

Analisi trimestrale del
SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

III trimestre 2017



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2017

n. 4/2017

2017 **ENEA**

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

A cura di Francesco Gracceva (francesco.gracceva@enea.it)

Autori: Francesco Gracceva, Elena De Luca, Alessandro Zini, Andrea Fianza,

Paola Del Nero, Laura Gaetana Giuffrida, Bruna Felici

- Capitolo 1: F. Gracceva, E. De Luca, A. Zini
- Capitolo 2: F. Gracceva, E. De Luca, A. Zini
- Capitolo 3: F. Gracceva, E. De Luca (Focus: M.C. Tommasino e A. Zini)
- Capitolo 4: F. Gracceva, E. De Luca
- Capitolo 5: A. Fianza, L. G. Giuffrida (Focus: A. Zini)
- Capitolo 6: P. Del Nero, A. Fianza, B. Felici, A. Zini

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – Frascati

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1 Indice sintetico della transizione energetica	6
2 Quadro di sintesi dei consumi di energia	9
2.1 Variabili guida del sistema energetico	9
2.2 L'andamento dei consumi energetici	12
3 Decarbonizzazione del sistema energetico italiano	16
FOCUS – Commercio internazionale delle tecnologie energetiche low-carbon. La posizione italiana	19
4 Sicurezza del sistema energetico italiano	23
4.1 Sistema petrolifero	23
4.2 Sistema del gas naturale	27
4.3 Sistema elettrico	31
5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale	36
5.1 Prezzi dell'energia elettrica	36
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	38
5.3 Prezzi del gas naturale	39
FOCUS – Grado di centralità del comparto energetico nell'economia italiana dal 2000 al 2014	41
6 I fatti dell'energia nella comunicazione	43
6.1 L'energia nella stampa specialistica nel corso del III trimestre 2017	43
6.2 L'energia nella stampa generalista nel corso del III trimestre 2017	46
Nota metodologica	49

Sintesi dei contenuti

- Secondo le stime preliminari ENEA nel III trimestre 2017 i **consumi di energia** sono in lieve crescita (+0,5% sia i consumi primari sia i consumi finali), in coerenza con l'impulso venuto dalle principali variabili guida della domanda di energia (PIL; produzione industriale, temperatura, prezzi). Si consolida anche la crescita cumulata dei consumi nel corso dei primi nove mesi, che nel caso dei consumi finali si attesta allo 0,9%.
- In termini di **fonti primarie**, anche nel III trimestre 2017 è sceso il ricorso ai combustibili solidi (-6% rispetto allo stesso periodo del 2016), giunti all'ottavo calo tendenziale consecutivo su base trimestrale, come anche i consumi petroliferi (-3%), calati per il sesto trimestre consecutivo. È invece ancora in aumento il ricorso al gas naturale (+4%), giunto al sesto aumento trimestrale consecutivo, nonostante sia tornato ad aumentare l'import netto di elettricità dalla Francia, che nei trimestri precedenti aveva aiutato la domanda di gas. Tornano ad aumentare le fonti energetiche rinnovabili (+4%), dal 2015 in quasi costante diminuzione per la continua riduzione della produzione idroelettrica, grazie agli aumenti di eolico e fotovoltaico. Le variazioni dell'ultimo trimestre confermano il trend osservato nella prima metà dell'anno, per cui nei primi nove mesi del 2017 continua a spiccare l'aumento dei consumi di gas (+3,2 Mtep la variazione cumulata, +8%), mentre scendono importazioni di elettricità (-0,7 Mtep, -10,8%), petrolio (-0,8 Mtep, -1,8%), carbone (-0,7 Mtep, -8,3%) e fonti rinnovabili (-0,4 Mtep, -2%).
- Nel **sistema elettrico** la domanda risulta in aumento per il secondo trimestre consecutivo, consolidando i segnali di una piccola ripresa dopo il lungo periodo di costanti riduzioni compreso tra fine 2011 e fine 2014, e la sostanziale stagnazione dei due anni successivi. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la domanda risulta in crescita dell'1,7%. Nel mix di generazione si confermano i trend della prima metà dell'anno, ma con una inversione di tendenza nel caso delle FER, grazie all'aumento nella produzione da eolico (+595 GWh, +20%) e fotovoltaico (+648 GWh, +9%), in grado di compensare l'ennesimo calo della produzione idroelettrica, che prosegue ormai ininterrottamente da dieci trimestri. Nei primi nove mesi dell'anno la produzione complessiva da FER resta comunque negativa per quasi 3 TWh (-3,3%). La ripresa di import e FER non ha impedito un nuovo aumento dell'input di gas naturale alla termoelettrica, che nel complesso dei primi nove mesi dell'anno risulta in aumento di quasi 2 Mtep (+14%). Ulteriori cali marginali hanno riguardato il carbone e i prodotti petroliferi, per i quali a fine anno è prevedibile un nuovo minimo storico.
- Nei settori di uso finale calano ancora i consumi del settore **trasporti**, in particolare quelli del trasporto stradale (-3,4% rispetto al III trimestre 2016). Nell'insieme dei primi nove mesi del 2017 la riduzione dei consumi di carburanti per il trasporto stradale è prossima al 2% (-0,4 Mtep), pur in presenza di indicatori del traffico veicolare che sono invece in aumento. Al netto della possibilità di future revisioni di questi dati (che sono provvisori), da essi emergono alcune questioni potenzialmente di grande rilievo per le prospettive del sistema energetico italiano: la possibilità di un disaccoppiamento tra consumi di energia e traffico veicolare, guidato in primis dall'incremento di efficienza del parco auto circolante, e la coerenza tra questo disaccoppiamento e gli obiettivi di decarbonizzazione del settore. Secondo le stime ENEA negli due anni il ricambio del parco (alla fine del 2017 le nuove immatricolazioni di autovetture dovrebbero tornare sopra i 2 milioni) ha in effetti accelerato il trend di naturale miglioramento dell'efficienza media dello stesso. Questo nonostante che le emissioni medie del nuovo immatricolato siano rimaste costanti, perché la crescita delle immatricolazioni di auto con alimentazione alternativa è stata bilanciata da altri fattori.
- Sia nel settore **industriale** sia nel settore **civile** i consumi energetici sono invece in aumento, consolidando gli aumenti del primo semestre, e in entrambi i casi procedono in perfetta coerenza con l'andamento delle variabili guida (produzione industriale, valore aggiunto dei servizi, clima).
- Tornano a calare le **emissioni di CO₂** (-1,2%) con il venir meno dei fattori congiunturali che le avevano spinte negli ultimi tre trimestri (fermi del parco nucleare francese, ridotta produzione idroelettrica), grazie alla minore intensità carbonica della generazione elettrica da fossili e alla riduzione dei consumi dei trasporti. Nei primi nove mesi dell'anno le emissioni totali restano comunque in aumento per quasi 3 Mt (+1% circa), spinte da generazione elettrica, civile e (in misura minore) industria, mentre sono in riduzione le emissioni dei trasporti (quasi 1 Mt in meno). Nonostante la riduzione congiunturale questi dati consolidano il trend dell'ultimo biennio, che con la ripresa dell'economia ha visto lo spostamento del sistema energetico italiano su una traiettoria di decarbonizzazione che potrebbe rendere problematico il raggiungimento degli obiettivi 2030.
- Dal lato della **sicurezza energetica** l'indice sintetico risulta in miglioramento (+4%) rispetto al trimestre precedente, grazie al trend di riduzione del peso del petrolio sui consumi totali di energia, unito a una maggiore diversificazione delle importazioni di greggio, e alla fase positiva della raffinazione, sia per l'utilizzo degli impianti (+6%) sia per i margini, che raddoppiano rispetto a un anno fa (4,6 \$/bbl contro 2,1). È invece a due facce la situazione del sistema elettrico, dove la ripresa della termoelettrica ha allentato alcune tensioni legate alla forte accelerazione della penetrazione delle fonti intermittenti, migliorando ad esempio la redditività degli impianti a gas. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la penetrazione delle fonti intermittenti ha comunque raggiunto un nuovo massimo al 13,9% della domanda, e anche il massimo su base oraria è rimasto appena al di sotto del massimo storico (circa il 74% la stima ENEA). Allo stesso tempo, la ripresa del gas ha anche determinato nuove preoccupazioni per l'adeguatezza del parco di generazione in vista dell'inverno, come anche una ripresa dei prezzi all'ingrosso decisamente maggiore di quella registrata ad esempio sul mercato tedesco. Nel I trimestre dell'anno il prezzo italiano risultava maggiore del 30% rispetto a quello tedesco, nel III trimestre questo valore è salito al 60%. Il differenziale tra i prezzi all'ingrosso di elettricità e gas (lo spread PSV-TTF resta sui massimi) in Italia e negli altri Paesi dell'Europa continentale resta un problema centrale, che già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva promesso di affrontare. Anche la SEN 2017 propone delle linee di azione, sulla cui efficacia ed efficienza sono però emersi dubbi anche da fonti istituzionali.
- L'indice sintetico della sicurezza energetica è invece in peggioramento rispetto ad un anno fa, perché al miglioramento degli indici relativi al sistema petrolifero fanno da contraltare i peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico e del sistema del gas naturale. Anche nel prossimo inverno in caso di combinazione di eventi estremi (picchi di freddo, interruzioni delle forniture, fermi del parco nucleare francese) potrebbero verificarsi problemi di **adeguatezza** in entrambi i sistemi. Nel **sistema del gas** il forte aumento della domanda, spinta da termoelettrico (+14% nei primi nove mesi dell'anno) e industria (+8%) ha ulteriormente rafforzato il ruolo del gas naturale come prima fonte primaria. L'incremento della domanda

