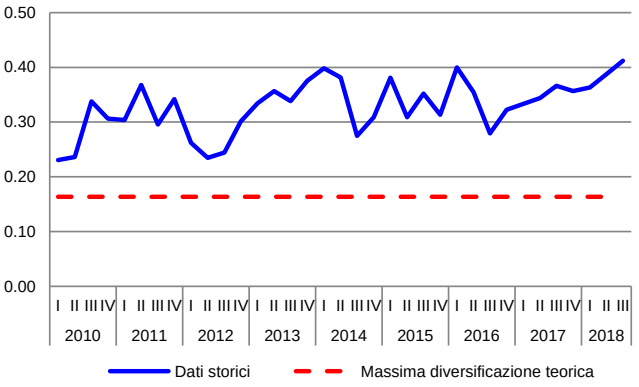


Figura 4.23 - Diversificazione delle importazioni italiane di gas naturale – Minimo giornaliero su base trimestrale (NB: valore massimo dell'indice)



Inoltre già la Strategia Energetica Nazionale 2017 aveva evidenziato come l'Italia rispetti solo formalmente la regola N-1 del Regolamento UE sulla sicurezza gas, perché se si si ipotizza che la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata non sia sempre disponibile l'offerta totale in caso di interruzione della principale fonte di approvvigionamento (il TAG) potrebbe risultare ampiamente inferiore ai 400 miliardi di m^3, per cui l'indice N-1 risulterebbe inferiore al 100% (Figura 4.24). La situazione di rispetto solo formale della regola N-1 si è però ulteriormente accentuata con la limitazione della capacità di trasporto dell'Olanda. Anche ipotizzando la piena disponibilità di tutte le altre infrastrutture, l'offerta totale in caso di interruzione del TAG sarebbe pari a circa 450 miliardi di m^3, un valore appena inferiore alla punta di domanda ipotizzata nel Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale di ottobre 2017. Sotto queste ipotesi l'indice N-1 risulterebbe pari al 99%, dunque al di sotto della soglia del 100%.
Dal lato della domanda, nell'ultimo inverno la domanda di punta si è fermata a 396 milioni di m^3, 28 milioni di m^3 in meno rispetto al massimo 2017 di 424 milioni di m^3, grazie al fatto che la massima domanda giornaliera del termoelettrico è stata ben lontana dal massimo 2017 (91 milioni di metri cubi, contro i 104 del 2017 e i circa 113 milioni di metri cubi del 2012, l'anno dell'ultima situazione di seria criticità del sistema gas). D'altra parte, nel termoelettrico la situazione del nucleare francese, che anche nel 2018 ha avuto fasi di elevata variabilità impone di non escludere scenari di ritorno della domanda della termoelettrica a valori vicini ai massimi storici. Anche nell'ipotesi di punta giornaliera di domanda ridotta al valore massimo degli ultimi cinque anni 424 milioni di m^3 l'indice N-1 può comunque risultare inferiore alla soglia del 100% se per la massima capacità di erogazione dagli stoccaggi si considera il valore di 150 MSm^3/g, cioè la prestazione massima contrattualmente garantita a febbraio, che tiene conto del fatto che nell'ultima parte della stagione invernale la capacità di erogazione di punta degli stoccaggi si riduce, per effetto dell'erogazione avvenuta nei mesi precedenti.

Spread PSV-TTF stabile a 2 €/MWh

Nel terzo trimestre dell'anno il differenziale tra il prezzo all'ingrosso del gas sul mercato italiano in Italia e il prezzo sul principale mercato europeo (il Title Transfer Facility olandese) è rimasto sugli stessi livelli della prima metà dell'anno, lontano dunque dai picchi di dicembre 2017 e di febbraio 2018, raggiunti in occasione delle due ultime situazioni di criticità verificatesi nel mercato europeo (incidente a Baumgarten e picco di freddo).
Anche calcolato su base mensile lo spread ha mostrato nel 2018 una notevole stabilità intorno ai 2 €/MWh, con l'eccezione dei primi tre mesi dell'anno (Figura 4.25), sebbene nel corso dell'anno vi siano stati anche brevi fasi di inversione del differenziale di prezzo con i mercati europei. Ma in media il differenziale resta ben più elevato rispetto alle stime del costo variabile di trasporto (pari a circa 0,5 €/MWh)" (SEN 2017, p. 94).

Figura 4.24 - Indice N-1 per l'Italia (con ridotta disponibilità del gasdotto TENP)

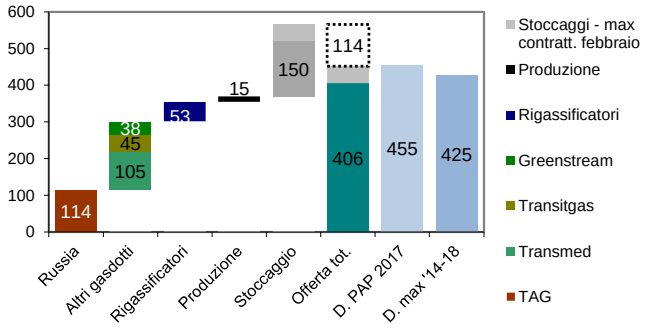


Figura 4.25 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

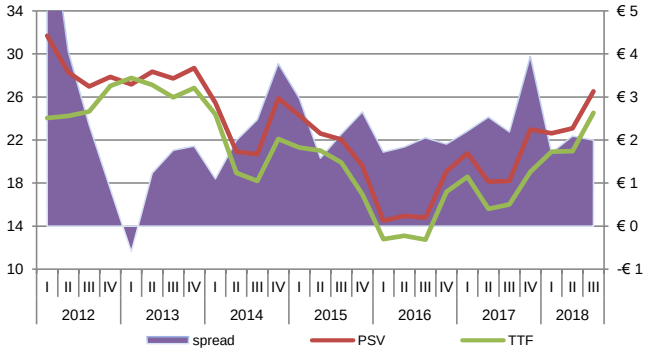
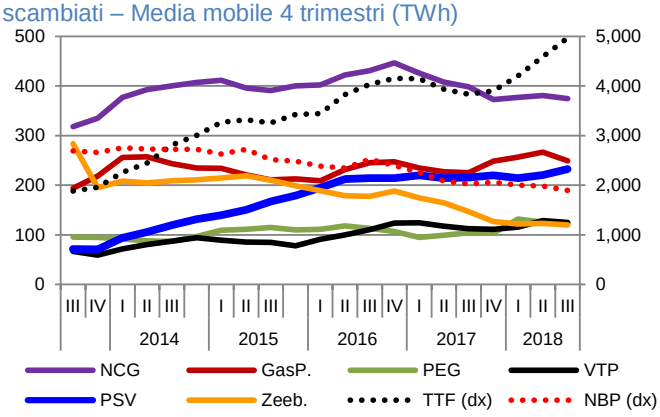


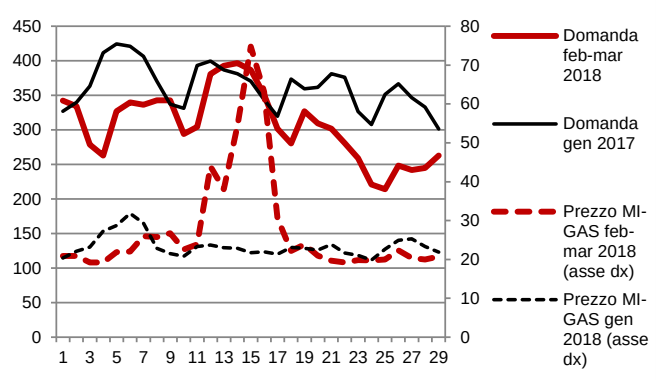
Figura 4.26 - Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)



Box- Picchi di domanda e prezzi del gas

Un'indicazione della potenziale criticità di livelli di domanda anche molto inferiori ai massimi storici, soprattutto alla fine dell'inverno, con la possibilità di repentine impennate dei prezzi, è venuta ad esempio dalla reazione dei prezzi infragiornalieri negli ultimi due episodi di tensione sul mercato europeo del gas. Alla fine di febbraio di quest'anno, in occasione di un'ondata di freddo che ha colpito il Nord Europa, il prezzo medio sul Mercato Infragiornaliero italiano è schizzato sopra i 70 €/MWh (+100% rispetto a due giorni prima, +200% rispetto a quattro giorni prima), sebbene la domanda non sia arrivata a 400 MSm^3/g. A gennaio dell'anno precedente, in un'altra situazione di tensione sui mercati europei, con la domanda italiana salita fino a 425 MSm^3/g, il prezzo infragiornaliero è arrivato a 29 €/MWh (+40% rispetto a due giorni prima, +60% rispetto a quattro giorni prima), mentre quando ai primi di febbraio la domanda è salita a 367 MSm^3/g il prezzo è salito in due giorni del 30% (Figura 4.28).

Figura 4.27 - Domanda giornaliera (MSm^3, asse sn) e prezzo sul Mercato Infragiornaliero (€/MWh, asse dx) nei periodi 15 febbraio-15 marzo 2018 e 7 gennaio-3 febbraio 2017



4.3 Sistema elettrico

Aumento della domanda trimestrale

Nel III trimestre 2018 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 83,9 TWh, in aumento rispetto allo stesso trimestre 2017 (+1,3%). La spiegazione di tale incremento può essere ancora una volta ricercata nella forte correlazione tra domanda e temperatura atmosferica. Il mese di luglio, infatti, ha registrato un incremento della richiesta dell'1,3% dovuto ad un giorno lavorativo in più e a una temperatura media in linea con quella dell'anno precedente. Agosto è stato l'unico mese del trimestre a presentare un leggero calo della domanda con un valore pari a 26,5 TWh, valore inferiore a quello dell'anno scorso ma comunque superiore alla media decennale (Figura 4.28). In questo mese, infatti, i giorni lavorativi sono stati gli stessi ma ciò che ha inciso è stata la temperatura media inferiore rispetto all'anno passato, la cui estate è ricordata per essere stata la seconda più calda registrata dal 1800. Infine, a settembre la presenza di un giorno lavorativo in meno rispetto al 2017 è stata compensata da una temperatura superiore di due gradi, con un aumento della richiesta del 3,6%.
L'analisi della serie storica decennale della richiesta mostra ulteriori segnali di ripresa, consolidandosi su un trend moderatamente crescente come mostrato dalla Figura 4.29.
Significativo è il grafico della punta di domanda in potenza riportato nella Figura 4.30 in cui è evidente come i valori di massima potenza siano superiori ai rispettivi valori medi decennali in tutti i tre mesi. In particolare, il giorno mercoledì primo agosto alle ore 16 la richiesta è risultata pari a 57.567 MW, dando vita ad un nuovo massimo per il mese di agosto.

Notevole calo della produzione eolica e leggera ripresa della termoelettrica

Il III trimestre 2018 è caratterizzato da un lieve incremento della produzione da fonte termica (+0,6% rispetto allo stesso trimestre 2017), da attribuire esclusivamente al mese di settembre. La produzione da fonti rinnovabili (FER) presenta un lieve aumento rispetto all'anno passato (+1%) dovuto soprattutto all'incremento dell'idroelettrico che ha compensato la riduzione delle fonti non programmabili (FRNP), in calo se confrontate con l'anno precedente (-5,6%), come mostrato in Figura 4.31. Osservando le singole fonti separatamente si può osservare che la produzione da idroelettrico presenta un incremento del 9%. La produzione eolica è scesa sensibilmente, con un calo in tutto il trimestre, particolarmente accentuato nei mesi di agosto e settembre (-30%), facendo così registrare un decremento totale pari al 21%. La generazione da fotovoltaico, invece, dopo i mesi di luglio e agosto in riduzione tendenziale, è nel complesso del III trimestre dell'anno in aumento, dell'1,6%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Tale risultato è imputabile al notevole aumento di produzione del mese di agosto: + 14% rispetto all'agosto 2017. Infine risulta in calo l'import (-2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), dovuto soprattutto alla riduzione dell'offerta francese nel mese di agosto (penalizzata dalla bassa idraulicità che ha causato il fermo di alcune centrali nucleari).

Figura 4.28 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

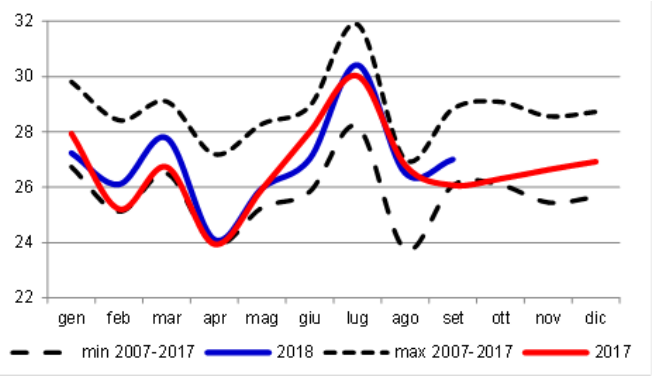


Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

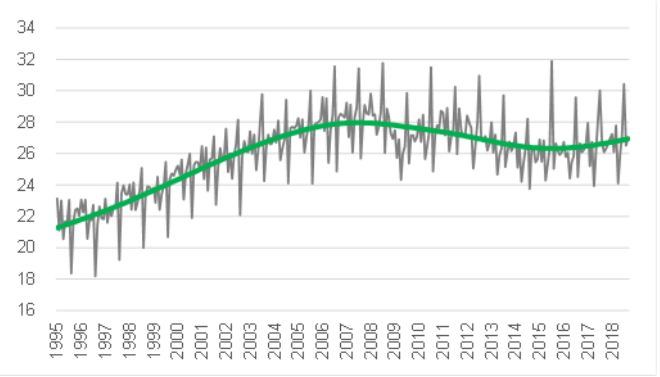


Figura 4.30 - Punta di domanda in potenza (GW)

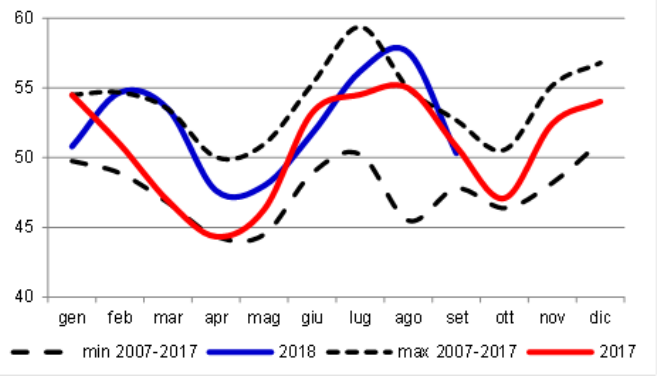
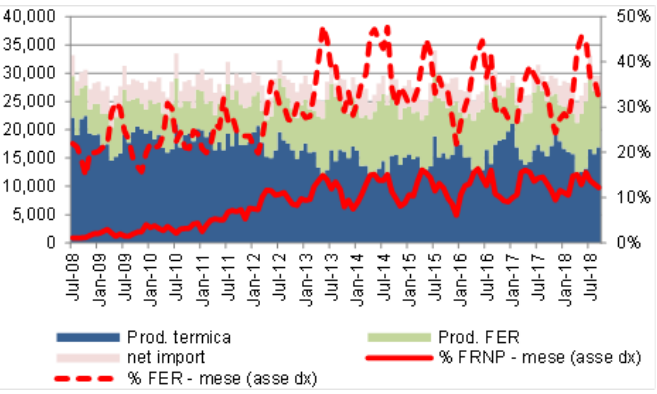


Figura 4.31 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)



Nel III trimestre dell'anno la massima quota di copertura della domanda con FRNP si è ridotta rispetto allo stesso trimestre 2017, in conseguenza della notevole diminuzione della produzione eolica. La Figura 4.32 mostra come tale quota sia passata dal 62% del III trimestre 2017 al 58% del III trimestre nel 2018. Un ulteriore effetto del cambiamento del mix delle fonti intermittenti è illustrato nella Figura 4.33, in cui è evidenziato un aumento della massima variazione oraria dovuto all'incremento della produzione fotovoltaica, caratterizzata da una maggiore variabilità rispetto alla generazione eolica.