ha determinato un aumento delle importazioni del 9% rispetto ai primi nove mesi del 2016 (circa 4,2 miliardi di metri cubi in più), con un rafforzamento del gas russo (+11% il dato cumulato), di quello del Nord Europa e una crescita molto forte del GNL (+32% nei primi nove mesi).

- Sul fronte dei prezzi si registra il peggioramento degli indici relativi ai **prezzi dell'energia elettrica**, un dato che accomuna tutte e tre le fasce di consumo analizzate. Il già citato aumento dei prezzi all'ingrosso comporta che per la piccola impresa italiana si possa stimare per il secondo semestre 2017 un aumento del 5% rispetto al primo semestre, dell'1% rispetto al II semestre 2016. Aumenti simili riguardano le imprese della fascia di consumi immediatamente superiore, mentre aumenti più marcati sono stimati per la fascia di consumo medio-alta (+8% sul primo semestre 2017, +2% sul II semestre 2016). Il **prezzo del gasolio** risulta in calo rispetto al trimestre precedente (-2%), ma ancora in aumento rispetto al III trimestre del 2016 (+4%). Il prezzo italiano resta allineato a quello registrato in Gran Bretagna, restando il più caro dei cinque principali Paesi UE, mentre il contemporaneo aumento del prezzo svedese fa sì che alla fine del trimestre il prezzo italiano non sia più sui massimi dell'intera UE. Gli indicatori relativi ai **prezzi del gas** sono invece in leggero miglioramento, che li riporta sui valori della seconda metà del 2016.
- 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 2017 presenta un calo del 2% rispetto al trimestre precedente, come conseguenza di un peggioramento nelle dimensioni della decarbonizzazione e dei prezzi e di un miglioramento nell'indice sintetico della sicurezza energetica. Rispetto a un anno prima il calo dell'ISPRED è invece più marcato (-10%), in conseguenza di un peggioramento in tutte e tre le dimensioni del trilemma energetico, in particolare di quella legata alla decarbonizzazione, che ha visto nell'anno il consolidamento della discontinuità rispetto alla traiettoria di forte riduzione delle emissioni di CO₂ osservata fino al 2015. Si conferma inoltre come alla frenata sulla decarbonizzazione si accompagni un complesso insieme di eventi parzialmente correlati, ma nel complesso i riflessi positivi sembrano più che compensati dal riemergere di fragilità che si pensavano superate (sistemi elettrico e gas) e dall'accentuazione delle storiche criticità sul fronte dei prezzi dell'elettricità.
- Infine, questo numero dell'Analisi trimestrale include due spazi di approfondimento. Un Focus analizza la posizione italiana nel commercio internazionale delle tecnologie energetiche low-carbon (fotovoltaico, eolico, sistemi di accumulo, veicoli elettrici), evidenziando alcune debolezze strutturali ma anche la presenza di potenzialità positive. Un altro Focus mostra come negli ultimi anni il fattore energia sia divenuto progressivamente più importante per la performance del sistema economico italiano.

1 Indice Sintetico della Transizione Energetica

L'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica) è costruito a partire da un insieme di indicatori che hanno l'obiettivo di fornire un quadro relativamente ampio e esaustivo dell'evoluzione delle diverse dimensioni del cosiddetto *trilemma energetico*, aiutando a coglierne complessità e interdipendenze. Per ogni indicatore in Figura 1 è riportato sia il valore più recente della variabile sulla quale è calcolato l'indicatore, sia il valore specifico dell'indicatore, normalizzato in un *range* compreso tra un minimo pari a 0 e un massimo pari a 1.

Si consolida il rallentamento del processo di decarbonizzazione, a rischio gli obiettivi 2030

Come previsto nel numero 3/2017 dell'Analisi trimestrale, con il venir meno dei fattori congiunturali che le avevano spinte negli ultimi tre trimestri (fermi del parco nucleare francese, ridotta produzione idroelettrica) le emissioni di CO₂ sono tornate a diminuire nel III trimestre 2017 (-1,2%), grazie alla minore intensità carbonica della generazione elettrica da fossili e alla riduzione dei consumi dei trasporti. Nei primi nove mesi dell'anno le emissioni totali restano comunque in aumento per quasi 3 Mt (+1% circa), per cui si consolida il trend dell'ultimo

biennio, che ha visto lo spostamento del sistema energetico italiano su una traiettoria di decarbonizzazione che potrebbe rendere problematico il raggiungimento degli obiettivi 2030. Per tutti gli indicatori correlati con la dimensione decarbonizzazione la tendenza dell'ultimo anno si mantiene infatti negativa (Figura 1).

Riguardo agli obiettivi UE per il breve termine (2020) si mantiene ampiamente soddisfacente l'indicatore relativo alle emissioni del settore non-ETS (0,99), come anche quello relativo alla proiezione di sviluppo delle FER (0,96). In entrambi i casi, il raggiungimento degli obiettivi attribuiti all'Italia sembra assicurato. L'indicatore relativo alle emissioni totali di CO₂ è su un valore inferiore, ma ricade comunque nella fascia di criticità ridotta, perché il raggiungimento dell'obiettivo fissato nella SEN 2013 per le emissioni totali di CO₂ (-15% rispetto al 2010) resta altamente probabile. La situazione relativa agli obiettivi di medio periodo (2030) è invece meno soddisfacente, e in peggioramento. Entrambi gli indicatori relativi alla proiezione delle emissioni si collocano su un livello di criticità media (0,54 e 0,44), perché la traiettoria attuale delle emissioni di CO₂ sembra in linea con gli obiettivi solo nel caso in cui una crescita economica contenuta aiuti a frenare i consumi energetici, mentre l'indicatore relativo allo sviluppo delle FER mostra una criticità elevata (0,32), perché la proiezione di sviluppo delle FER a partire dalle tendenze degli ultimi anni evidenzia che il mantenimento di queste tendenze condurrebbe a valori lontani dagli obiettivi.

Complessivamente l'indicatore sintetico relativo alla dimensione decarbonizzazione risulta in calo del 5% rispetto al II trimestre 2017 e del 16% rispetto al III trimestre 2016, attestandosi su un valore di circa 0,72, ancora in un'area di criticità ridotta, ma prossima all'area di criticità media (Figura 2).

Decarbonizzazione	Valore III 2017	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 distanza dal target (Mt)	-10	0.78	↓	↑
Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2020 distanza dal target (Mt)	-14	0.99	↔	↑
Proiezione sviluppo FER al 2020	19%	0.96	↓	↔
Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 distanza dal target (Mt)	7	0.54	↓	↔
Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2030 distanza dal target (Mt)	15	0.44	↓	↔
Proiezione sviluppo FER al 2030	22%	0.32	↓	↓

Sicurezza del sistema energetico		Valore III 2017	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	32.8%	0.49	↔	↑
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0.00	0.84	↑	↑
Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina-gasolio	1.5	0.83	↔	↔
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bbl)	4.6	0.72	↑	↑
	Utilizzo impianti (%)	81%	0.39	↑	↑
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema	36%	0.01	↓	↓
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0.27	0.63	↓	↓
Adeguatezza sistema gas	Eccesso capacità import su domanda (%)	18%	0.40	↓	↑
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV-TTF (€/MWh)	2.2	0.04	↔	↔
	Liquidità PSV (TWh)	216	0.14	↔	↑
Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	41%	0.53	↓	↓
Flessibilità sistema elettrico	Indice ENTSO-E	21.1%	0.59	↑	↓
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread (€/MWh)	11.14	0.43	↑	↓

Prezzo dell'energia per il sistema industriale		Valore III 2017	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh)		0.183	0.19	↓	↑
	Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh)	0.169	0.23	↔	↑
Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh)		0.153	0.23	↓	↑
	Prezzi gasolio (€/L)	1,352	0.40	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ)		11.47	0.34	↔	↑
	Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ)	7.70	0.81	↑	↑
Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ)		6.57	0.65	↔	↑
	Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ)	6.19	0.33	↓	↑

Criticità ridotta $0,66 \leq x \leq 1$
 Criticità media $0,33 \leq x < 0,66$
 Criticità elevata $0 \leq x < 0,33$

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (III 2017 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo

La dimensione della sicurezza energetica mostra un leggero segnale di ripresa

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, si attesta a 0,49 (Figura 2), con un miglioramento congiunturale del 4% rispetto al II trimestre 2017, mentre rispetto al III trimestre 2016 si registra un calo tendenziale del -5,3%.

In particolare, sono in miglioramento gli indici relativi al sistema petrolifero (Figura 1) grazie al trend di riduzione del peso del petrolio sui consumi totali di energia, unito a una maggiore diversificazione delle importazioni di greggio. In leggero miglioramento anche gli indici relativi alla copertura della domanda di prodotti petroliferi con produzione interna. Anche il settore della raffinazione ha mantenuto il trend di crescita sia per l'utilizzo degli impianti (+6%) sia per i margini, che sono in netto miglioramento sul III trimestre dell'anno precedente

(4,6 \$/bbl contro 2,1 \$/bbl), ma i dati preliminari dei margini per l'ultimo trimestre dell'anno non sono incoraggianti). Per quanto riguarda il sistema gas complessivamente si osserva una sostanziale stabilità a livello congiunturale, mentre resta fortemente negativa la variazione rispetto a un anno fa, perché nell'ultimo anno la ripresa della domanda ha fatto riemergere fragilità che si pensavano superate, per cui nel prossimo inverno in caso di combinazione di eventi estremi (picchi di freddo, interruzioni delle forniture, fermi del parco nucleare francese) potrebbero verificarsi situazioni di criticità. È invece stabile la situazione relativa alla dipendenza dall'import (in criticità elevata), ma a fine anno sia la dipendenza dalle importazioni sia il peso del gas sull'energia primaria raggiungeranno probabilmente nuovi massimi storici. D'altra parte, resta elevata la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, una peculiare caratteristica italiana. Resta infine elevata la criticità legata al forte spread PSV-TTF, che anche nel III trimestre è rimasto stabilmente al di sopra dei 2 €/MWh.

Il sistema elettrico mostra un leggero recupero rispetto al trimestre precedente, in particolare per i due indicatori relativi alle esigenze di flessibilità del sistema e all'adeguatezza del mercato in termini di redditività degli impianti a gas (nell'ultimo trimestre lo spark spread è rimasto stabilmente sopra i 10 €/MWh), che sono in miglioramento più accentuato rispetto a un anno fa (Figura 1), in entrambi i casi grazie alla ripresa del ruolo del gas nel mercato elettrico. Dopo il ritorno a una parziale normalità del parco nucleare francese i margini di riserva sono invece stabili su livelli ancora rassicuranti, ma anche in questo caso il sistema elettrico italiano arriva all'inverno con la possibilità di problemi di adeguatezza in caso di combinazione di condizioni estreme, come emerge dalle simulazioni dell'associazione dei TSO europei (ENTSO-E).

I prezzi dell'energia per l'industria si attestano nella fascia di criticità media

Sul fronte dei prezzi dell'energia per l'industria la situazione mostra un peggioramento sia congiunturale sia tendenziale. L'indice sintetico si attesta a 0,4 (Figura 2), in calo del 5% sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto al III trimestre 2016. Gli indicatori relativi, che scaturiscono dal confronto con le altre realtà europee, confermano che le criticità maggiori riguardano il prezzo dell'energia elettrica. L'indicatore che riassume la situazione dei prezzi

elettrici italiani si colloca infatti su un valore molto basso (0,2), e senza differenze rilevanti per le diverse fasce di consumo. La situazione del prezzo del gasolio risulta invece in miglioramento rispetto al trimestre precedente, ma tuttora in peggioramento rispetto al III trimestre del 2016, con il prezzo italiano che resta il più caro dei cinque principali Paesi UE, sebbene non sia più sui massimi dell'intera UE. Gli indicatori relativi ai prezzi del gas mostrano invece un leggero miglioramento, che li riporta sui valori della seconda metà del 2016, con una situazione relativamente positiva per le fasce di consumo media e medio alta (Figura 1).

ISPRED ancora in calo, si avvicina a 0,5

In conseguenza dell'andamento delle sue tre componenti, l'ISPRED,

costruito come media pesata dei tre indici rappresentati in Figura 2, risulta in calo del 2,3% rispetto al trimestre precedente, e del 10% rispetto al III trimestre del 2016, collocandosi poco al di sopra del valore soglia di 0,5 (Figura 3; N.B.: l'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1, vedi Nota metodologica). Si tratta di un trend che perdura dall'inizio del 2015. La Figura 2 mostra che il peggioramento dell'ISPRED è stato prevalentemente guidato dal peggiora-

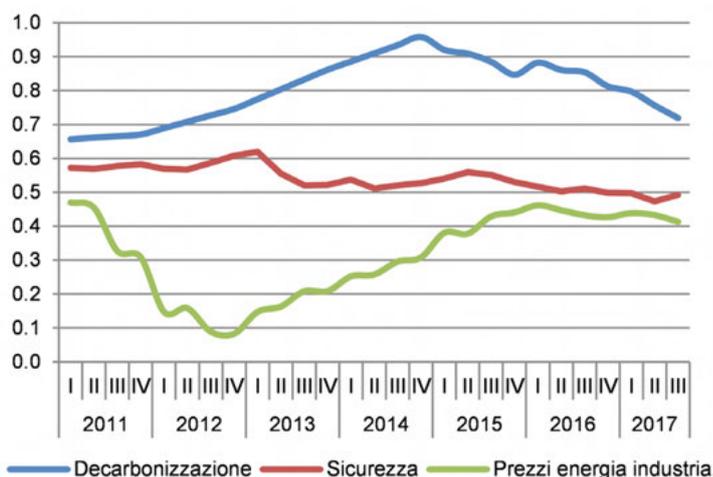


Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1) ed evoluzione di alcuni driver di rilievo

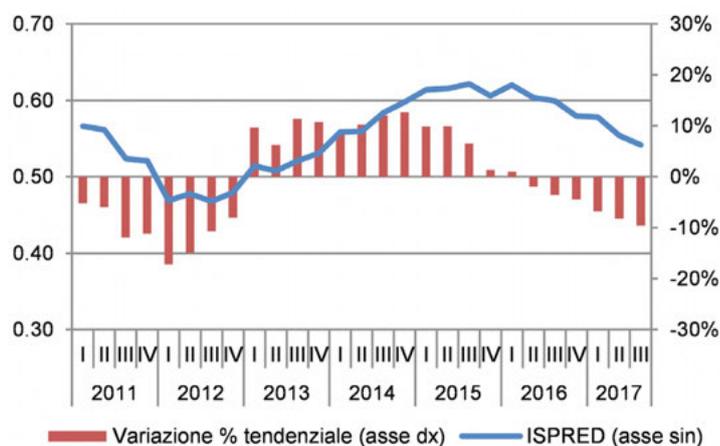


Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sn - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

mento nella dimensione della decarbonizzazione, perché negli ultimi due anni vi è stata una *discontinuità* nella transizione energetica italiana, con la ripresa del sistema economico e la brusca frenata degli incentivi alle rinnovabili elettriche. Come già rilevato, questa discontinuità ha anche avuto dei riflessi positivi, imponendo una temporanea frenata ad alcune implicazioni problematiche della decarbonizzazione sulla sicurezza del sistema elettrico che si erano accentuate negli anni 2013-2014. Ma anche questi riflessi positivi sono stati compensati dal fatto che la ripresa della domanda di gas degli ultimi due anni ha fatto di nuovo riemergere alcune fragilità dei sistemi elettrico e gas, di nuovo attuali con l'arrivo dell'inverno, per cui alla frenata sulla decarbonizzazione non sembrano corrispondere miglioramenti sul fronte della sicurezza energetica. Allo stesso tempo, anche nell'ultimo trimestre è tornata ad allargarsi la già ampia forbice tra i prezzi dell'elettricità all'ingrosso italiani e dei principali Paesi europei. E anche il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa, l'altro obiettivo considerato prioritario dalla SEN 2017 per migliorare la competitività del paese, continua a rimanere su valori elevatissimi, nell'ultimo trimestre costantemente superiori ai 2 €/MWh.