Margini di riserva in lieve riduzione

Il margine di riserva in questo trimestre presenta una leggera riduzione in confronto al valore assunto nel III trimestre 2017, rimanendo comunque su valori in media non preoccupanti (vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA). La spiegazione può essere ricercata nella diminuzione dell'import e il contemporaneo aumento della domanda. Nell'1% delle ore più critiche la capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda è stata pari al 38%, e anche i margini di riserva minimi registrati al Nord e Centro Nord non sono scesi sotto il 20% (Figura 4.34). Possibili problemi di adeguatezza potrebbero sorgere nel prossimo inverno secondo le simulazioni effettuate da ENTSO-E (l'associazione dei Transmission System Operator europei) e riportate nel Winter Outlook 2018-2019, dalle quali emergono potenziali criticità in presenza di condizioni estreme di elevata domanda e bassa produzione da rinnovabili. In condizioni "severe", infatti, lo scenario evidenzia possibili criticità che nel periodo dicembre 2018–febbraio 2019 potrebbero comportare la necessità di ricorrere maggiormente alle importazioni, che potrebbe tuttavia risultare non sufficiente a soddisfare la domanda interna nella terza e nona settimana del 2019.
Il Winter Outlook evidenzia inoltre possibili rischi di taglio della generazione intermittente nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna nel caso in cui si dovessero verificare giorni di elevata ventosità e insolazione in concomitanza di una bassa domanda.

Prezzi sulla borsa elettrica in forte aumento

Nel corso del III trimestre 2018 il valore medio del prezzo unico nazionale (PUN) registrato sulla borsa elettrica è stato pari a 68,9 €/MWh, in forte aumento rispetto allo stesso trimestre 2017 (+33,5%). Più nel dettaglio, l'andamento del PUN ha seguito un trend crescente nel trimestre, raggiungendo il suo massimo nel mese di settembre con un valore medio di 76,32 €/MWh, prezzo più alto dal 2013. Il rincaro dei prezzi su base annua è spiegato dall'aumento del prezzo del gas al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che in questo trimestre ha subito un incremento del 45,6% (26,5 €/MWh, Figura 4.35) rispetto allo stesso periodo del 2017. Osservando le vendite medie orarie sul Mercato del Giorno Prima illustrate nella Figura 4.36, si nota, infatti, un andamento complessivo simile a quello del 2017, con una riduzione delle variazioni nelle vendite per le diverse fonti, non sufficiente quindi a spiegare il forte rincaro del PUN. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno in corso, si evidenzia l'incremento tendenziale del 4,2% delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile, che ha attenuato in parte gli effetti del rincaro del prezzo del gas al PSV, portando a 58,9 €/MWh il valore medio del PUN nei primi nove mesi (+15% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Figura 4.32 - Massima penetrazione delle FRNP (%)

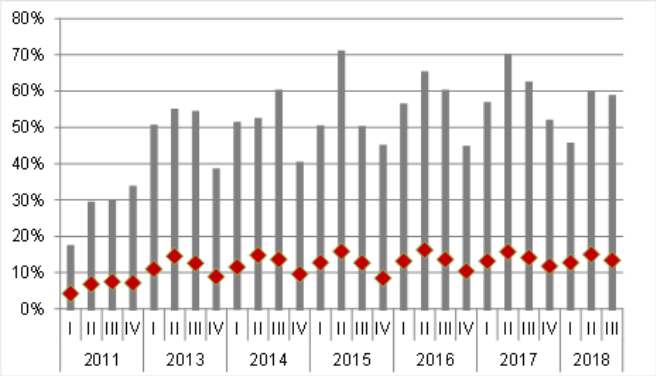


Figura 4.33 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)

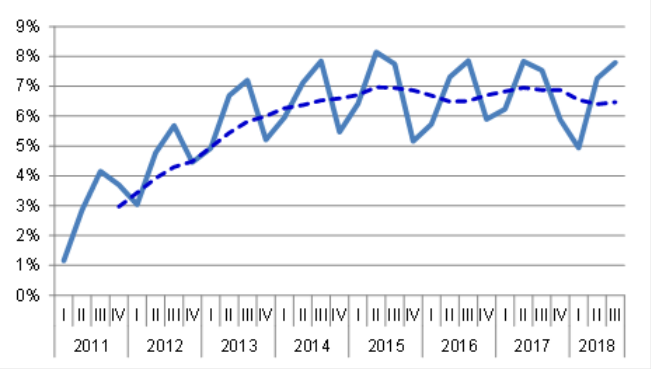


Figura 4.34 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1 % delle ore più critiche)

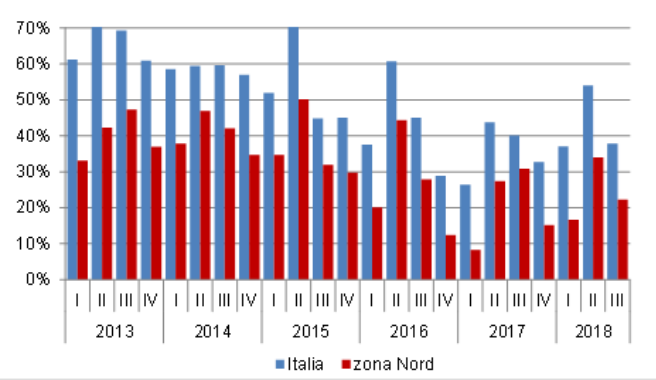
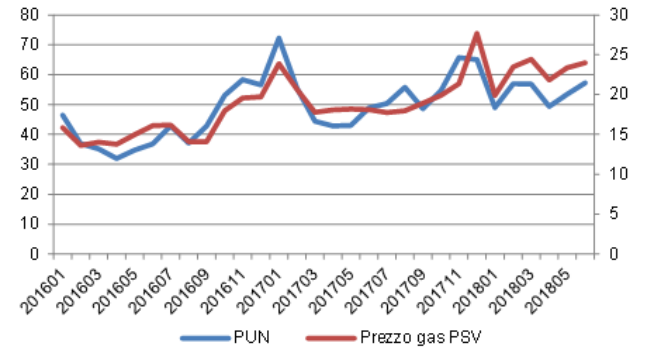


Figura 4.35 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV nel II trimestre 2018 (€/MWh)



Si riducono le differenze con le curve dei prezzi europei

La Figura 4.37 confronta l'andamento della curva media oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica tedesca e italiana nell'arco del III trimestre dell'anno in corso. Il prezzo medio in Germania è stato pari a 53,5 €/MWh, valore molto superiore rispetto allo scorso anno, pari a 32,7 €/MWh. Un dato significativo è che nel trimestre l'aumento del prezzo medio tedesco (+63%) è risultato molto maggiore dell'aumento registrato sulla borsa elettrica italiana (+33%). Le ragioni di questo fatto sono da ricercare nella scarsa ventosità registrata nel trimestre nell'area del Nord Europa. Questo ha comportato una pesante limitazione della produzione eolica e il conseguente ricorso a impianti a cicli combinati, che hanno fissato il prezzo marginale in un momento in cui le quotazioni del gas sono particolarmente elevate. Si è visto tra l'altro (cap. 2) come il prezzo del gas registrato sul principale mercato dell'Europa continentale (TTF) abbia subito un notevole incremento rispetto l'anno passato.

Aumento dei prezzi in tutte le fasce orarie

L'analisi per fasce orarie mostra un significativo incremento di prezzo in tutte le tre fasce nel corso del III trimestre 2018. L'aumento progressivo del costo del gas e il contemporaneo incremento dei prezzi dei permessi emissivi scambiati nella piattaforma europea dell'Emission Trading Scheme (ETS) sono alla base di tale aumento. Più nel dettaglio, il prezzo nelle ore di picco ha subito un incremento del 27% rispetto allo stesso periodo del 2017. Le variazioni maggiori, tuttavia, sono avvenute nelle fasce F2 ed F3, ore in cui il prezzo marginale è fissato dagli impianti tradizionali, dove vi è stato un aumento rispettivamente del 30,4% e 42% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. La Figura 4.38 mostra la riduzione dei rapporti F1/F2 e F1/F3 in Italia.
In Germania l'aumento tendenziale dei prezzi nelle tre fasce è stato molto più significativo, oltre 60% in tutti i gruppi orari. I prezzi più elevati sono stati raggiunti nelle ore fuori picco, così come avvenuto in Italia: ciò è alla base della riduzione di entrambi i rapporti.

In calo il clean spark spread

Nel corso del III trimestre dell'anno in corso si è registrato un aumento tendenziale del 5% dello *spark spread*. Il motivo è da ricercare in un aumento del PUN leggermente superiore a quello dei costi variabili degli impianti a ciclo combinato (da imputare, quest'ultimo, al lieve aumento della quota del gas in borsa).
Il notevole incremento dei prezzi dei diritti emissivi è alla base, invece, della riduzione del 40% del *clean spark spread*, passato da un valore medio di circa 13 €/MWh nel III trimestre 2017 a 7,7 €/MWh nel III trimestre dell'anno in corso (Figura 4.39).

Figura 4.36 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima - III trim.2017 vs III trim.2018

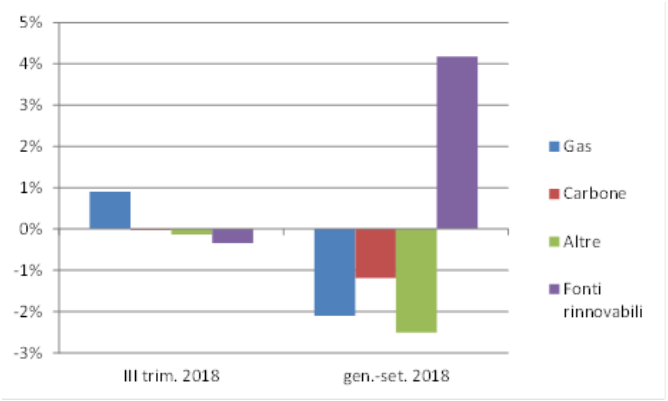


Figura 4.37 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel III trimestre 2018 (€/MWh)

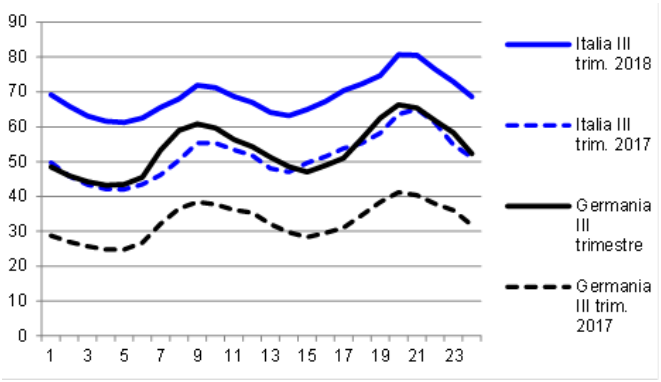


Figura 4.38 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

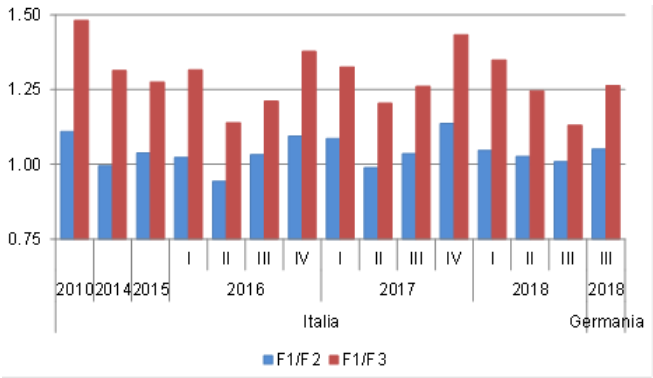
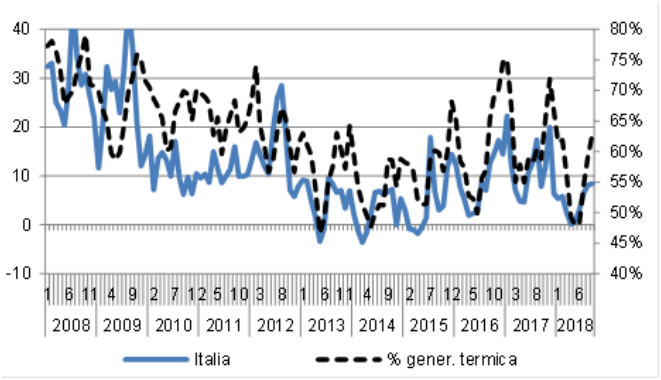


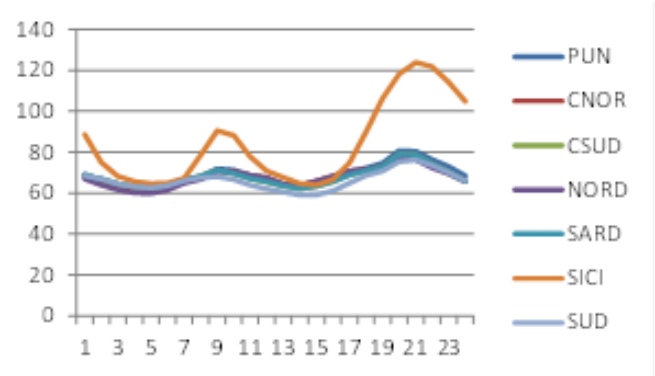
Figura 4.39 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (%, asse dx)



Continua il disallineamento dei prezzi nella zona Sicilia

L'analisi trimestrale dell'andamento dei prezzi zonali conferma il divario tra la Sicilia e il continente (Figura 4.40). Il valore medio del prezzo nel trimestre in esame in Sicilia è pari a 84 €/MWh, raggiungendo il massimo nel mese di agosto (oltre i 90 €/MWh media mensile). Le ragioni di tali aumenti possono essere spiegate su base annuale con la riduzione della capacità di traffico con il continente.
La zona con prezzo di vendita più basso è risultata il Sud, con un valore trimestrale medio di 66,2 €/MWh, dovuto ad un restringimento del transito Sud-Centro Sud nel mese di settembre che ha provocato un disallineamento dei prezzi.