2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Dalle principali variabili guida una lieve spinta ai consumi di energia

Nel III trimestre 2017 le variabili guida dei consumi energetici hanno fornito un impulso positivo, sebbene modesto, ai consumi di energia. Il superindice elaborato dall'ENEA, che sintetizza cinque variabili guida (vedi Nota metodologica), risulta infatti in aumento dell'1,3% rispetto al III trimestre 2016. (Figura 4). Si tratta dell'undicesimo trimestre consecutivo in cui le

variabili guida hanno fornito un impulso positivo ai consumi energetici. Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno il superindice è aumentato dell'1,5%.

Nel III trimestre del 2017 il miglioramento del superindice è stato legato per la gran parte all'aumento del PIL e della produzione industriale. Rispetto al III trimestre 2016 il prodotto interno lordo (PIL), espresso in valori concatenati con anno di riferimento 2010, è aumentato dell'1,4% in termini grezzi, dell'1,7% nei dati corretti per gli effetti di calendario e destagionalizzati. Il terzo trimestre del 2017 ha avuto tre giornate lavorative in più del trimestre precedente e una giornata lavorativa in meno rispetto al terzo trimestre del 2016.

Il ritmo di crescita dell'economia italiana si mantiene inferiore a quello dell'area euro (+1,8% la variazione tendenziale italiana rispetto a +2,5% dell'area euro) ma il differenziale è in riduzione, e secondo le più recenti previsioni la crescita del PIL per l'intero 2017 dovrebbe risultare maggiore dell'1,5%, supportata dal proseguimento della fase espansiva della domanda interna (1,9 punti percentuali il contributo al netto delle scorte) e degli investimenti (0,8% il contributo alla crescita del PIL). Anche nel 2018 la crescita dell'attività economica è prevista proseguire su ritmi analoghi.

La novità degli ultimi trimestri dal lato dell'offerta è che è l'industria a guidare la risalita del PIL: nell'ultimo trimestre la produzione industriale è cresciuta del 2,8% in termini grezzi, del 4,1% nei dati corretti per gli effetti di calendario e destagionalizzati, con un incremento dunque più che doppio rispetto a quello del PIL.

Anche nell'ultimo trimestre la crescita della produzione dei beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, è stata inferiore a quella della produzione dell'industria nel suo insieme (+3,4% contro il 3% del totale industria il dato corretto per i dati di calendario), in linea con la tendenza di più lungo periodo, rafforzando dunque l'evoluzione recente dell'industria italiana in direzione meno energivora (Figura 5).

Il recupero dell'ultimo triennio ha ridotto parzialmente la caduta legata alle due recessioni avvenute dal 2008, ma rispetto al 2008 l'indice della produzione industriale totale resta inferiore del 17%, l'indice della produzione dei beni intermedi del 24%.

Un ulteriore modesto impulso alla crescita della domanda di energia nel III trimestre 2017 è venuto dai prezzi, grazie alla leggera riduzione congiunturale del prezzo del gasolio agli utenti finali, che pure resta superiore ai livelli di un anno fa. Un aumento maggiore ha avuto il prezzo del gas importato in Italia, ma con un impatto sui consumi attenuato dalla fiscalità.

Infine dalla variabile climatica è venuto un impulso alla riduzione dei consumi, ma di dimensioni molto contenute, perché l'indicatore *gradi giorno raffrescamento* è risultato in leggero calo rispetto al III trimestre 2016, con temperature leggermente inferiori a luglio, leggermente superiori ad agosto.

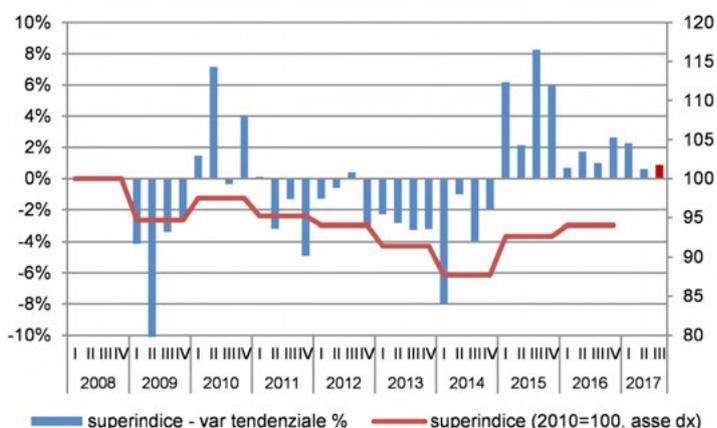


Figura 4 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

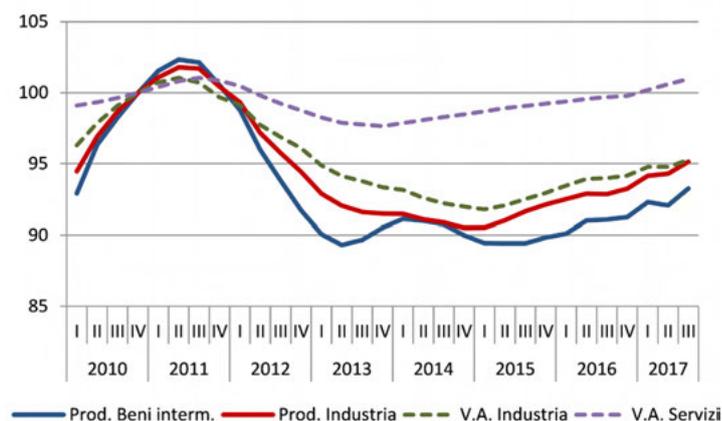


Figura 5 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100) – Media mobile 4 termini

Greggio in ripresa dopo l'estensione del taglio produttivo OPEC / non-OPEC, ma per il 2018 prevale la cautela

con uno sconto di circa 2 \$/bbl rispetto ai due greggi suddetti, è rimasto stabile a 48 \$/bbl. Rispetto a un anno prima tutti e tre i greggi sono in aumento (+13% il Brent, +7% il WTI), ma il prezzo medio dei 12 mesi compresi fra ottobre 2016 e settembre 2017 è stato di 50,4 \$/bbl, restando dunque su livelli decisamente inferiori alla media dell'ultimo decennio (Figura 6). Il rialzo del prezzo del petrolio non sembra dunque abbia dato un impulso negativo ai consumi energetici.

Dopo la decisione dell'OPEC del 30 novembre di estendere i tagli di produzione - assistiti da dieci produttori non OPEC guidati dalla Russia - fino alla fine del 2018, i prezzi sono però in aumento nell'ultimo trimestre dell'anno. La media dei tre greggi Brent, Dubai, WTI è salita dai 53 \$/bbl di settembre a 60 \$/bbl a novembre, e a inizio dicembre si trova al livello più alto degli ultimi due anni. A fine anno la media annua del prezzo del Brent è attesa collocarsi a circa 54 \$/bbl, in aumento del 20% rispetto all'anno prima. Sembrano dunque esserci segnali che sia in corso un riequilibrio del mercato, sempre che la disciplina sui tagli produttivi OPEC/non-OPEC continui a reggere. Ma restano in realtà segnali che vanno anche in direzione opposta.