Figura 4.40 - Prezzo medio orario nella borsa elettrica, III trimestre 2018 (€/MWh)



Box - Prezzi EUA e switching price

A cura di Andrea Colosimo

L'elemento caratterizzante dei prezzi EUA rispetto a quelli delle altre variabili-guida consiste nel loro essere trait d'union tra due dei tre elementi del trilemma energetico: costi dell'energia ed obiettivi (o vincoli) di decarbonizzazione.
Ai fini di questi ultimi, vi è una relazione logica ed intuitiva: maggiori i prezzi e dunque l'onerosità dei permessi di emissione, maggiore l'incentivo allo switch su fonti energetiche a minore intensità carbonica. Diviene pertanto fondamentale verificare se ed in quale misura tale relazione teorica sia rispettata, specie a seguito del recente notevole aumento dei prezzi EUA.
Una valutazione di questo aspetto (e dei possibili scenari prospettici) può basarsi sul cosiddetto *switching price* (v. Nota metodologica) tra carbone e gas, ovvero le due maggiori fonti fossili utilizzate in Europa. Ebbene, analizzando le curve del *clean spark spread* e del *dark spark spread* negli ultimi mesi, si rileva che nonostante il forte aumento dei permessi EUA esse non sono sostanzialmente cambiate né hanno teso ad uniformarsi, un po' in tutta Europa: dimostrando con ciò che rimane tuttora più conveniente produrre energia da carbone piuttosto che effettuare lo *switch* verso il gas.
I motivi sono da ricercarsi in ambito esogeno.
Una prima ragione è collegata all'andamento del prezzo dei combustibili: il prezzo del gas è salito sulla scia di stoccaggi in calo a causa delle rigide temperature dell'inverno 2017-2018, accentuando così una stagionalità che già vede comunque lo *switching price* risentire dell'andamento dei prezzi spot del gas naturale (tende ad aumentare quando nei mesi invernali il gas raggiunge i suoi massimi, per poi diminuire successivamente). In Italia lo *switching price* pur scendendo nel corso del primo semestre (da 26,6 a 24,4 € trim/trim), si mantiene su livelli pur sempre circa tripli rispetto a quelli del 2° trim. 2017 (8,8 €) e superiori a quelli medi delle EUA, determinando cioè un *clean spread* negativo. In Germania, ad aprile 2018, il *clean dark* ed il *clean spark spread* risultavano entrambi negativi rispetto ai moderni impianti a carbone ed a gas, in misura pari rispettivamente a 2 ed a 11 €/MWh.
Un secondo motivo risiede nella maggior efficienza termica degli impianti a carbone tenuti (o messi) in funzione, che ha ridotto il loro gap di competitività rispetto a quelli a gas.
In sostanza, il consolidamento del forte incremento dello *switching price* anno su anno (dovuto a prezzi dei combustibili e alla componente dell'efficienza energetica) sterilizza di fatto in gran parte il parallelo incremento dei prezzi EUA.
Da questa evidenza si può trarre la considerazione generale per la quale i prezzi EUA potrebbero in futuro essere in grado di determinare *switch* strutturali su fonti a minore intensità carbonica soltanto a condizione di crescere molto più dello *switching price*.
Allo stato attuale, un contributo al sostegno dei prezzi proviene in diversi casi dal cosiddetto *price floor*, un pavimento minimo fissato *ex lege*. Nel Regno Unito è già esistente dal 2013 (al livello di 15,7 sterline /tCO_2 con la previsione di aumentarlo fino a 70 € nel 2030); l'Olanda ha allo studio di introdurlo nel 2020 a 18 € per poi incrementarlo fino a 43 € nel 2030; in Francia è oggetto di ipotesi fin dal 2016, e realizzato finora solo su scala regionale per contrastare il fenomeno del *carbon leakage*. In ogni caso gli attuali *price floor,* laddove esistono, pur contribuendo a ridurre la volatilità dei prezzi e pertanto l'incertezza, restano comunque su livelli ormai ampiamente superati da quelli di mercato. Pertanto, a maggior ragione rispetto ad essi, non rivestono alcuna valenza in termini di incentivo allo switch tra fonti a meno di ipotetici aumenti fino a livelli concorrenziali con lo *switch price* (40-50 €/tCO_2) ed in tempi ravvicinati: difficilmente accettabili sotto il profilo sociale in quanto equivalenti a tassazione addizionale.
Gli analisti stimano che occorrerebbe un prezzo delle EUA tra 40 e 50 €/tCO_2 per realizzare il *break even point* dello switch tra carbone e gas, cosa che significherebbe un ulteriore sostanziale raddoppio degli attuali prezzi, già reduci da una triplicazione sull'arco di pochi mesi. Date le strutture dei rispettivi mix energetici nonché i gradi di efficienza degli impianti, sarebbero Germania, Italia, Olanda e Spagna i Paesi dove il passaggio risulterebbe più favorito e quindi precoce [iv].

[iv] Le emissioni italiane di gas serra per unità di consumo di fonti fossili sono tra le più basse a livello europeo: 3,41 CO_2 equivalente per ogni tep contro 3,56 tCO_2eq / tep degli altri Paesi UE (fonte: ISPRA, *Emissioni nazionali di gas serra: indicatori di efficienza e decarbonizzazione nei principali Paesi europei*).

5. Prezzi dell'energia

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le imprese in aumento nel III trimestre.

Il terzo trimestre 2018 segna una ripresa dei prezzi praticati alle imprese. In termini congiunturali, rispetto al secondo, l'aumento è compreso tra il 9% e il 14%. Il dato congiunturale risente in parte del fatto che nel trimestre precedente i valori erano generalmente in ribasso. Più significativo appare l'aumento se espresso in termini tendenziali, rispetto al III trimestre 2017. In questo caso il dato segna una variazione ancora compresa tra il 9% (nel caso del piccolo utente in bassa tensione) e il 14%, con una punta del 34% per il grandissimo utente in alta tensione energivoro, il quale tuttavia beneficia degli sgravi previsti e conosce un livello di prezzo decisamente più basso rispetto agli altri. Le condizioni climatiche, che hanno favorito l'aumento della domanda, assieme all'aumento del costo delle materie prime e a quello dei prezzi dei permessi di emissione, hanno favorito l'esito dei prezzi in crescita. In particolare, il terzo trimestre 2018 è stato caratterizzato da temperature molto elevate, specialmente riguardo alle minime, con il mese di luglio al quarto più elevato valore mai registrato dal 1800 (ISAC-CNR). L'effetto delle condizioni climatiche sulla domanda e sui prezzi diviene sempre maggiore, se è vero che, secondo stime recenti (*Global Opportunity Report 2018*), il 17% della domanda mondiale di elettricità è da ricondurre alle esigenze di raffrescamento, sia residenziale che industriale (con il 2% dedicato alla sola necessità di climatizzare i data center dell'industria ICT), con proiezioni al rialzo.

Ancora un aumento generalizzato dei prezzi per le imprese nel IV trimestre.

Il quarto trimestre 2018 si caratterizza per una variazione congiunturale ancora verso l'alto, estesa a tutte le tipologie di utenti non domestici. In questo caso l'aumento è particolarmente indicativo, dato che si registra su un trimestre, il II 2018, che era già dato in rialzo. In termini congiunturali, la variazione più alta riguarda l'utente medio-piccolo (+20%), quello medio (+17%) e quello piccolo (+15%). Per i grandi e grandissimi utenti l'aumento è stato molto più contenuto (rispettivamente 1% e 5%). Se si considera che le utenze di dimensioni minori sono proprio quelle che sopportano un prezzo più alto, la lettura di questi dati descrive un ampliamento della forbice di prezzo. La Figura 5.1 evidenzia come il piccolo utente nel IV trimestre si trovi mediamente a pagare 21 centesimi di euro per un kWh (erano 18 appena sei mesi prima, nel periodo aprile-giugno), mentre per il grandissimo utente in alta tensione energivoro tale valore si attesta intorno agli 8 centesimi di euro. "L'eccezionale situazione di tensione nei mercati energetici in Europa" (*comunicato ARERA del 27 settembre 2018*) ha contribuito all'innalzamento dei costi. La Figura 5.2, pone in luce per il secondo trimestre consecutivo il dato congiunturale del rincaro della componente "energia" per la generalità delle imprese italiane (+15% nel IV trimestre; + 48% nel II).

Per la piccola impresa trova ulteriore conferma il dato relativo alla stima della composizione dei costi, con una quota imputabile alla materia energia che ormai raggiunge il 50% del complessivo (Figura 5.4). Per le circa 3.000 imprese energivore (lo 0,8% circa del numero delle imprese manifatturiere) il livello medio di prezzo nel quarto trimestre è paragonabile a quello dell'inizio del 2018 (Figura 5.3). Si può stimare che il valore dello sgravio in favore dei grandissimi utenti energivori si attesti nel periodo più recente a poco più di 3 centesimi di euro per kWh, un valore che corrisponde a più di un quarto del prezzo al netto delle imposte recuperabili. Se si ipotizza un'incidenza dei costi dell'energia elettrica sul fatturato non inferiore al 3%, tale sconto equivale allo 0,8% del fatturato, nella più conservativa delle ipotesi.

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

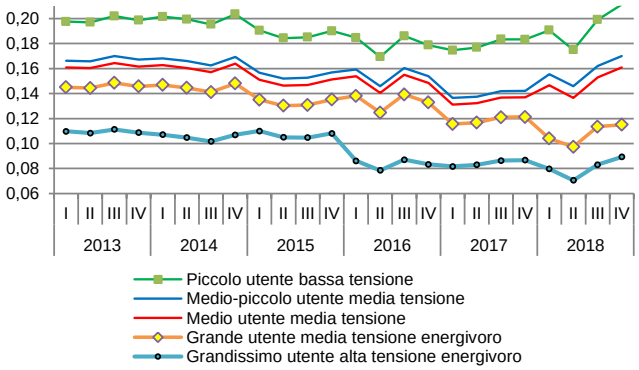


Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW).

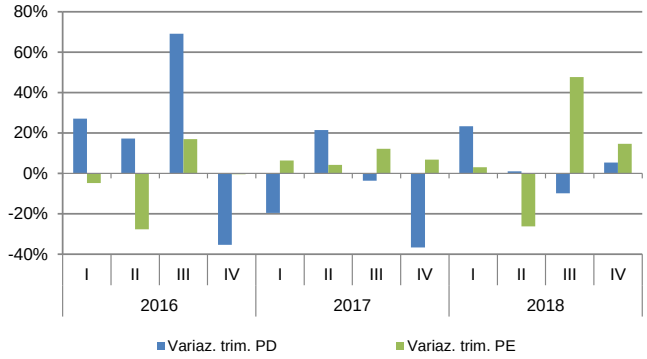


Figura 5.3 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh).

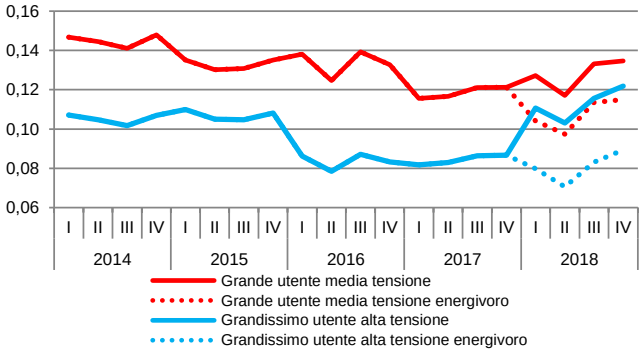
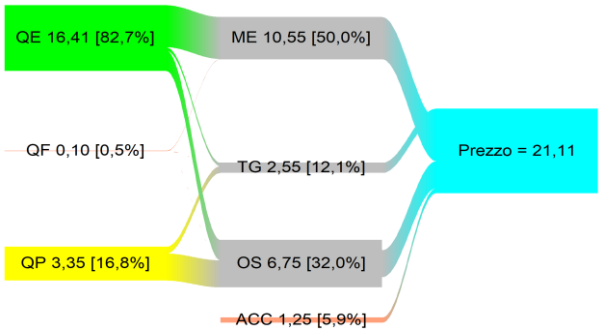


Figura 5.4 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il piccolo consumatore non domestico in bassa tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. IV trimestre 2018



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

Il confronto internazionale. Miglioramento relativo della posizione italiana nel primo semestre 2018, ma prezzi ancora ben oltre la media europea

Dall'analisi dei dati internazionali trova conferma la diminuzione dei prezzi tra gennaio e giugno (Figura 5.5). Il miglioramento ha riguardato tutti i segmenti definiti per livello di consumo di energia elettrica. Di rilievo appare la diminuzione registrata per il segmento 20.000–70.000 MWh/anno, passato da circa 12 c€/kWh a circa 10 c€/kWh. Occorre comunque ricordare come il dato Eurostat sia aggiornato al primo semestre 2018. Diversamente, le stime ENEA sul prezzo per le sole imprese italiane, oggetto del precedente paragrafo, descrivono, da diversa prospettiva, un quadro relativo ai sei mesi successivi. È quindi possibile che il confronto internazionale si fondi su dati che non hanno ancora scontato il globale rialzo dei prezzi, particolarmente evidente proprio a partire dalla metà dell'anno in corso. Nondimeno, un aspetto interessante è quello del confronto con la recente tendenza in atto negli altri Paesi europei. Tra i principali Paesi, solo Italia e Spagna mostrano un trend alla diminuzione, con l'effetto di un relativo miglioramento della propria posizione (Figura 5.6). Di contro, Germania, Regno Unito e Francia vedono aumentare nel tempo i prezzi. Nel segmento di riferimento, definito dalla classe di imprese con consumo annuo compreso tra 500 e 2.000, si denota l'assottigliamento della forbice tra l'Italia e gli altri Paesi (Figura 5.6).

La Figura 5.5 peraltro suggerisce come il miglioramento nel primo semestre dell'anno sia stato addirittura maggiore per gli altri segmenti. Sul miglioramento italiano potrebbe aver inciso la maggior quota di produzione da fonti rinnovabili (trend condiviso con la Spagna). Tale dato, che riguarda la variazione tra un semestre e l'altro, quanto a dire la dinamica più recente, non deve tuttavia far perdere di vista la "struttura", definita da un livello di prezzo che rimane ancora elevato.

La mappa di cui alla Figura 5.7, per il segmento di riferimento, rappresenta il differenziale di costo dell'Italia con le altre nazioni, ed è quindi una ripresa "in soggettiva" del nostro Paese. Un valore positivo in corrispondenza di un determinato Paese indica che le imprese italiane pagano di più l'energia elettrica rispetto ad esso. Dalla mappa si evince come il differenziale sia ancora sfavorevole verso quasi tutti i Paesi dell'Europa occidentale e quelli scandinavi. La punta massima riguarda Danimarca, Svezia, Norvegia e Finlandia (tra +8 e +9 c€/kWh). Tradotto in termini di bilancio, un utente non domestico italiano che consumi 1.250 MWh all'anno – quindi con un profilo medio/medio-piccolo – sopporta un costo annuo per l'acquisizione dell'energia elettrica di ben 68.000 € superiore ad un *competitor* francese con analoghe caratteristiche. Il dato scende a 33.000 € e a 30.000 € se si tratta di confrontarsi rispettivamente con uno spagnolo e un britannico.

Occorre ricordare come a breve termine si tratti di aumenti ben difficilmente evitabili, vista la difficoltà di sostituzione e la bassa elasticità della domanda al prezzo, (secondo alcuni studi stimabile intorno a -0,056). Anche alla luce di un sistema industriale tipicamente caratterizzato dal peso delle imprese orientate all'export, le ricadute in termini di competitività paiono evidenti.

Figura 5.5 - Prezzo dell'energia elettrica per le imprese italiane al netto di IVA e imposte recuperabili, in c€/kWh. Situazione per classi di consumo in MWh/anno al I semestre 2018 e confronto con il II semestre 2017

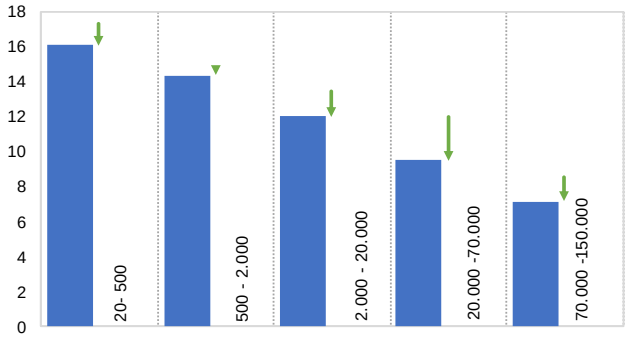


Figura 5.6 - Prezzo dell'energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 500-2.000 MWh/anno (c€/kWh)

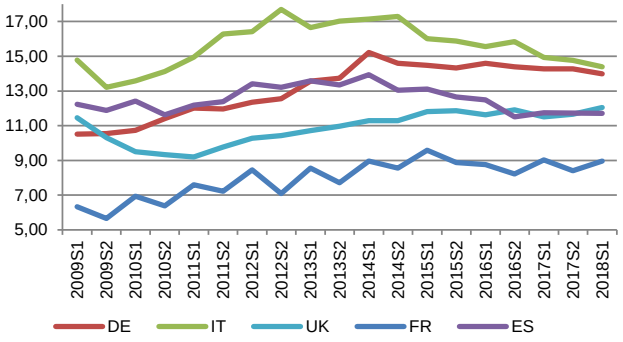
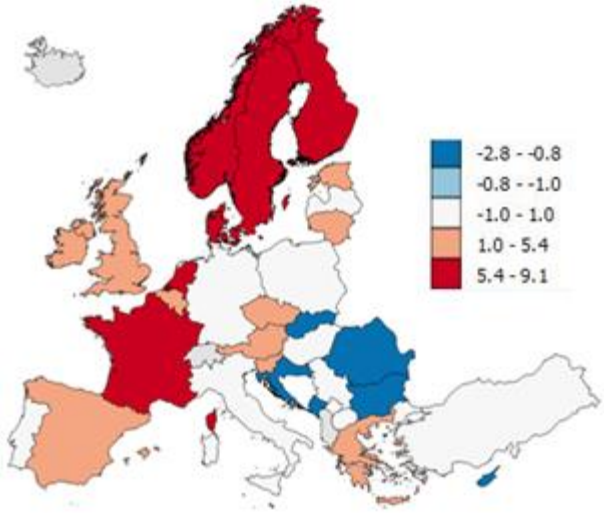


Figura 5.7 - Differenziale di costo dell'energia elettrica per le imprese italiane con consumo annuo tra 500 e 2.000 MWh/anno nel I semestre 2018. Dato al netto delle imposte recuperabili, espresso in c€ kWh in parità di potere d'acquisto



Prezzi per il consumatore domestico tipo. Aumento nel III e IV trimestre 2018. Parziale utilizzo in funzione anti-congiunturale dello strumento oneri di sistema.

I dati ARERA indicano che nel terzo e quarto trimestre il prezzo per il consumatore domestico tipo è al rialzo. Nel terzo segna un +6,5% rispetto al secondo; nel quarto +7,6% sul terzo, toccando un livello di 21,76 c€/kWh. In Figura 5.8 vengono riportati i prezzi in termini nominali e in termini reali. La rappresentazione del dato a prezzi reali in parte attenua l'impennata che si registra nel 2012, per lo più dovuta all'applicazione degli incentivi in favore del fotovoltaico e ai certificati verdi per fonti rinnovabili, e successivi sostituti. Pur visto in termini reali, il rialzo del prezzo negli ultimi due trimestri corrisponde al picco dell'ultimo decennio.
Il contributo delle diverse componenti all'effetto complessivo sul prezzo per il consumatore tipo varia nel tempo (Figura 5.9). Più in dettaglio, la spesa per oneri di sistema progredisce fino al 2016, approfittando anche della diminuzione del costo dell'energia, per poi subire un rallentamento. Nel III e IV trimestre 2018 subisce un ribasso, attenuando l'effetto del rialzo della componente energia.
La Figura 5.9 esplicita come nel decennio gli oneri di sistema si muovano sostanzialmente in direzione contraria ai costi di approvvigionamento, eccezion fatta per il già citato caso del 2012. La correlazione tra le due serie è fortemente negativa (r= -0,92), indice del fatto che gli oneri di sistema fino a questo momento sono stati usati, fin quando si è potuto, in funzione anti-ciclica. Nel terzo e quarto trimestre 2018 ciò risulta particolarmente evidente. Negli ultimi sei mesi dell'anno in corso l'aumento degli oneri di sistema viene di fatto sterilizzato, per un dichiarato tentativo di ammortizzare gli effetti dell'aumento a carico delle famiglie. In effetti, l'aumento del prezzo dall'inizio dell'anno è pari all'11,1%: senza la rimodulazione della componente oneri di sistema, *coeteris paribus*, sarebbe stato pari al 16,1%. Per il momento si cerca quindi di rispondere alle avverse variazioni esogene manovrando la leva para-fiscale. Come dichiarato dalla stessa Autorità di Regolazione, la rimodulazione è stata resa possibile anche in forza dell'aumento dei prezzi di borsa dell'elettricità, che ha ridotto la spesa per gli incentivi *feed in premium* e aumentato gli incassi della rivendita sul mercato da parte del GSE dell'energia incentivata con *feed in tariff*. Tuttavia, al momento in cui scriviamo, si prevede di recuperare dalle bollette del 2019 il minor gettito, per un ammontare pari a poco meno di un miliardo di euro.
È peraltro indicativo come nel III e IV trimestre, pur in presenza della suddetta rimodulazione, per le principali voci di finanziamento degli oneri di sistema si sia assistito addirittura ad un aumento (Figura 5.10), probabile indizio della loro centralità nel disegno complessivo. Già nella stessa relazione ARERA datata 2 agosto 2018 (*Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Anno 2017*) oltre il 70% degli oneri a carico del *Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate* veniva prospettato "stabile" o "in aumento".

Figura 5.8 - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo

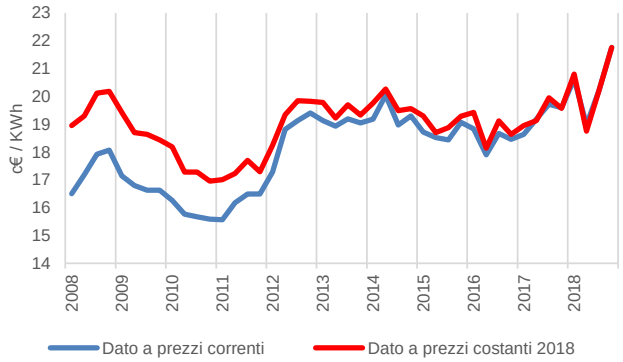


Figura 5.9 - Andamento delle componenti del prezzo per il consumatore tipo. Valori costanti a prezzi 2018

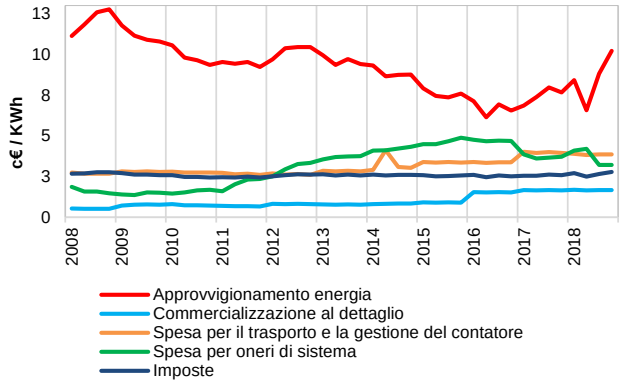
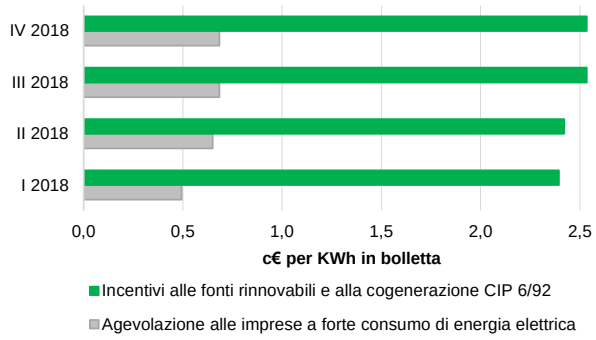


Figura 5.10 - Quantificazione del costo in bolletta per il consumatore domestico tipo delle due principali destinazioni degli oneri generali di sistema (c€/kWh)



Altro elemento sul quale sembra opportuno focalizzare l'attenzione è quello relativo alla differenza tra la componente "Approvvigionamento energia" per il consumatore domestico tipo e il Prezzo Unico Nazionale. Tale differenza può costituire una *proxy* del *mark-up* di cui beneficiano i fornitori di energia elettrica, una sorta di profitto lordo (dal quale andrebbero dedotti altri costi, come, solo per fare qualche esempio, quelli di marketing, di vendita, quelli dei servizi per il consumatore).
In linea teorica, in un mercato concorrenziale, la distanza tra le due grandezze dovrebbe mantenersi piuttosto stabile nel tempo, oltre che non esageratamente "grande". I valori storici di tale distanza sono espressi in Figura 5.11 e non sembrano suffragare pienamente tale ipotesi. Nell'ultimo decennio, un arco temporale sufficientemente ampio per la valutazione, il *mark-up* sembra essere caratterizzato da cicli con ampie oscillazioni (con una media che si può stimare tra 0,93 c€/kWh e 3,9 c€/kWh al 95% di confidenza, quindi con un range di variazione piuttosto elevato). In particolare, picchi intorno ai 4 c€/kWh sono stati raggiunti tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010 e nei primi nove mesi del 2014. Nel 2018 il valore oscilla tra 3 c€/kWh e 1,5 c€/kWh.

I prezzi al consumo in Italia vedono un allineamento con la media UE nel secondo semestre. Nell'ultimo decennio sono cresciuti meno che nei Paesi dell'Unione Europea.

I dati rappresentati in Figura 5.12 esprimono in valore corrente in euro il prezzo per quello che Eurostat definisce "consumatore domestico tipo" (un utente con consumo annuo compreso tra 2.500 e 5.000 kWh). È evidente come dal 2015 sia in atto una tendenza positiva per il nostro Paese, fino al compimento di un aggancio alla media dell'Unione, che avviene proprio nel I semestre 2018. I dati sono espressi in valore nominale, anziché in parità di potere d'acquisto, per l'indisponibilità di questi ultimi.
Infine, uno sguardo ai Paesi europei per il medesimo periodo 2008-2018 (Figura 5.13), sulla base dei dati Eurostat HICP (*Harmonized Index Consumer Price*), offre alcune indicazioni sulla dinamica occorsa nell'ultimo decennio. Mentre la media dei Paesi UE mostra un aumento con progressione quasi lineare, nel nostro Paese dalla metà del 2012 il prezzo *reale* staziona intorno a valori in linea con quelli passati. Il valore 105 in corrispondenza del terzo trimestre 2018 (l'ultimo dato disponibile) rivela che nell'ultimo decennio il prezzo al consumo dell'energia elettrica, deflazionato con l'indice generale dei prezzi al consumo, è cresciuto del 5%, contro il 20% di quello dell'Unione. In altre parole, confrontando le Figura 5.12 e Figura 5.13, si impone l'evidenza di prezzi stabili per le famiglie italiane negli ultimi tre-quattro anni, con una dinamica decennale in linea con il tasso d'inflazione.

Figura 5.11 - Differenza tra la componente "Approvvigionamento energia" per il consumatore domestico tipo e il Prezzo Unico Nazionale (c€/kWh)

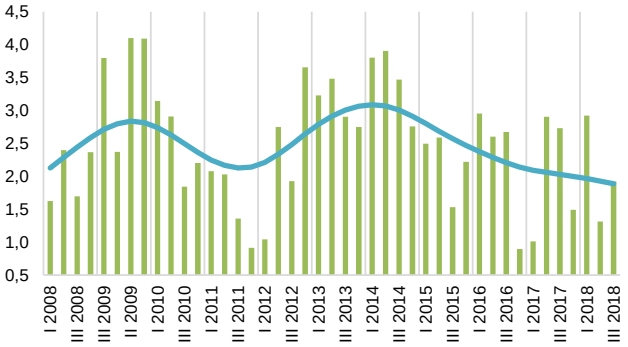


Figura 5.12 - Prezzo per l'utente domestico con consumo annuo compreso tra 2.500 e 5.000 kWh (€/kWh)

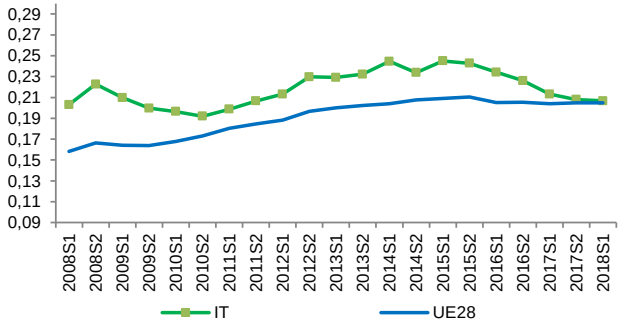
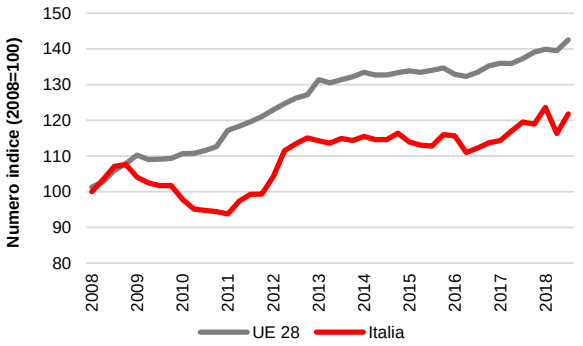


Figura 5.13 - Numero indice dei prezzi al consumo (HICP, Eurostat) per l'energia elettrica. Dati a prezzi reali



5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel III trimestre 2018 prezzo del gasolio in Italia ancora in aumento, ma ad un ritmo inferiore che nel resto d'Europa

Nel corso del III trimestre 2018 in media i prezzi al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) di tutti i Paesi europei considerati nell'analisi hanno subito un incremento rispetto al trimestre precedente, in linea con il trend dei tre trimestri precedenti (Figura 5.14). Per quanto attiene all'Italia, il prezzo medio nel trimestre è giunto a 1,51 €/litro, in aumento dell'1,7% rispetto al trimestre precedente, del 12% rispetto al III trimestre 2017. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno, i prezzi in Italia sono stati superiori di 7,4% rispetto allo stesso periodo del 2017. In una ottica di più lungo periodo (Figura 5.14), il prezzo medio del gasolio in Italia nel III trimestre 2018 conferma il trend di crescita degli ultimi due anni (ad eccezione del II e III trim. 2017).
Nello stesso periodo è invece cresciuto più rapidamente il prezzo medio nell'UE (arrivato a 1,36 €/litro): +2,1% rispetto al trimestre precedente, +15,7% rispetto al III trimestre 2018; complessivamente nei primi nove mesi dell'anno l'incremento è stato del 9,6% rispetto allo stesso periodo 2017. Si registra pertanto un avvicinamento dei prezzi italiani alla media UE-28, che passano da uno scostamento del 14,3% del 2012 all'11,15% del trimestre di analisi; si sottolinea come tale avvicinamento sia un fenomeno che contraddistingue i primi nove mesi del 2018: nel corso del 2017, infatti, lo scostamento medio percentuale tra prezzi nazionali e media UE-28 era ancora del 14%, come 5 anni prima, mentre nel 2018 si è assistiti ad un graduale avvicinamento (12,8% nei primi tre mesi, 11,6% nel II, 11,1% nel III).
Tra i 5 Paesi esaminati l'Italia continua in ogni caso ad essere quello con il prezzo più elevato, seppur a poca distanza dal Regno Unito (1,49 €/litro nel trimestre di analisi). Si sottolinea inoltre la sostenuta crescita dei prezzi registrata in Francia, pari al 16% rispetto ai primi nove mesi del 2017 (su base trimestrale si tratta dell'ottavo trimestre consecutivo di aumento tendenziale dei prezzi), arrivando sostanzialmente ad allinearsi con i prezzi di Italia e Gran Bretagna.