Per un verso, secondo i dati dell'Agenzia internazionale dell'Energia, nel III trimestre 2017 la domanda globale è salita a 98 Mbbbl/g, mentre l'offerta, pur in aumento rispetto al trimestre precedente, si sarebbe fermata a 97,8 Mbbbl/g. Si sarebbe dunque infine arrivati a una situazione di eccesso di domanda. L'offerta di greggio OPEC è infatti scesa a novembre per il quarto mese consecutivo a 32,36 Mbbbl/g, in calo di 1,3 Mbbbl/g rispetto all'anno precedente. Nel 2017 il livello di *compliance* dell'accordo sui tagli produttivi concordati è stato molto elevato, stimato dalla IEA al 91%. Infine, anche il livello delle scorte commerciali OCSE, che pure resta su livelli maggiori della media quinquennale, risulta in riduzione e sono al livello più basso da luglio 2015.

Per un altro verso, sul fronte ribassista vi sono in primo luogo le attese sulla domanda globale di petrolio, che nel 2018 è prevista in aumento di 1,3 Mbbbl/g, in lieve calo rispetto ai +1,5 Mbbbl/g attesi nel 2017, mentre l'offerta di petrolio non OPEC, prevista in aumento di 0,6 Mbbbl/g nel 2017, è attesa in crescita di ben 1,6 Mbbbl/g nel 2018, per cui la crescita totale dell'offerta potrebbe superare la crescita della domanda.

In effetti gli ultimi dati dell'US Energy Information Administration mostrano che a settembre la produzione di petrolio greggio USA è aumentata di 0,3 Mbbbl/g sul mese precedente, raggiungendo i 9,5 Mbbbl/g, +0,9 Mbbbl/g rispetto a un anno prima e valore più alto da aprile 2015 (Figura 6). Inoltre l'attività di trivellazione e i tassi di completamento dei pozzi sono segnalati di nuovo in aumento, suggerendo prossimi ulteriori aumenti della produzione, tanto che la IEA ha alzato le previsioni di crescita del greggio USA a 390 kbbbl/g quest'anno e 870 kbbbl/g per il 2018. In sintesi, nel suo ultimo World Economic Outlook il Fondo monetario internazionale (IMF) prevede un prezzo medio del barile di 55,2 \$ quest'anno e poi in lieve calo a 55,1 \$ nel 2018, perché "gli attuali prezzi rinvigoriti dall'accordo OPEC-non OPEC "stimoleranno la produzione *shale oil*, che aiuterà ad evitare impennate di prezzo del barile" (Figura 7).

Nel II trimestre 2017 il prezzo del petrolio ha mostrato un marginale rialzo, con aumenti di circa 1 \$/bbl per il Brent e il Dubai, mentre il WTI, quotato

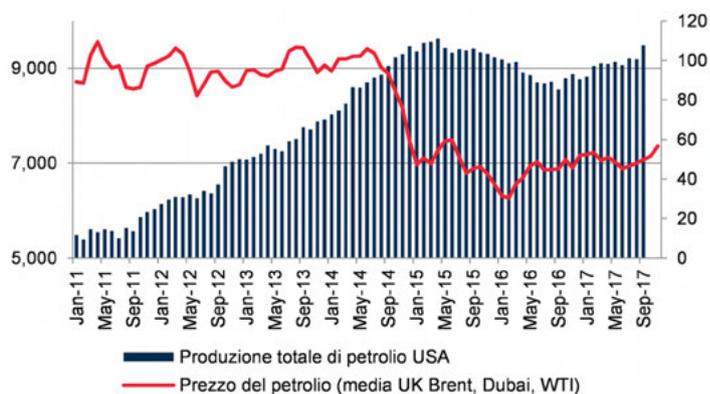


Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (kbbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media Brent, Dubai, WTI, \$/bbl, asse dx)

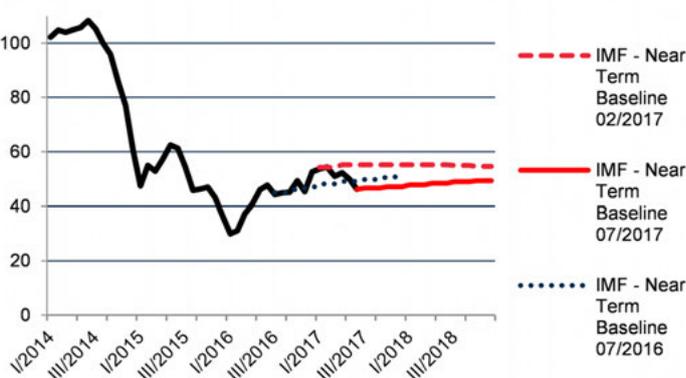


Figura 7 – Prezzo del petrolio: dati storici e previsioni IMF (\$/bbl)

Prezzi del gas naturale in ripresa dai minimi di lungo periodo; resta ampio lo spread USA-Europa

Nel III trimestre 2017 il prezzo medio del gas al TTF olandese è stato di 16 €/MWh, in lieve aumento sul trimestre precedente ma in forte aumento tendenziale (+26% rispetto al III trimestre 2016). Sono scesi anche i prezzi sui mercati asiatici, ritornando a una sostanziale convergenza con i prezzi europei, convergenza temporaneamente interrotta dal picco di prezzi registrato in Asia all'inizio del 2017 (Figura 8). Il prezzo medio del GNL importato in Giappone è sceso infatti a 16,5 €/MWh, con uno spread rispetto al TTF che a settembre è divenuto addirittura negativo (laddove a febbraio aveva superato gli 8 €/MWh).

Si è ampliato invece lo spread tra TTF e Henry Hub, dove nel III trimestre il prezzo è diminuito del 10%, a 8,5 €/MWh, interrompendo una tendenza all'aumento che durava dal I trimestre 2016, supportata dall'aumento della domanda nella generazione elettrica e dalle crescenti esportazioni (13 miliardi di metri cubi - bcm - nei primi nove mesi del 2017 contro 5 bcm nello stesso periodo del 2016). Ad oggi le prime esportazioni di GNL dagli USA verso l'Europa sono ancora sporadiche e di entità modesta, ma sembrano via via in accelerazione, anche perché secondo i dati dell'Energy Information Administration negli ultimi mesi il gas USA riesce ad arrivare in Europa a prezzi perfino inferiori agli attuali prezzi del gas sul TTF (Figura 9). Con l'usuale rally invernale dei prezzi spot europei ed asiatici, in inverno i margini delle esportazioni statunitensi possono salire ulteriormente, rendendo possibile anche la copertura di alcuni costi fissi. Negli ultimi due trimestri la riduzione dello spread fra mercato asiatico e mercato nord europeo, il cui allargamento favorisce le consegne in Asia, ha infatti sostenuto le importazioni di GNL europee, confermando uno scenario di competizione crescente tra gli esportatori di gas verso l'Europa.

L'espansione delle esportazioni statunitensi di GNL, legate ai prezzi spot e non legate a una determinata destinazione, sono inoltre destinate a svolgere un ruolo crescente nell'aumento della liquidità e della flessibilità del commercio di GNL, mettendo pressione sulle tradizionali modalità di fissazione dei prezzi.

In prospettiva, lo scenario resta quello di un eccesso di offerta, con prezzi che di conseguenza dovrebbero restare su livelli storicamente bassi.

Dal lato dell'offerta, dopo i 44 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione previsti entrare in funzione nel 2017, ulteriori 100 miliardi di metri cubi sono già in costruzione, nonostante che il mercato del GNL sia già in eccesso di capacità (IEA, *Gas 2017. Analysis and Forecasts to 2022*). Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia la produzione americana di gas aumenterà di circa 140 miliardi di metri cubi entro il 2022, raggiungendo gli 890 miliardi di metri cubi, equivalenti al 22% della produzione globale. Metà della crescita della produzione sarà destinata all'esportazione.

Dal lato della domanda, nel 2017 la crescita della domanda asiatica di gas è rimasta sorprendentemente sostenuta, con le importazioni cinesi di GNL previste in aumento del 40% a fine 2017, spinte dalle politiche interne di sostituzione del carbone con gas per ridurre l'inquinamento atmosferico. L'eccesso di offerta globale ha limitato l'impatto di questa domanda sul prezzo asiatico, che nell'ultimo trimestre 2017 è comunque in crescita, spinta dal clima e da alcuni fermi di impianti nucleari. Ma questa crescita della domanda non dovrebbe essere sufficiente a riequilibrare il mercato, perché la crescita dell'offerta di GNL è tale che ancora nel 2024 la capacità di esportazione di GNL dovrebbe superare la domanda attesa almeno di 90 mln ton/anno (Bloomberg New Energy Finance, *Global Lng Outlook 2017*).