In Italia ancora in riduzione il prezzo industriale, in linea con i primi sei mesi dell'anno

Nel corso del III trimestre 2018 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è risultato in aumento del 3,4% rispetto al trimestre immediatamente precedente, del 27% rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale dato, pari a 0,623 €/litro, risulta in linea con il trend di crescita (in termini di variazioni congiunturali) dei tre precedenti trimestri. La crescita del prezzo industriale nel trimestre di analisi, sia in termini congiunturali che tendenziali, risulta quindi più sostenuta di quella osservata per i prezzi al consumo. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno l'incremento dei prezzi industriali in Italia è stato superiore al 16% (sia in termini tendenziali che congiunturali).
Rispetto alla tendenza media UE (Figura 5.15), si evidenzia come nel trimestre di analisi il prezzo industriale nazionale sia risultato inferiore ai valori della media UE-28, non accadeva dal 2016. Il dato del III trimestre risulta inoltre in linea con il trend di riduzione dei primi sei mesi dell'anno. A livello europeo i prezzi industriali nel corso del III trimestre 2018 sono aumentati mediamente in maniera leggermente più sostenuta di quelli italiani: del 4% rispetto al II trimestre precedente, del 29% rispetto allo stesso periodo del 2017; complessivamente nei primi nove mesi dell'anno l'incremento è stato superiore al 17% (sia in termini tendenziali che congiunturali). In riferimento ai principali Paesi UE, il prezzo industriale che si registra in Gran Bretagna si conferma significativamente al di sotto della media UE (-5,4%), anche se il gap si è ridotto di oltre un punto percentuale rispetto allo scostamento del II trimestre 2018; anche in Francia i prezzi ancora sotto la media UE (-3,4%), nonostante risultino in aumento negli ultimi quattro trimestri. In deciso aumento anche i prezzi industriali in Germania, +6,5% in termini congiunturali, riducendo il gap rispetto alla media UE a -1%.

Nei primi nove mesi 2018 in Italia l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio scende sotto quota 60%, ma ancora nettamente superiore al resto d'Europa

Così come osservato nel II trimestre dell'anno, in Italia nel corso del III trimestre 2018 l'incidenza percentuale della tassazione sui prezzi al consumo del gasolio è scesa sotto la soglia del 60%, arrivando a 58,8%. Tale riduzione risulta in linea con la tendenza del 2017: nel nostro Paese la tassazione è infatti passata dal 66,3% in media nel 2016, al 62,7% nel 2017, al 59,8% nel 2018. Come emerge dalla Figura 5.16, rispetto all'incidenza media UE, tuttavia la tassazione in Italia resta ancora di circa 5 punti percentuali al di sopra della media UE (53,6% nel trimestre di analisi), dal momento che l'incidenza della tassazione si è ridotta in media UE più rapidamente di quanto accaduto in Italia. La riduzione ha infatti riguardato tutti i principali Paesi UE.

Figura 5.14 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

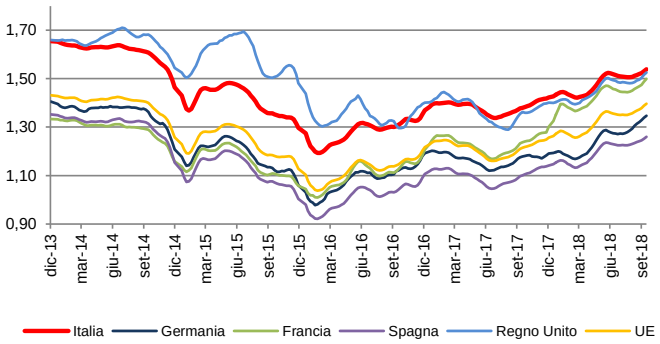


Figura 5.15 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

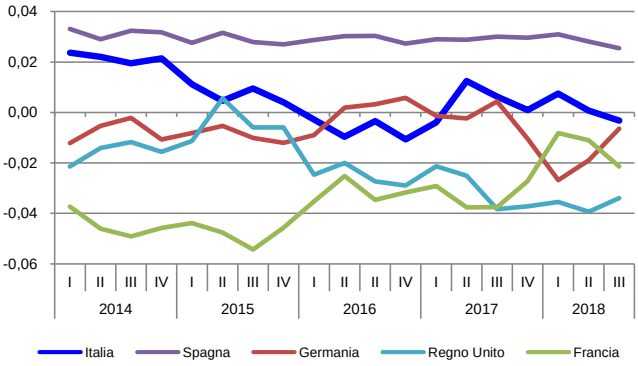
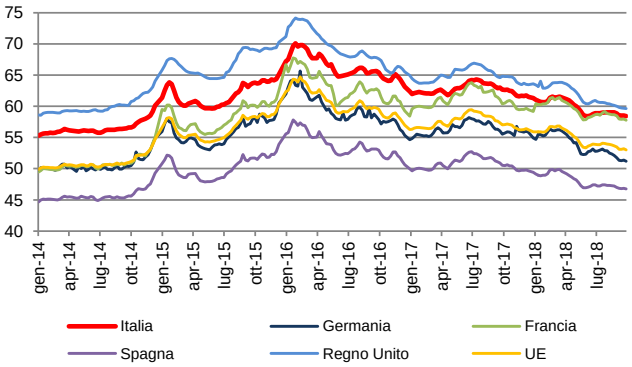


Figura 5.16 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3 Prezzi del gas naturale

Forte aumento dei prezzi gas nel corso del III trimestre, +17% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente

Nel corso del III trimestre 2018 i prezzi medi del gas naturale al netto di tasse ed imposte recuperabili sono stati pari a circa 10,6 €/GJ per i clienti con fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (si veda Nota metodologica), in netto aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente +17% (+14% la variazione congiunturale). Come emerge dalla Figura 5.17 tale dato rappresenta una notevole discontinuità rispetto ai precedenti quattro trimestri, nei quali l'incremento era risultato in media inferiore al punto percentuale.
In una ottica più di lungo periodo, la figura evidenzia come i prezzi osservati nel III trimestre 2018 siano tornati sui livelli registrati negli anni 2014 e 2015. L'incremento dei prezzi del trimestre in esame è imputabile al forte aumento della materia energia, +25% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 5.18). Incrementi anche più significativi sono stati registrati per la sola componente materia prima gas (Cmem), aumentata di oltre il 30% (in termini tendenziali), Complessivamente, nel confronto con i primi nove mesi del 2017 i prezzi medi registrati nel corso nel periodo gennaio-settembre 2018 risultano pertanto in netto aumento per le fasce di consumo medio-piccole, di oltre cinque punti percentuali.

Negli ultimi tre mesi del 2018 aumenta l'incremento dei prezzi del gas: +28% su base tendenziale

Secondo le elaborazioni ENEA sui dati ARERA, il IV trimestre 2018 sembra confermare il trend di forte ripresa dei prezzi osservato nel corso del trimestre precedente: i prezzi medi del gas naturale al netto di tasse ed imposte recuperabili sarebbero infatti aumentati a circa 11,7 €/GJ per i clienti in fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno, in crescita sia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+28%), che rispetto al trimestre immediatamente precedente (+10%). Così come commentato per il III trimestre dell'anno, il dato degli ultimi tre mesi del 2018 è da attribuire alla importante ripresa della componente materia prima gas CMEM, cresciuta di oltre il 40% rispetto al III trimestre 2017. Come emerge anche dalla Figura 5.19, il prezzo della materia prima ha proceduto con un trend di sostanziale crescita a partire dal minimo del II trimestre 2016.

Complessivamente nel 2018 prezzi del gas aumentati del 10% rispetto al 2017

Con riferimento ai primi nove mesi del 2018 il prezzo medio del gas al netto tasse ed imposte detraibili (fascia di consumi 1.000-10.000 GJ/anno) è stato pari a circa 10,5 €/GJ, in aumento di circa il 10% rispetto a quanto registrato nel corso del 2017.
L'aumento è imputabile, oltre che alla componente materia energia (+12%), anche al trasporto e gestione del contatore, aumentate entrambe di circa cinque punti percentuali rispetto all'anno 2017. Come emerge dalla Figura 5.20, gli oneri di sistema risultano in significativo aumento nei primi sei mesi dell'anno (+10% rispetto al I semestre 2017), mentre nel III trimestre sono rimasti sui livelli dell'anno precedente e infine nell'ultimo trimestre risultano inferiori dei circa il 9% rispetto al corrispondente trimestre del 2017.

Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

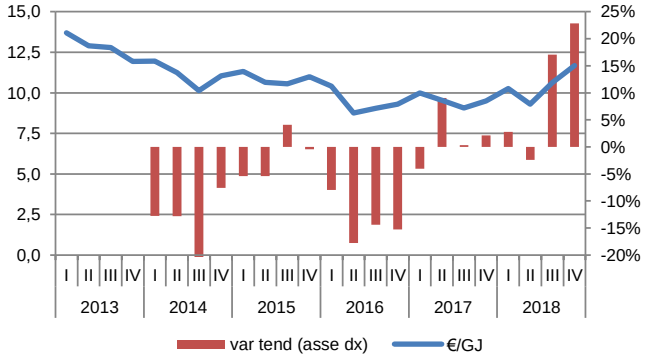


Figura 5.18 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)

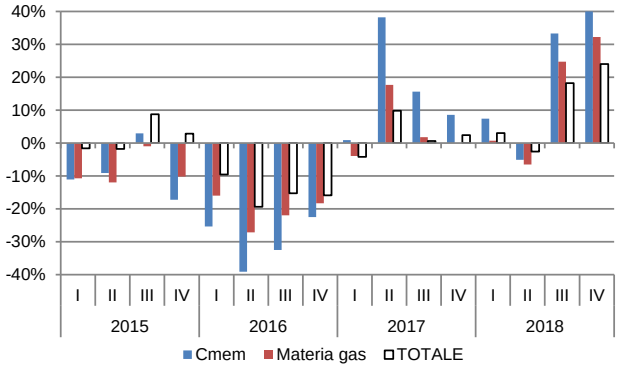


Figura 5.19 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ asse sin, % asse dx)

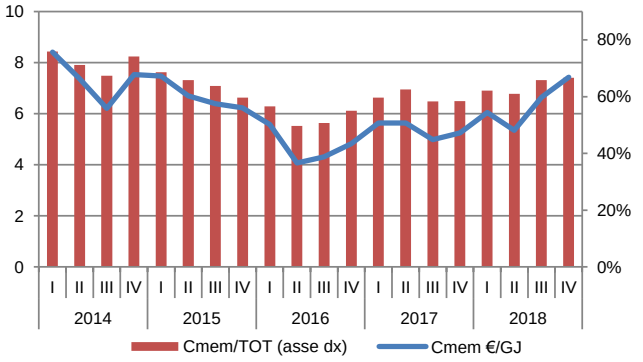
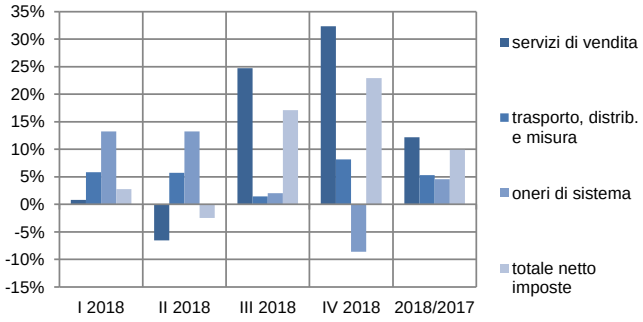


Figura 5.20 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)



In aumento il peso della componente materia energia nel corso del 2018, arrivata a quota 72% sul totale prezzo

In riferimento alle tre componenti della bolletta gas (servizi di vendita, trasporto, distribuzione e misura ed oneri di sistema), la Figura 5.21 mostra come il peso dei servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita) sia cresciuto nel corso del 2018 arrivando a rappresentare oltre il 72% della spesa totale nel IV trimestre, trainati dall'aumento del costo della materia prima. Mediamente nel 2018 il peso dei servizi di vendita ha rappresentato il 70% del totale spesa, contro il 68,7% del 2017.
In contrazione di circa un punto percentuale la quota di trasporto, distribuzione e misura, passati dal 24,8% del totale nel corso del 2017 al 23,7% nel 2018. Sostanzialmente stabile la quota degli oneri di sistema (risparmio energetico, compensazione quota commercializzazione, recupero morosità), pari a circa il 6,5% del totale.

In aumento i costi dei servizi infrastrutture, al Sud più lentamente che al Nord

In riferimento ai servizi per infrastrutture (trasporto, distribuzione e misura), la Figura 5.22 mostra come nel corso del IV trimestre 2018 i prezzi siano in aumento in tutti gli ambiti territoriali, mediamente di quasi otto punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017 (+9,5% la variazione congiunturale).
Nel corso del 2018 in riferimento alla zona SUD, il gap di prezzo rispetto alla zona nord-orientale è stato pari a circa il 78% in più, mentre nel corso del 2017 il divario era risultato anche maggiore, +80%. La Figura 5.23 riporta le variazioni congiunturali dei costi per i servizi di distribuzione nei due ambiti territoriali, da cui emerge come complessivamente nel corso del 2018 i costi per servizi di infrastrutture nella zona SUD siano aumentati meno che in quella nord-orientale (+3,6% e +5,2% rispettivamente).

Figura 5.21 - 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 GJ/anno (%)

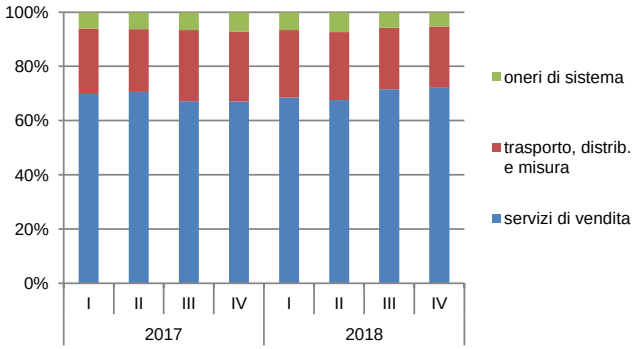


Figura 5.22 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ)

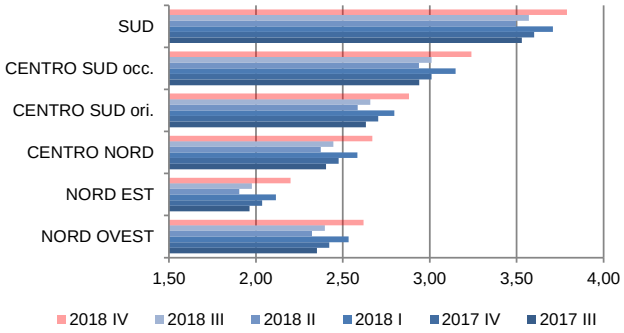
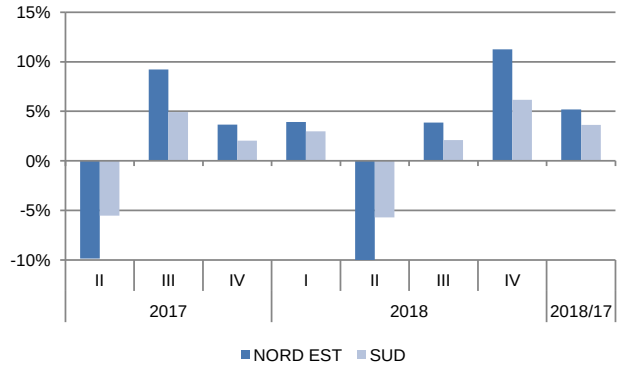


Figura 5.23 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno, Nord est e Sud (var. % congiunturale)



Per i consumatori industriali europei nei primi sei mesi dell'anno aumentano i prezzi del gas al netto di tasse e imposte recuperabili

In controtendenza con il trend di riduzione registrato fino alla seconda metà del 2017, nei primi sei mesi dell'anno in corso i prezzi medi del gas per i consumatori industriali al netto di tasse e imposte recuperabili sono in aumento Europa, in tutti i principali Paesi UE e per tutte le fasce di consumo. Secondo i dati Eurostat relativi al I semestre 2018 mediamente in Europa i prezzi del gas sono aumentati di circa 8 punti percentuali rispetto al semestre precedente; in termini tendenziali l'incremento medio risulta inferiore, circa il 4%.
I rincari meno marcati si sono avuti per i piccoli consumatori (fascia I2, 1.000-10.000 GJ/anno, Figura 5.24) per i quali il prezzo medio del gas in Europa è arrivato a 10,4 euro/GJ, in aumento di quasi il 5% rispetto al semestre precedente (+2% la variazione tendenziale).
Più elevati gli aumenti nelle fasce di consumo medio–alto: in termini di variazioni congiunturali il prezzo medio del gas in Europa è infatti aumentato del 9% nella fascia I3 (10.000-100.000 GJ/anno, Figura 5.25), dell'8% nella I4 (100.000-1.000.000 GJ/anno, Figura 5.26), di quasi il 10% nella I5 (1.000.000-4.000.000 GJ/anno, Figura 5.27).

In Italia i prezzi del gas aumentano più che nel resto d'Europa

Anche in Italia come visto in precedenza il prezzo del gas è in aumento: nei primi sei mesi dell'anno in corso il prezzo al netto di tasse e imposte recuperabili per i consumatori industriali è però aumentato in maniera più decisa che nel resto d'Europa. L'aumento minimo è riscontrato per i piccoli consumatori (+1,5% rispetto al II semestre 2017), fascia di consumo per la quale in Italia il prezzo del gas è decisamente più elevato che nel resto d'Europa. Il divario, pur se in parte ridotto nel corso del I semestre dell'anno, risulta tuttavia ancora notevole (+14,7%). Nelle altre fasce di consumo, in cui il prezzo nazionale (sempre al netto di tasse e imposte recuperabili) è invece inferiore a quello europeo, gli incrementi sono risultati più consistenti che nel resto d'Europa: +13% la variazione congiunturale per i consumatori industriali in Italia medio piccoli (I3), tra il 9% ed il 10% per i più grandi (I4 ed I5). Ne consegue un riallineamento dei prezzi del gas nazionali a quelli medi UE.

In tutti i principali Paesi UE prezzi in netto aumento, meno in Germania (+5%), molto più nel regno Unito (+14%)

La Germania è il Paese, tra quelli maggiormente industrializzati, in cui i prezzi del gas sono aumentati meno nei primi sei mesi dell'anno: in media del 5% rispetto al II semestre 2017. Gli aumenti maggiori rispetto alla seconda metà del 2017 hanno riguardato le fasce di consumo alto (+ 11% per la fascia I5), più contenute quelle per i consumatori industriali piccoli e medio piccoli (+5% per la I2, +3,5% per la I3), marginale invece l'aumento per le fasce di consumo medio grandi (+0,7% per la I4).
Sia in Spagna che in Francia i prezzi del gas sono aumentati in maniera meno decisa che nella media UE, circa il 6,5% in più in termini congiunturali. Gli aumenti hanno interessato maggiormente i consumatori medio grandi in Francia (+20% e +6% rispettivamente per le fasce di consumo I4 ed I5), mentre in Spagna si è registrato un aumento del 9% circa sia per le fasce medio piccole (I2) che grandi (I5).
Decisamente penalizzati i consumatori industriali del Regno Unito, in cui i prezzi del gas al netto di tasse ed imposte sono aumentati in media del 14% rispetto alla seconda metà dell'anno precedente. In questo caso i rincari più importanti sono stati registrati per le fasce di consumo medie (+16%).

Figura 5.24 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa, consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ)

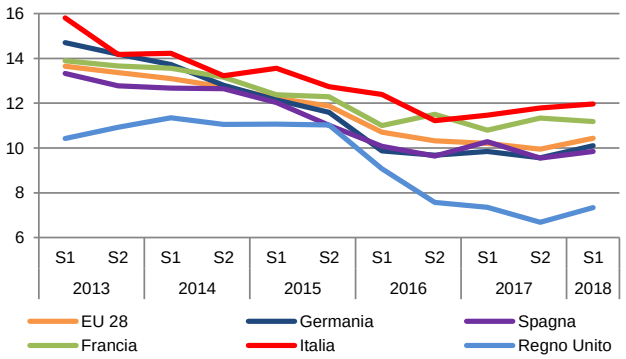


Figura 5.25 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa consumo 10.000-100.000 GJ/anno (€/GJ)

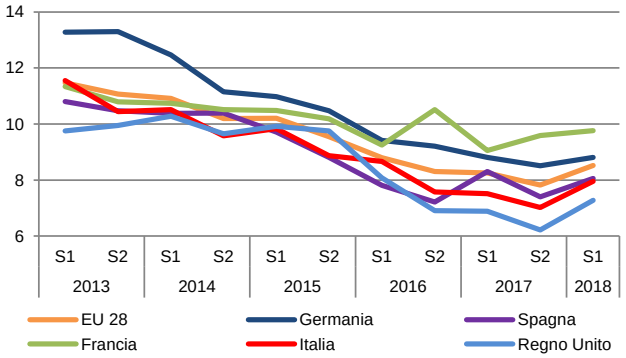


Figura 5.26 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa consumo 100.000-1.000.000 GJ/anno (€/GJ)

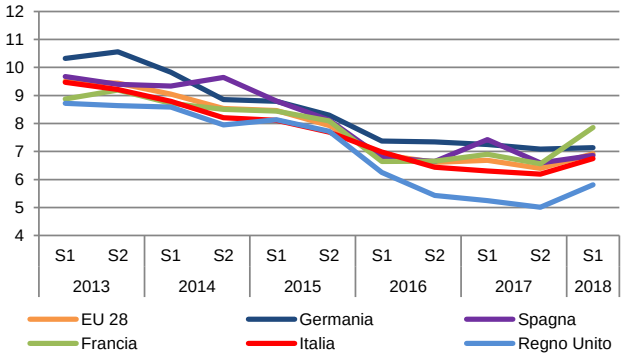
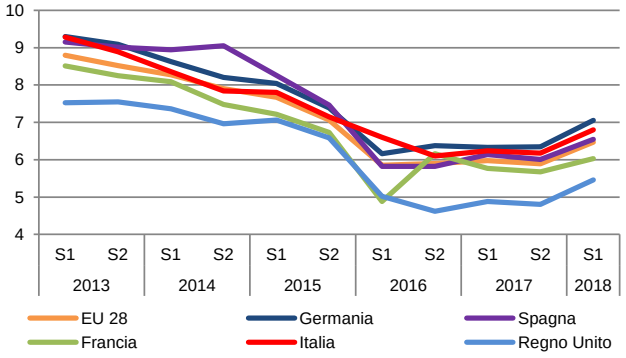


Figura 5.27 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa, consumo 1.000-4.000 TJ/anno (€/GJ)



In Europa tasse e imposte non recuperabili contribuiscono all'aumento dei prezzi del gas per i grandi consumatori

In riferimento alla fascia di consumo medio alta I4, nel corso dei primi sei mesi dell'anno i prezzi del gas al netto di tasse ed imposte recuperabili per i consumatori industriali sono aumentati in Europa di circa 0,5 euro/GJ rispetto alla seconda metà del 2017 (Figura 5.28). Tale incremento è imputabile per una parte non trascurabile (il 27% del totale) alle tasse ed imposte non recuperabili, cresciute di circa 0,14 euro/GJ rispetto al valore del II semestre 2017.
Per questa fascia di consumo le variazioni congiunturali più importanti si sono registrate in Francia: oltre 1,25 euro/GJ, di cui 0,45 euro per l'aumento delle tasse non recuperabili.
In Italia l'aumento di prezzo per questa fascia di consumatori risulta, in valori assoluti, in linea con il resto di Europa. D'altro canto, l'aumento del prezzo del gas in Italia (al netto di tasse e imposte recuperabili) è da attribuire solo in minima parte all'incremento delle tasse e imposte non deducibili (+0,04 euro/GJ rispetto al II semestre 2017). Anche nel Regno Unito i prezzi del gas per i consumatori industriali sono aumentati in maniera importante perla fascia I4 nel corso del I semestre dell'anno (+0,75 euro/GJ la variazione congiunturale), nonostante le tasse non recuperabili siano rimaste sostanzialmente stabili sui livelli del semestre immediatamente precedente. Marginale invece l'incremento in Germania.

A livello UE aumenta l'incidenza di tasse e imposte non recuperabili sia per i piccoli consumatori che per i grandi

Come emerge dalla Figura 5.29, il peso di tasse e imposte non recuperabili pesa sui prezzi del gas per i consumatori industriali (al netto di tasse e imposte recuperabili) per il 10% in Europa, per il 15% in Germania, molto meno in Italia e Spagna (circa il 2%).
Nel caso dei piccoli consumatori industriali in Europa le tasse non recuperabili pesano ancora di più: per oltre il 15% sul prezzo del gas (sempre al netto di tasse e imposte recuperabili, Figura 5.30). Contrariamente a quanto visto per le fasce di consumo medio alto, in Italia l'incidenza delle tasse non recuperabili risulta superiore al resto d'Europa: circa un quinto del totale del prezzo.
Un elemento di interesse risiede nel fatto che sia per i piccoli consumatori industriali (I2), che per quelli grandi (I4), in Europa nel corso dei primi sei mesi dell'anno si registra un incremento dell'incidenza delle tasse e imposte non recuperabili. Tale elemento si riscontra in maniera ancora più evidente in Francia, molto meno negli altri principali Paesi UE. In particolare, in Italia si registra una riduzione della quota per i piccoli consumatori ed un lieve incremento per i grandi consumatori industriali. In Germania le riduzioni, seppur marginali, riguardano invece entrambe le fasce di consumo.

Figura 5.28 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa nel I semestre 2018, fascia I4 (variazione congiunturale, euro/GJ)

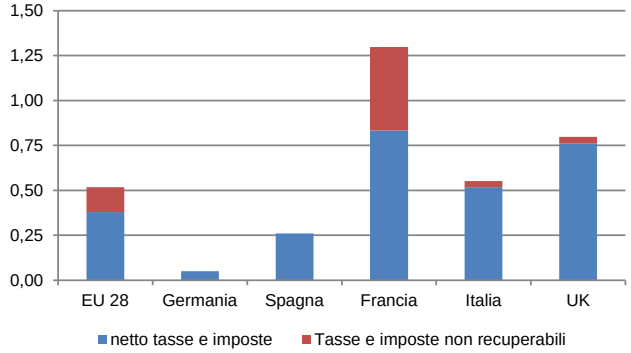


Figura 5.29 - Quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa, fascia I4 (consumo 100.000-1.000.000 GJ/anno, %)

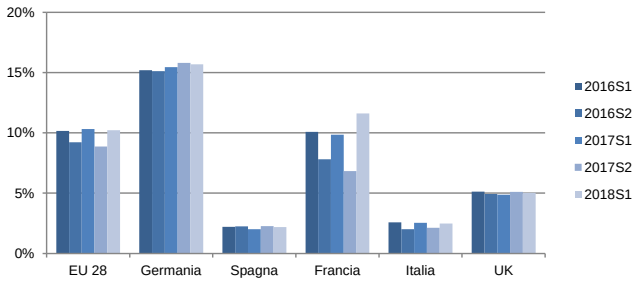
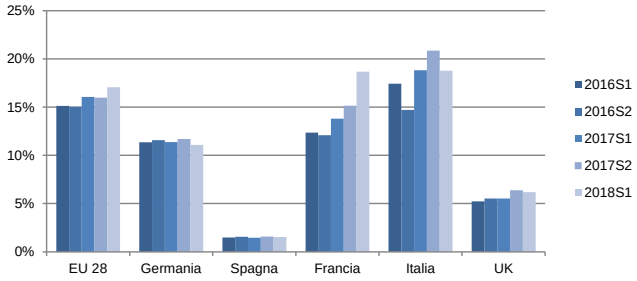


Figura 5.30 - Quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa, fascia I2 (consumo 1.000-10.000 GJ/anno, %)



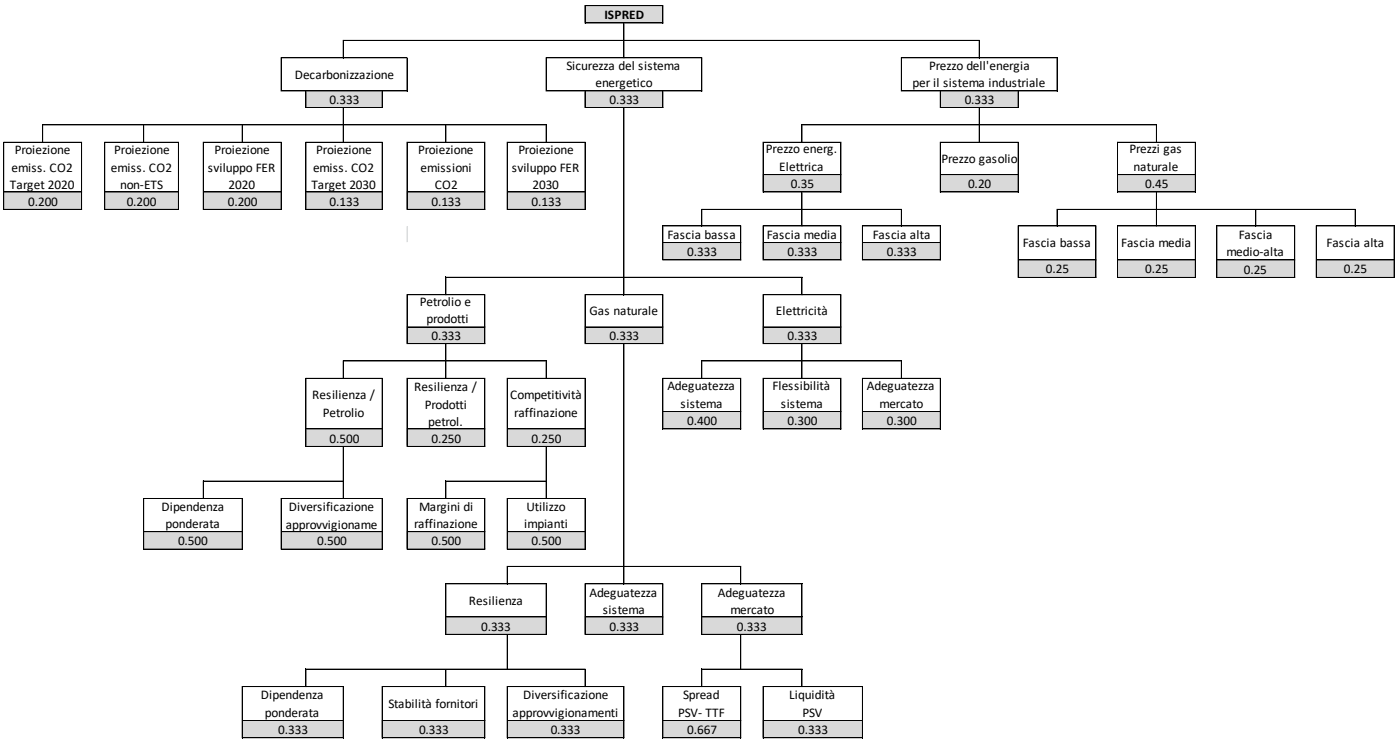
1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (III 2018 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo.

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). L'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a zero (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). L'indice è costituto dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni considerate, che hanno pari peso nel calcolo del valore dell'indice. Per ciascuna delle tre dimensioni sono stati considerati diversi indicatori, ai quali sono stati assegnati differenti pesi nel calcolo del contributo di ciascuna dimensione al valore complessivo dell'indice.