Come dimostrano i dati del 2017 (vedi Cap. 4.2), l'Europa continentale sembra ben posizionata per beneficiare di questo scenario di ampia disponibilità di GNL, assorbendo parte del crescente eccesso di offerta, grazie agli hub liquidi, ai terminali di liquefazione sottoutilizzati e alla presumibile crescente domanda proveniente dal termoelettrico.

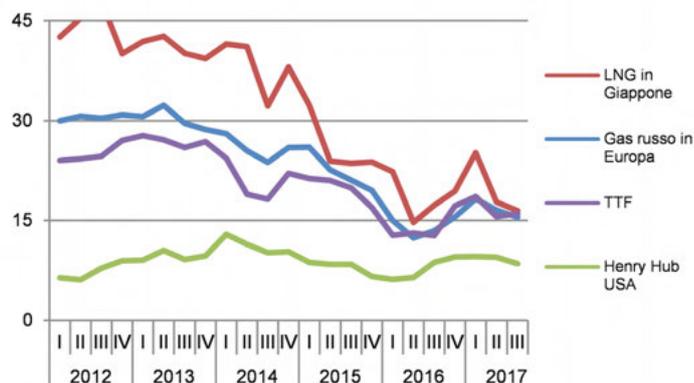


Figura 8 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF (€/MWh)

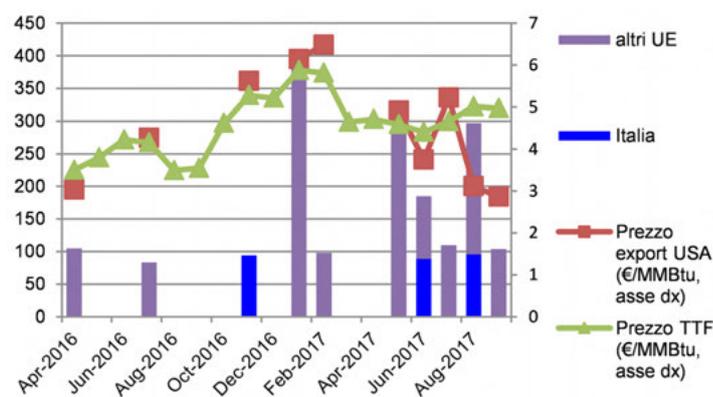


Figura 9 – Esportazioni di GNL USA verso l'Europa e prezzo del gas esportato (Mm³, asse sn)

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Consumi di energia primaria in lieve crescita

Secondo le stime ENEA nel III trimestre 2017 i consumi di energia primaria si sono attestati a 37 Mtep (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi Nota metodologica), in leggera crescita rispetto al corrispondente periodo del 2016 (+0,5%, Figura 10). Anche il dato cumulato relativo ai primi nove mesi dell'anno indica una crescita dello 0,5% rispetto ai primi nove mesi del 2016. Come già osservato nei trimestri precedenti (vedi Analisi trimestrale n.3/2017) le traiettorie dei consumi di energia e delle variabili guida del sistema energetico – PIL, produzione industriale, prezzi dell'energia e gradi giorno riscaldamento – sintetizzate nel *superindice ENEA* (vedi Cap. 2.1, Figura 4), seguono traiettorie parallele ma parzialmente disaccoppiate, sebbene presentino una correlazione molto elevata. Si conferma infatti la tendenza all'allargamento della forbice tra le due traiettorie (Figura 11), in quanto anche nell'ultimo trimestre la crescita dei consumi di energia è stata inferiore alla variazione del *superindice ENEA* (cresciuto dello 0,9% tendenziale).

Ancora in aumento i consumi di gas naturale, recuperano le FER e l'import di elettricità

In termini di fonti primarie (Figura 12), nel III trimestre 2017 è sceso ancora il ricorso ai combustibili solidi (-0,2 Mtep, -6% rispetto allo stesso periodo del 2016), giunto all'ottavo calo tendenziale consecutivo su base trimestrale, penalizzato tra l'altro dal persistere di prezzi elevati del carbone sul mercato internazionale. Scende ancora anche il petrolio (0,4 Mtep, -3%), per il sesto trimestre consecutivo, mentre è invece ancora in aumento il ricorso al gas naturale (+0,4 Mtep, +4%), giunto alla sesta variazione positiva consecutiva su base trimestrale. Questo nonostante l'import netto di elettricità dalla Francia, la cui riduzione forzata aveva aiutato i consumi di gas, sia tornato ad aumentare (+0,2 Mtep, +9%). Infine le fonti energetiche rinnovabili (escluse biomasse per usi termici), che dal 2015 risultavano in quasi costante diminuzione, penalizzate dalla continua riduzione della produzione idroelettrica, sono tornate a una variazione positiva (0,25 Mtep, +3,7%), grazie all'aumento della generazione eolica e fotovoltaica. Le variazioni dell'ultimo trimestre confermano il trend osservato nella prima metà dell'anno. Continua a spiccare il notevole aumento dei consumi di gas (+3,2 Mtep la variazione cumulata nei primi nove mesi dell'anno, +8%), mentre scendono le importazioni di elettricità (-0,7 Mtep, -10,8%), il petrolio (-0,8 Mtep, -1,8%), il carbone (-0,7 Mtep, -8,3%) e le fonti rinnovabili (-0,4 Mtep, -2%).

Allargando la prospettiva a un orizzonte temporale più lungo, la Figura 13 evidenzia le variazioni avvenute negli ultimi due anni nelle tendenze di lungo periodo che caratterizzano le diverse fonti primarie. Dopo il trend crescente nel periodo 2010-2014, la crescita delle FER si è interrotta negli ultimi due anni, per la ridotta idraulicità e per il rallentamento nella crescita delle altre FER. Ha avuto invece un andamento opposto il gas naturale, in calo costante nel periodo 2010-2014 e in continua ripresa negli anni successivi, fino a superare il petrolio