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 Tabelle che seguono spiegano il significato di ciascun indicatore.

Nella Tabella A sono descritti gli indicatori considerati per la dimensione "decarbonizzazione".

Nella Tabella B sono descritti gli indicatori della dimensione "sicurezza energetica". In questo caso vi è una colonna in più definita "settore" che elenca i diversi settori del sistema energetico, per ciascuno dei quali sono stati considerati diversi indicatori.

Nella successiva Tabella C sono descritti gli indicatori della dimensione "prezzi dell'energia per il sistema industriale". Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale sono stati considerati separatamente i prezzi per le diverse fasce di consumo.

Tabella A - Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

Dimensione	Indicatore - Descrizione	
Decarbonizzazione	Proiezione emissioni totali CO2 al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO_2 al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni; Pil =0,5% m.a. - Distanza dal target (Mt)
	Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO_2 al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni; Pil =0,5% m.a. - Distanza dal target (Mt)
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3-5 anni
	Proiezione emissioni totali CO2 al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO_2 al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni - Distanza dal target (Mt)
	Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO_2 al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni - Distanza dal target (Mt)
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3-5 anni

Tabella B - Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

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

Tabella C - Indicatori della dimensione Prezzi dell'energia per il sistema industriale

Dimensione	Indicatore - Descrizione	
Prezzi dell'energia per il sistema industriale	Prezzi energia elettrica per fascia di consumo (€/kWh)	20 - 500 MWh
		20 - 2.000 MWh
		500 - 20.000 MWh
	Prezzi gasolio	€/1000L
	Prezzi gas naturale per fascia di consumo (€/GJ)	1.000 - 10.000 GJ
		10.000 - 100.000 GJ
		100.000 - 1.000.000 GJ
		1.000.000 - 4.000.000 GJ

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

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

Figura 1.3 - 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.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

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

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

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

- PIL (peso 40%)
- Indice Produzione Industriale (peso 20%)
- Prezzi del gas e del petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)

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

La fonte dei dati sui prezzi di gas naturale è https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx.

La fonte dei dati sui prezzi del petrolio è il Fondo Monetario Internazionale:

- https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx.

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.tutiempo.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/
- https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx
- ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
- http://en.tutiempo.net/climate/italy.html
- ISTAT http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx
- AEEG www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls

Figura 2.2 - Evoluzione temporale di 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 - Principali driver dei consumi di energia (media mobile 4 termini, 2008=100)
Vedi Figura 2.1.

Figura 2.4 - Variazione di stime e proiezioni IEA circa la domanda e l'offerta di petrolio tra agosto e novembre 2018
Fonte dati: http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets

Figura 2.5 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx)
La fonte dei dati sulla produzione di petrolio è www.eia.gov

Figura 2.6 - Bilancio domanda/offerta (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale
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 2.11 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)
Nei consumi di energia primaria sono considerati:

- gas naturale (fonte MISE, bilancio mensile del gas naturale)
- petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MISE di consumi petroliferi);
- energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MISE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- import netto elettricità, valorizzato a 2200 kcal/kWh (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- solidi: comprendono carbone, biomasse e rifiuti destinati alla generazione elettrica; elaborazioni su dati mensili MISE (bollettino petrolifero), 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, http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp
- Bollettino petrolifero, MISE, http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp
- 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
- Newsletter Trimestrale Elettricità Futura, http://www.elettricitafutura.it/s/Energia-in-numeri/La-congiuntura-del-settore-elettrico_34.html

Figura 2.12 - Variazioni tendenziali dei consumi finali di energia (asse dx) e superindice ENEA (%)
Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.11.

Figura 2.13 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)
Variazione, rispetto all'anno precedente, dei consumi di energia primaria per le fonti: solidi (comprese biomasse usi elettrici), gas naturale, petrolio, rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico), import netto di elettricità.
Le variazioni sono espresse in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).
Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.11.

Figura 2.14 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, 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, http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp
- Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/

Figura 2.15 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)
Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx
- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 2.11.

Figura 2.16 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh)
Il modello è basato sulla procedura TRAMO-SEATS e fornisce per ogni mese un valore di previsione *one step ahead*. Per la previsione relativa al mese di aprile, ad esempio, il modello viene stimato avendo a disposizione la serie storica fino al mese di marzo. Se il valore osservato della richiesta cade all'interno dell'intervallo di previsione al 95% si può affermare, in termini

probabilistici, che il dato per quel mese non costituisce un valore anomalo. Al contrario, se il valore osservato cade, ad esempio, al di sopra del limite superiore, si può sostenere che si è verificato un evento piuttosto raro, che aveva una probabilità di occorrenza al massimo del 2,5%. Il vantaggio di questa procedura, una volta iterata ad ogni nuova disponibilità di dati, è che ad ogni step il modello si arricchisce di informazioni, addestrandosi ai cambiamenti.

Figura 2.17 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)
Vedi Nota Figura 2.11.

Figura 2.18 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx)
Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2008 al 2017 e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2006-2015. 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 2.19 - Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep)
Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.11.

Figura 2.20 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)
Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.11.

Figura 2.21 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)
Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.11.

Figura 2.22 - Consumi di energia nel trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)
Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp
- Aiscat Informazioni edizione mensile: media pesata dei dati del traffico veicolare dei veicoli pesanti e leggeri http://www.aiscat.it/pubb_mensili.htm?ck=1&sub=1&idl=4&nome=pubblicazioni&nome_sub=informazioni%20mensili
- Indice di Mobilità Rilevata (IMR) rilevato dall'ANAS, http://www.stradeanas.it/it/le-strade/osservatorio-del-traffico

Figura 2.23 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, var. tendenziale %)
Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia : vedi la nota di Figura 2.11
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

Figura 2.24 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100)
Vedi Nota Figura 2.23.

Figura 2.25 - Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)
Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 2.10
- l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 3.1 - Emissioni totali di CO_2 del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)
Evoluzione delle emissioni di CO_2 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 di CO_2 dei settori ETS e ESD (variazioni tendenziali trimestrali %)
La suddivisione delle emissioni di CO_2 tra settori ETS e settori non-ETS è una stima ENEA a partire da dati ISPRA e EEA:

- http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view
- 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 7).
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 di CO_2 nei settori di uso finale (variazioni tendenziali, kt CO2)

Vedi Nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.4 - Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO_2 del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO_2/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 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 (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh)

Vedi Nota Figura 2.10.

Figura 3.6 - Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

Vedi Nota Figura 2.10, Figura 3.1, Figura 3.2.

Figura 3.7 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO2 dei veicoli immatricolati (gCO_2/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 3.9

Figura 3.9 - Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

La variazione delle emissioni di CO_2 è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

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

La formula lega le emissioni annue di CO_2 all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO_2/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO_2 derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

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

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO_2 sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti di Kaya.
Nel documento viene proposta una variante della Identità di Kaya tradizionale, alla quale viene aggiunta la quota di energia da fonti fossili sul totale del fabbisogno energetico (Fossili/Energia):

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

La Figura 3.9 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2010.

Figura 3.10 - Emissioni di CO_2 in Italia e suoi driver (2010=100)

Vedi Nota Figura 3.1.

Figura 3.11 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale (metodologia Eurostat, % asse sin)

Vedi Nota Figura 2.10.

Figura 3.12 - Risorse rare impiegate nella fabbricazione di prodotti afferenti ai comparti low-carbon

Fonte: Deloitte Sustainability, British Geological Survey, Bureau de Recherches Géologiques et Minières, Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. Study on the review of the list of Critical Raw Materials, Luxembourg, Publications Office of the European Union, June 2017.

Figura 3.13 - Indicazione del Paese con la principale dotazione mondiale per le diverse risorse rare impiegate nella fabbricazione di prodotti afferenti ai comparti low-carbon

Vedi Nota Figura 3.12.

Figura 3.14 - Saldi normalizzati per l'Italia
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 3.15 - Saldi normalizzati per il resto dell'Unione Europea
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 3.16 - Andamento delle esportazioni e delle importazioni italiane di prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 3.17 - Provenienza geografica delle importazioni (a) e destinazione geografica delle esportazioni (b) di prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 3.18 - Saldi normalizzati per il comparto fotovoltaico (*Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells e Light-emitting diodes, incl. laser diodes*) distinti per area geografica del partner commerciale
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 3.19 - Andamento dei saldi normalizzati per Italia e Spagna relativamente ai prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*
Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbbl/g)
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA, Oil Market report anno 2018, vari mesi.

Figura 4.2 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale 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 4.5 - 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 4.6 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)
L'export netto dei principali prodotti petroliferi è espresso come la differenza tra la quantità (kt) di prodotto esportato e quella importata. In caso di valore negativo si tratterà di import netto e le quantità sono rappresentate sulla parte negativa dell'asse verticale.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.7 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio
Rappresenta un indicatore del bilanciamento tra la produzione ed il consumo interno di gasolio per l'Italia ed altre realtà UE. I dati in ingresso sono l'output dalle raffinerie e il consumo interno osservato.
Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.8 - Rapporto tra produzione/consumi di benzina
Rappresenta un indicatore del bilanciamento tra la produzione ed il consumo interno di benzina per l'Italia ed altre realtà UE. I dati in ingresso sono l'output dalle raffinerie e il consumo interno osservato.
Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.9 - Margini di raffinazione ($/bbl) per diverse aree geografiche
Margini della raffinazione per quattro aree geografiche.
Fonti dati:

- MED: margini di una raffineria dell'area Mediterranea che utilizza miscela di petrolio Brent e 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 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 4.11 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

- Il dato sulla percentuale di utilizzo degli impianti è stato elaborato sulla base dei dati mensili forniti dalla IEA: https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (variazione tendenziale %)
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 (variazione tendenziale %)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database.

Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in tre Paesi europei (ktep)
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.
Fonte dati: http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview

Figura 4.15 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m^3)
La figura descrive, in ogni mese dell'anno, il range compreso tra i valori minimi e massimi della domanda europea di gas naturale (rappresentato dall'area colorata). Le linee continue rappresentano la domanda europea di gas nel 2017 e nel 2018.
Fonte dati: Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database

Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm^3, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)
Fonti dati:
- IEA, Gas trade flows
- Prezzo medio 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): elaborazioni ENEA su dati Destatis.de: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergyPriceTrends.html;jsessionid=38C95F88A34F8AB945DA2A231F8368AE.InternetLive2
- Prezzo medio mensile dell'LNG spot importato in Giappone: http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html

Figura 4.17 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia (%)
Fonte dati: IEA, Gas trade flows

Figura 4.18 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm^3)
Fonte dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.19 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m^3)
Fonte dati: vedi nota della Figura 4.18.

Figura 4.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm^3)
Fonte dati: vedi nota della Figura 4.18.

Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm^3)
Fonte dati: vedi nota della Figura 4.18.

Figura 4.22 - Import mensile di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx)
Fonti dati:
- SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx
- Prezzo medio mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): elaborazioni ENEA su dati Destatis.de: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergyPriceTrends.html;jsessionid=38C95F88A34F8AB945DA2A231F8368AE.InternetLive2

Figura 4.23 - Diversificazione delle importazioni italiane di gas naturale – Minimo giornaliero su base trimestrale (NB: valore massimo dell'indice)
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 - Indice N-1 per l'Italia (con ridotta disponibilità del gasdotto TENP, Mm^3/g).
L'indicatore N-1 descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, occorrente con la probabilità di una volta ogni 20 anni. Le infrastrutture includono la rete di trasmissione, la produzione e gli impianti di LNG e stoccaggio connessi alla rete.

$$N-1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%$$

- N-1 = percentuale della capacità tecnica delle infrastrutture di soddisfare il picco giornaliero di domanda di gas naturale in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione
- D_{max} = Domanda giornaliera totale di gas in un giorno di domanda eccezionale (massimo ventennale)
- EP_m = Technical capacity of entry points other than production, LNG and storage
- P_m = Massima capacità di produzione giornaliera interna
- S_m = massima capacità di erogazione giornaliera dagli stoccaggi

- LNG_m = Massima capacità di importazione dai terminali di liquefazione
- I_m = Capacità tecnica della maggiore infrastruttura di importazione

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati SNAM Rete Gas, MiSE, fonti varie

Figura 4.25 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) 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
- Per il prezzo mensile al PSV Newsletter mensile GME, http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx

Figura 4.26 - Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)
La fonte dei dati è https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59

Figura 4.28 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.29 - 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 4.30 - 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.

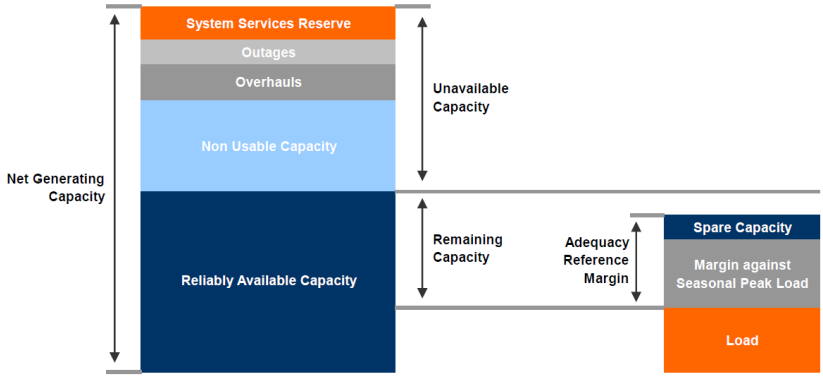
Figura 4.31 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.32 - Massima penetrazione delle FRNP (%)
Percentuale massima di penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili rispetto alla domanda:
Fonti dati: Elaborazioni ENEA su dati Terna, *Ex post data on the actual generation*.

Figura 4.33 - 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 4.34 - 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* (Grafico 2).

Grafico 2 - 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 4.35 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV nel II trimestre 2018 (€/MWh)
Fonte dati: http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx

Figura 4.36 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima - III trim.2017 vs III trim.2018
Fonte dati: Newsletter mensile GME, http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx

Figura 4.37 - 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 4.38 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3
I prezzi relativi alla fascia oraria F1 (ore di punta) sono i prezzi che si formano sul mercato dalle ore 8.00 alle ore 19.00 dei giorni feriali (escluse festività nazionali). La fascia F23 rappresenta tutte le altre ore, cioè le ore F2 (ore intermedie) e le ore F3 (fuori picco), che riguardano l'intera giornata della domenica e dei festivi e le ore dalle 23.00 alle 7.00 dal lunedì al sabato.
Fonte dati: GME, http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx

Figura 4.39 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (%, asse dx)
Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall'AEEGSI (*Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014/I/eelcome*), per il costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato si è utilizzato il prezzo del gas naturale registrato al PSV.