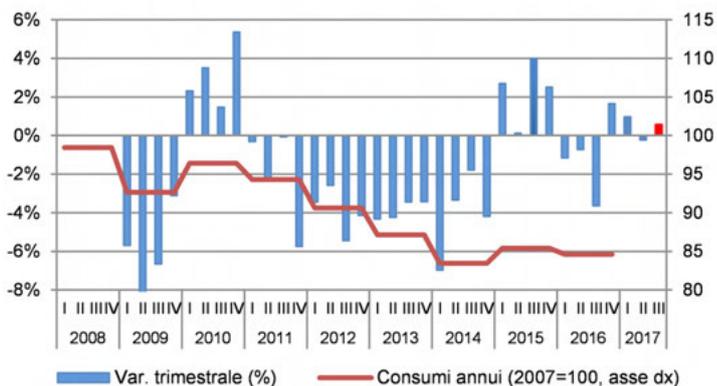


Figura 10 – Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

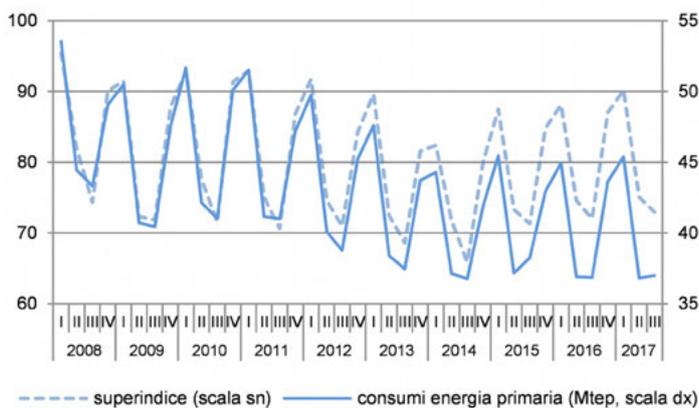


Figura 11 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

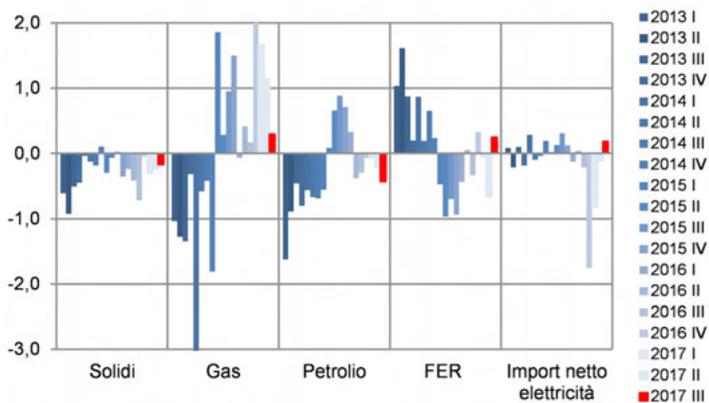


Figura 12 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

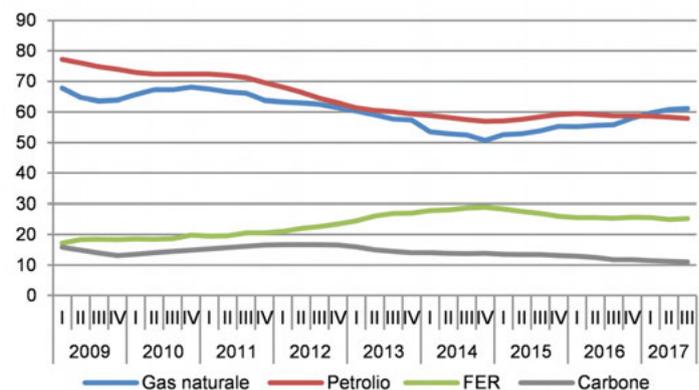


Figura 13 – Trend (somma ultimi 4 trimestri) dei consumi di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (Mtep)

come prima fonte primaria, anche grazie al leggero calo di quest'ultimo negli ultimi trimestri. Infine, il carbone prosegue un calo iniziato nel 2012, che a fine 2017 dovrebbe portare i consumi di carbone a circa 11 Mtep, in riduzione di 1/3 rispetto ai quasi 17 Mtep del 2012.

Ancora segnali di ripresa per i consumi elettrici

Nel III trimestre 2017 i consumi di elettricità si sono attestati a 82.805 GWh, in aumento dello 2,6% rispetto al III trimestre 2016 (Figura 16). Si tratta del secondo trimestre consecutivo di aumento, che sembra consolidare una ripresa dopo il lungo periodo di costanti riduzioni compreso tra fine 2011 e fine 2014, seguito da una sostanziale stagnazione. Una conferma viene dalla depurazione del dato grezzo (vedi Nota metodologica), che tiene conto dei giorni lavorativi e del clima, che mostra come in due dei tre mesi del trimestre la richiesta di energia elettrica si sia collocata vicino all'estremo superiore dell'intervallo di previsione al 95% (Figura 17), a indicare che i consumi effettivi sono stati superiori al valore atteso derivato da un modello di domanda basato sulla serie storica decennale. Nei primi nove mesi dell'anno la domanda risulta in crescita dell'1,7%.

Torna ad aumentare la generazione elettrica da FER, ancora un aumento per il gas

Nel III trimestre 2017 la produzione elettrica totale si è attestata a circa 73,4 TWh, in aumento di 1,2 TWh rispetto al corrispondente periodo del 2016 (+1,6%), perché la parziale ripresa delle importazioni non è stata sufficiente a compensare l'aumento della domanda. Nel mix di generazione si confermano i trend già osservati nella prima metà dell'anno, ma con una inversione di tendenza nel caso delle FER (Figura 14), che in termini di energia primaria sono in aumento di 0,25 Mtep, grazie all'aumento nella produzione da eolico (+595 GWh, +20%) e fotovoltaico (+648 GWh, +9%). La produzione idroelettrica continua invece a presentare cali ormai ininterrottamente da dieci trimestri (l'ultima variazione tendenziale positiva era stata nel I trimestre 2015). Nel III trimestre 2017 la generazione idroelettrica si è attestata a 11,8 TWh, un valore che implica uno scostamento negativo rispetto alla media degli ultimi dieci anni pari a 1,3 TWh, in ripresa rispetto al II trimestre, quando lo scostamento rispetto alla media decennale era stato pari a quasi 4 TWh (Figura 15). La ragione sta in primo luogo nel regime delle precipitazioni, che nell'ultimo anno ha toccato il minimo storico degli ultimi due secoli, ma la Strategia Energetica Nazionale del 2017 segnala come la vetustà degli impianti esistenti e l'incertezza normativa siano due elementi su cui agire per contrastare la riduzione della producibilità degli impianti legata alla scarsa idraulicità, tanto da permettere per il 2030 un incremento nella produzione di 5 TWh rispetto al 2015.

La ripresa di import e FER non ha impedito un nuovo aumento dell'input di gas naturale alla termoelettrica, sebbene stavolta l'incremento sia stato molto più contenuto rispetto ai trimestri precedenti (+0,1 Mtep rispetto al III trimestre 2016, ma +1,8 Mtep nel complesso dei primi nove mesi dell'anno, corrispondente a un +14%). Ulteriori cali marginali hanno riguardato il carbone e i prodotti petroliferi, per i quali a fine anno è prevedibile un nuovo minimo storico (Figura 14).

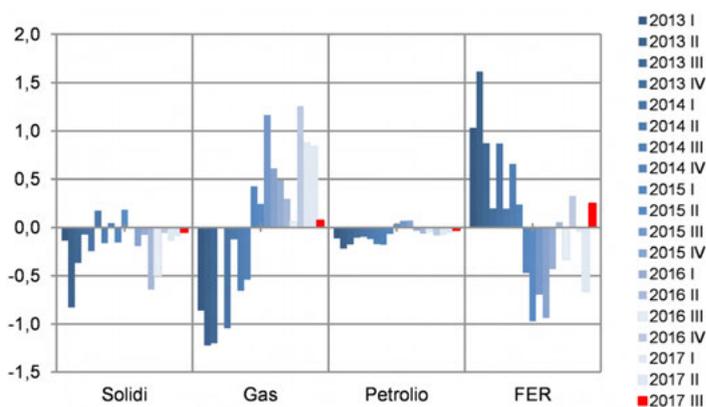


Figura 14 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

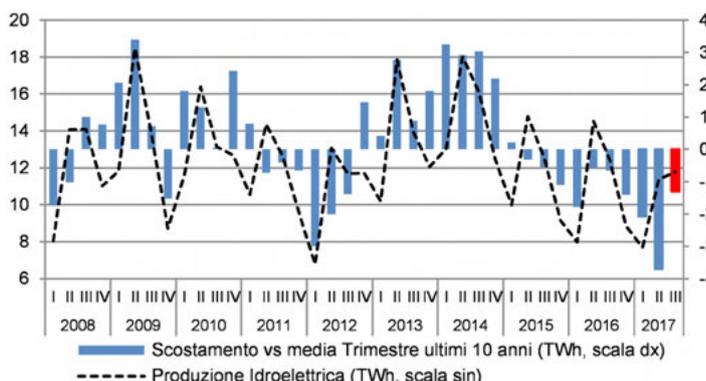


Figura 15 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e scostamento dai valori medi trimestrali 2006-2016 (TWh, asse dx)

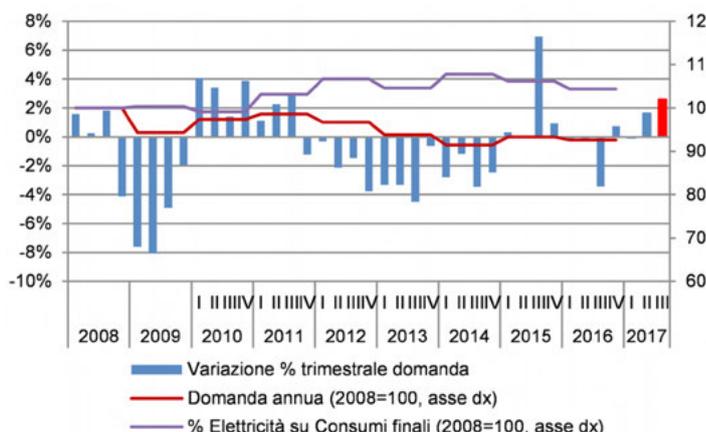


Figura 16 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sn), domanda elettrica annua e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