Figura 4.40 - Prezzo medio orario nella borsa elettrica, III trimestre 2018 (€/MWh)
Fonti dei dati:
- http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx

Box - Prezzi EUA e switching price
Concettualmente, posto che il profitto (riferito all'unità di misura del MWh) corrisponde a:
Profitto = Prezzo dell'elettricità - Prezzo del combustibile,
sono definiti "spark spread" e "dark spread" i profitti corrispondenti rispettivamente all'uso del gas e del carbone come combustibili.
In particolare, il prezzo del combustibile dev'essere corretto per l'efficienza termica dell'impianto, sicchè ponendo:
Pe = prezzo elettricità;
Pg = prezzo del gas;
Pc = prezzo del carbone;
rg = efficienza termica dell'impianto a gas;
rc = efficienza termica dell'impianto a carbone
si ha che:
Spark spread = Pe - Pg (1 / rg);
Dark spread = Pe - Pc (1 / rc).
laddove rg e rc assumono normalmente valori pari rispettivamente a 50-60% e 30-40%.
Da queste relazioni si perviene a definire il Clean spark spread ed il Clean dark spread, sottraendo allo spark spread ed al dark spread il prezzo dei permessi moltiplicato per l'intensità carbonica del rispettivo combustibile (gas e carbone). Indicando con:
PE = prezzo permessi di emissione; Eg = emissioni per MWh da gas; Ec = emissioni per MWh da carbone
si ha:
Clean spark spread = Pe - [Pg (1 /rg) + PE Eg]
Clean dark spread = Pe - [Pc (1 / rc) + PE Ec].
Lo switching price (SP) è definito come:
SP = (Pg/rg - Pc/rc) / Ec - Eg
con Ec pari a circa 2-2,5 Eg, e corrisponde al prezzo implicito dei permessi di emissione (PE) che eguaglierebbero la profittabilità degli impianti a gas a quella degli impianti a carbone. Il costo marginale di un credito (ossia di abbattimento delle emissioni) dovrebbe infatti in teoria corrispondere allo switching price.
Un' analisi più raffinata dovrebbe tuttavia tener conto anche di un altro parametro, costituito dall'elasticità di sostituzione tra fonti. Il cambiamento del mix energetico può essere infatti più o meno rigido per ragioni strutturali e/o congiunturali, traducendosi comunque in un costo aggiuntivo che, a seconda dei casi, può risultare trascurabile ma anche significativo. Inoltre, in particolare nei momenti di picco di domanda diurna, diviene più efficiente e conveniente il ricorso alle rinnovabili e in particolare al fotovoltaico, sicché lo switch avviene a favore di questi ultimi piuttosto che degli impianti a gas a ciclo combinato.
Un'analisi più raffinata dovrebbe tuttavia tener conto anche di un altro parametro, costituito dall'elasticità di sostituzione tra fonti. Il cambiamento del mix energetico può infatti rivelarsi più o meno soggetto a rigidità e strozzature per ragioni strutturali e/o congiunturali traducendosi comunque in un costo aggiuntivo che, a seconda dei casi, può risultare trascurabile ma anche significativo.

Inoltre, in particolare nei momenti di picco di domanda diurna, diviene più efficiente e conveniente il ricorso alle rinnovabili e in particolare del fotovoltaico, sicché lo switch avviene a favore di questi ultimi piuttosto che degli impianti a gas a ciclo combinato.

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:

	MWh/a, lim. inf.	MWh/a, lim. sup.	MWH/a, mediana	Tensione	Potenza imp. (kW)
Piccola	100	300	168	BT	95
Medio-piccola	300	1200	557	BT	257
Media	1.200	10.000	2.505	MT	984
Medio-grande	10.000	70.000	40.000	AT	10.000
Grande	70.000	150.000	100.000	AAT	25.000

Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)
Per i valori relativi alle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. I valori presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh.
La componente PD viene considerata come media semplice dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento. Il grafico mostra la variazione percentuale della componente PD da un trimestre a quello successivo. La componente PE viene considerata come media ponderata dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento e per ciascuna fascia di consumo. I pesi assegnati sono 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. Il grafico mostra la variazione percentuale delle componenti PD e PE da un trimestre a quello successivo.

Figura 5.3 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh)
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.4 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il piccolo consumatore non domestico in bassa tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. IV trimestre 2018
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.5 - Prezzo dell'energia elettrica per le imprese italiane al netto di IVA e imposte recuperabili, in c€/kWh. Situazione per classi di consumo in MWh/anno al I semestre 2018 e confronto con il II semestre 2017
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.
Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat (Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. Non considera eventuali sconti in favore delle industrie energivore nei diversi Paesi . La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale.

Figura 5.6 - Prezzo dell'energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 500-2.000 MWh/anno (c€/kWh)
Vedi Nota Figura 5.5.

Figura 5.7 - Differenziale di costo dell'energia elettrica per le imprese italiane con consumo annuo tra 500 e 2.000 MWh/anno nel I semestre 2018. Dato al netto delle imposte recuperabili, espresso in c€ kWh in parità di potere d'acquisto
Vedi Nota Figura 5.5.

Figura 5.8 - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.9 - Andamento delle componenti del prezzo per il consumatore tipo. Valori costanti a prezzi 2018
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.10 - Quantificazione del costo in bolletta per il consumatore domestico tipo delle due principali destinazioni degli oneri generali di sistema (c€/kWh)
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.11 - Differenza tra la componente "Approvvigionamento energia" per il consumatore domestico tipo e il Prezzo Unico Nazionale (c€/kWh)
Elaborazioni ENEA su dati ARERA e GME.

Figura 5.12 - Prezzo per l'utente domestico con consumo annuo compreso tra 2.500 e 5.000 kWh (€/kWh)
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.13 - Numero indice dei prezzi al consumo (HICP, Eurostat) per l'energia elettrica. Dati a prezzi reali
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.14 - 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 5.15 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)
Vedi Nota Figura 5.14.

Figura 5.16 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)
Vedi Nota Figura 5.14.

Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)
La fascia di consumi annui è tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non al numero di dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, per lo più allacciata alla rete di distribuzione, è definita piccola utenza industriale. La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per la piccola utenza è basata sui corrispettivi per i "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" al netto delle imposte definiti trimestralmente da ARERA per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. Si è ipotizzata una perfetta corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. I valori si riferiscono a un consumo annuo tra 5.000 e 200.000 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 5.18 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var. % tendenziale)
Vedi Nota Figura 5.17.

Figura 5.19 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ asse sin, % asse dx)
Vedi Nota Figura 5.17.

Figura 5.20 - 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 5.17.

Figura 5.21 - 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 GJ/anno (%)
Vedi Nota Figura 5.17.

Figura 5.22 - 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)
I costi dei servizi delle infrastrutture (di distribuzione, misura e trasporti) variabili per ambiti territoriali fanno riferimento ai dati trimestrali forniti da ARERA per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela e che si collocano nelle fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno. Gli ambiti tariffari, è cioè le aree geografiche dove trovano applicazione le tariffe per il servizio di distribuzione, sono:
• nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
• nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
• centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
• centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
• centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
• meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

Figura 5.23 - 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, Nord est e Sud (var. % congiunturale)
Vedi Nota Figura 5.22.

Figura 5.24 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa, consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity prices
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 5.25 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa consumo 10.000-100.000 GJ/anno (€/GJ)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity prices
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 5.26 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa consumo 100.000-1.000.000 GJ/anno (€/GJ)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity prices
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 5.27 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa, consumo 1.000-4.000 TJ/anno (€/GJ)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity prices
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 5.28 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa nel I semestre 2018, fascia I4 (variazione congiunturale, euro/GJ)
Variazione assoluta tra il prezzo del gas al netto di tasse ed imposte nei principali Paesi UE tra il I semestre 2018 ed il II semestre 2017. Per ciascun Paese è evidenziato il contributo alla variazione del prezzo derivante da incrementi/decrementi delle tasse ed imposte non recuperabili per lo stesso periodo di riferimento
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity prices
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 5.29 - Quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa, fascia I4 (consumo 100.000-1.000.000 GJ/anno, %)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity prices
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

Figura 5.30 - Quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa, fascia I2 (consumo 1.000-10.000 GJ/anno, %)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat Energy Statistics prices - Natural gas and electricity pricese
Fonte dati Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (III 2018 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo 6
Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico 7
Figura 1.3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx) 7
Figura 2.1-Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (var.% trimestrale tendenziale e 2008=100) 8
Figura 2.2 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %) 8
Figura 2.3 Principali driver (media mobile 4 termini,2008=100) 8
Figura 2.4 - Variazione di stime e proiezioni IEA circa la domanda e l'offerta di petrolio tra agosto e novembre 2018 9
Figura 2.5 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx) 9
Figura 2.6 - Bilancio domanda/offerta (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale 9
Figura 2.7 - Prezzo del gas naturale (€/MWh) 10
Figura 2.8 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%) 10
Figura 2.9 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO2) 11
Figura 2.10 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO2) e prezzo del gas naturale al TTF (€/MWh) 11
Figura 2.11 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx) 13
Figura 2.12 - Variazioni tendenziali dei consumi finali di energia (asse dx) e superindice ENEA (%) 13
Figura 2.13 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep) 13
Figura 2.14 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep) 14
Figura 2.15 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx) 14
Figura 2.16 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh) 14
Figura 2.17 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep) 15
Figura 2.18 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx) 15
Figura 2.19 - Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep) 15
Figura 2.20 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep) 16
Figura 2.21 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep) 16
Figura 2.22 - Consumi di energia nel trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %) 16
Figura 2.23 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, var. tendenziale %) 17
Figura 2.24 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100) 17
Figura 2.25 - Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale) 17
Figura 3.1 - Emissioni totali di CO_2 del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale) 18
Figura 3.2 - Emissioni di CO_2 dei settori ETS e ESD (variazioni tendenziali trimestrali %) 18
Figura 3.3 - Emissioni di CO_2 nei settori di uso finale (variazioni tendenziali, kt CO_2) 18
Figura 3.4 - Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.) 19
Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh) 19
Figura 3.6 - Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri) 20
Figura 3.7 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO_2 dei veicoli immatricolati (gCO_2/km, asse dx) 20
Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre) 20
Figura 3.9 - Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var.% tendenziali) 21
Figura 3.10 - Emissioni di CO_2 in Italia e suoi driver (2010=100) 21
Figura 3.11 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale (metodologia Eurostat, % asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx) 21
Figura 3.12 - Risorse rare impiegate nella fabbricazione di prodotti afferenti ai comparti low-carbon 23
Figura 3.13 - Indicazione del Paese con la principale dotazione mondiale per le diverse risorse rare impiegate nella fabbricazione di prodotti afferenti ai comparti low-carbon 23
Figura 3.14 - Saldi normalizzati per l'Italia 25
Figura 3.15 - Saldi normalizzati per il resto dell'Unione Europea 25
Figura 3.16 - Andamento delle esportazioni e delle importazioni italiane di prodotti denominati Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells 25

Figura 3.17 - Provenienza geografica delle importazioni (a) e destinazione geografica delle esportazioni (b) di prodotti denominati Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells 25
Figura 3.18 - Saldi normalizzati per il comparto fotovoltaico (Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells e Light-emitting diodes, incl. laser diodes) distinti per area geografica del partner commerciale 26
Figura 3.19 - Andamento dei saldi normalizzati per Italia e Spagna relativamente ai prodotti denominati Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells 26
Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbbl/g) 27
Figura 4.2 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale trimestrale asse sx) 27
Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %) 27
Figura 4.4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Europa (asse dx, kt) e in Italia (asse sin,. kt) 28
Figura 4.5 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt) 28
Figura 4.6 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt) 28
Figura 4.7 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio 29
Figura 4.8 - Rapporto tra produzione/consumi di benzina 29
Figura 4.9 - Margini di raffinazione ($/bbl) per diverse aree geografiche 30
Figura 4.10 - Differenziale tra Brent e WTI e tra i margini di raffinazione in USA e in Europa /$/bbl) 30
Figura 4.11 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche 30
Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (variazione tendenziale %) 31
Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (variazione tendenziale %) 31
Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in tre Paesi europei (ktep) 31
Figura 4.15 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m^3) 31
Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm^3, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx) 32
Figura 4.17 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia (%) 32
Figura 4.18 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm^3) 33
Figura 4.19 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m^3) 33
Figura 4.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm^3) 33
Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm^3) 33
Figura 4.22 - Import mensile di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx) 34
Figura 4.23 - Diversificazione delle importazioni italiane di gas naturale – Minimo giornaliero su base trimestrale (NB: valore massimo dell'indice) 34
Figura 4.24 - Indice N-1 per l'Italia (con ridotta disponibilità del gasdotto TENP) 35
Figura 4.25 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx) 35
Figura 4.26 - Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh) 35
Figura 4.27 - Domanda giornaliera (MSm^3, asse sn) e prezzo sul Mercato Infragiornaliero (€/MWh, asse dx) nei periodi 15 febbraio-15 marzo 2018 e 7 gennaio-3 febbraio 2017 36
Figura 4.28 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh) 37
Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh) 37
Figura 4.30 - Punta di domanda in potenza (GW) 37
Figura 4.31 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx) 37
.Figura 4.32 - Massima penetrazione delle FRNP (%) 38
Figura 4.33 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini) 38
Figura 4.34 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1 % delle ore più critiche) 38
Figura 4.35 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV nel II trimestre 2018 (€/MWh) 38
Figura 4.36 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima-III trim.2017 vs III trim.2018 39
Figura 4.37 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel III trimestre 2018 (€/MWh) 39
Figura 4.38 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 39
Figura 4.39 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (%, asse dx) 39
Figura 4.40 - Prezzo medio orario nella borsa elettrica, III trimestre 2018 (€/MWh) 40
Figura 5.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh) 42
Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW). 42
Figura 5.3 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh). 42
Figura 5.4 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il piccolo consumatore non domestico in bassa tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. IV trimestre 2018 . 42

Figura 5.5 - Prezzo dell'energia elettrica per le imprese italiane al netto di IVA e imposte recuperabili, in c€/kWh. Situazione per classi di consumo in MWh/anno al I semestre 2018 e confronto con il II semestre 2017 43
Figura 5.6 - Prezzo dell'energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 500-2.000 MWh/anno (c€/kWh) 43
Figura 5.7 - Differenziale di costo dell'energia elettrica per le imprese italiane con consumo annuo tra 500 e 2.000 MWh/anno nel I semestre 2018. Dato al netto delle imposte recuperabili, espresso in c€ kWh in parità di potere d'acquisto 43
Figura 5.8 - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo 44
Figura 5.9 - Andamento delle componenti del prezzo per il consumatore tipo. Valori costanti a prezzi 2018 44
Figura 5.10 - Quantificazione del costo in bolletta per il consumatore domestico tipo delle due principali destinazioni degli oneri generali di sistema (c€/kWh). 44
Figura 5.11 - Differenza tra la componente "Approvvigionamento energia" per il consumatore domestico tipo e il Prezzo Unico Nazionale (c€/kWh). 45
Figura 5.12 - Prezzo per l'utente domestico con consumo annuo compreso tra 2.500 e 5.000 kWh (€/kWh) 45
Figura 5.13 - Numero indice dei prezzi al consumo (HICP, Eurostat) per l'energia elettrica. Dati a prezzi reali 45
Figura 5.14 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro) 46
Figura 5.15 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro) 46
Figura 5.16 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%) 46
Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx) 47
Figura 5.18 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (var.% tendenziale) 47
Figura 5.19 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ asse sin, % asse dx) 47
Figura 5.20 - 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) 47
Figura 5.21 - 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 GJ/anno (%) 48
Figura 5.22 - 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) 48
Figura 5.23 - 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, Nord est e Sud (var. % congiunturale) 48
Figura 5.24 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa, consumo 1.000-10.000 GJ/anno (€/GJ) 49
Figura 5.25 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa consumo 10.000-100.000 GJ/anno (€/GJ) 49
Figura 5.26 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa consumo 100.000-1.000.000 GJ/anno (€/GJ) 49
Figura 5.27 - Prezzi gas al netto di tasse e imposte recuperabili in Europa, consumo 1.000-4.000 TJ/anno (€/GJ) 49
Figura 5.28 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa nel I semestre 2018, fascia I4 (variazione congiunturale, euro/GJ) 50
Figura 5.29 - Quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa, fascia I4 (consumo 100.000-1.000.000 GJ/anno, %) 50
Figura 5.30 - Quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili per consumatori industriali in Europa, fascia I2 (consumo 1.000-10.000 GJ/anno, %) 50

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Dicembre 2018