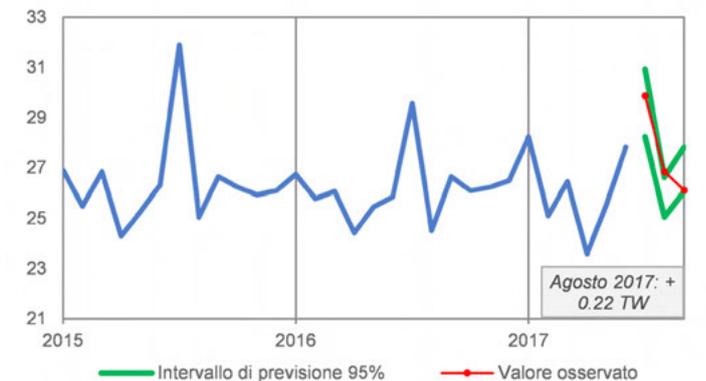


Figura 17 – Richiesta sulla rete di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi) con intervallo di previsione al 95%, con considerazione dell'effetto climatico (TWh)

In leggero aumento i consumi finali di energia

Nota metodologica).

I consumi finali di energia stimati per il III trimestre 2017 si attestano a circa 25,7 Mtep, risultando dunque in leggero aumento rispetto al corrispondente trimestre del 2016 (circa +0,2 Mtep, +0,6%) (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). Il dato cumulato relativo ai primi nove mesi dell'anno mostra però un aumento dell'1% (+1 Mtep).

Di nuovo in calo i consumi nei trasporti nonostante siano in aumento gli indicatori del traffico veicolare

del traffico totale può esserne considerata una proxy, nel III trimestre è risultato ancora in aumento (+1,1%) dopo il notevole aumento già registrato nel II trimestre (Figura 18). Indicazioni simili vengono anche dalle variazioni percentuali dell'Indice di Mobilità Relativa (IMR, dato ANAS) che rappresenta il numero totale di veicoli rilevati da un'ampia rete di sensori distribuiti su tutta la rete viaria nazionale. Per di più la Figura 18 mostra come si tratti del settimo trimestre consecutivo di riduzione dei consumi in contemporanea con aumenti del traffico.

Al netto della possibilità che i dati definitivi relativi ai consumi di energia del settore trasporti possano risultare diversi da quelli provvisori attualmente disponibili (un'eventualità già verificata in passato; si vedano in proposito anche i dubbi espressi alla presentazione del preconsuntivo 2017 dell'Unione Petrolifera), questi dati fanno emergere alcune questioni potenzialmente di grande rilievo per le prospettive del sistema energetico italiano: la possibilità di un disaccoppiamento tra consumi di energia e traffico veicolare; in che misura esso possa essere interpretato come effetto della maggiore efficienza del parco auto circolante; infine, se questo disaccoppiamento possa essere sufficiente per gli obiettivi di decarbonizzazione del settore, tenendo conto che il target di riduzione delle emissioni da settori non-ETS (residenziale, servizi e la parte prevalente del settore trasporti) assegnato all'Italia dalla direttiva Effort Sharing Decision (-33% rispetto al 2005) implica una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive stimabile in circa 9 Mtep/anno, pari a circa 0,9 Mtep/anno nel periodo 2021-2030.

Per una prima valutazione si è analizzato, su una serie storica più estesa, il trend dei consumi del settore trasporti in relazione alle stime di emissioni medie di CO₂ per chilometro del parco auto circolante, una proxy dell'efficienza energetica. La Figura 19 mostra come negli ultimi due anni il ricambio del parco, dovuto alla sostituzione di vecchi autoveicoli con i nuovi - Euro 6, ibridi ed elettrici - con fattori emissivi medi inferiori, abbia accelerato il trend di riduzione delle emissioni medie di CO₂. Si stima che l'attuale parco auto circolante emetta circa 155 gCO₂/km, contro i circa 163 del 2014 (vedi nota metodologica per i limiti della stima). La Figura 19 mostra anche come l'efficienza dei veicoli (meno CO₂ emessa per maggiori percorrenze) sia aumentata in modo particolarmente pronunciato nei due periodi 2005-2008 e 2015-2017. Dalla Figura 20 emerge come in entrambi i periodi suddetti il ricambio del parco auto sia avvenuto a ritmi sostenuti e in aumento rispetto agli anni precedenti. Anche nell'ultimo trimestre il mercato dell'auto si è infatti confermato in forte crescita, con 392.402 nuovi veicoli (+8% sul 2016), e a fine 2017 le immatricolazioni dovrebbero tornare dopo diversi anni a circa 2 milioni.

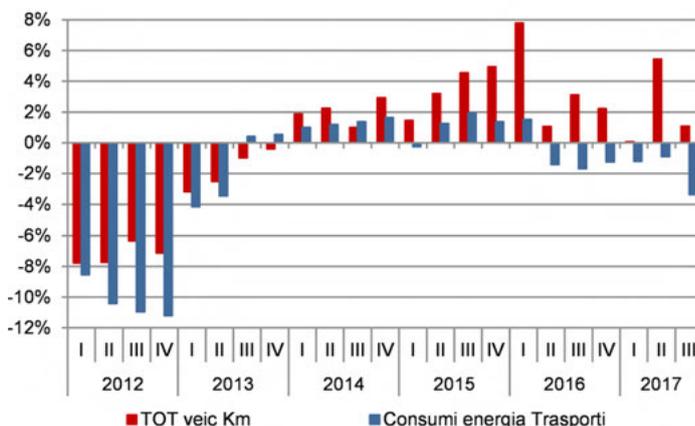


Figura 18 – Consumi di energia nei trasporti, traffico veicolare sulla rete autostradale (veic/km) e IMR (veicoli) (variazione % tendenziale)

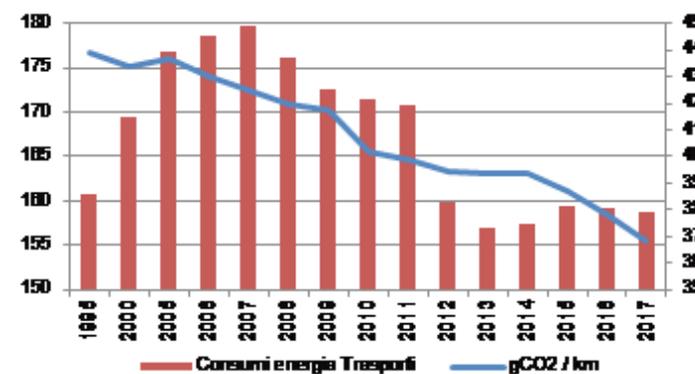


Figura 19 – Consumi del settore trasporti (Mtep, asse dx; NB: per il 2017 stima) e stime di emissioni medie di CO₂ del parco auto circolante (gCO₂/km, asse sin)

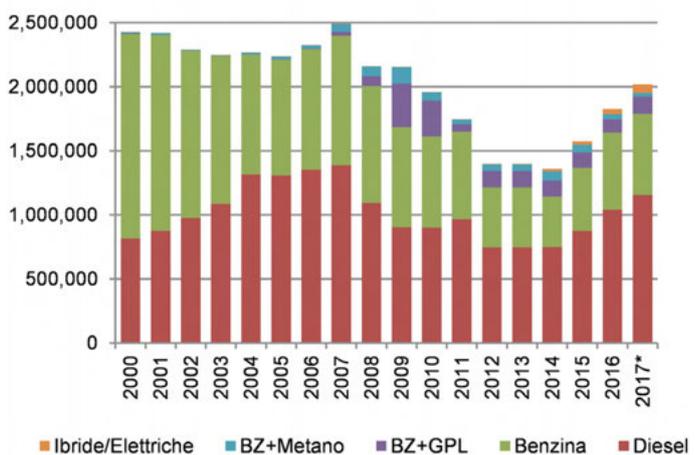


Figura 20 – Immatricolazioni annue di autovetture (NB: per il 2017 stima preliminare)

L'accelerazione nel ricambio del parco auto avrebbe dunque determinato un'accelerazione nel miglioramento dell'efficienza media dello stesso. E questo nonostante che nell'ultimo anno le emissioni medie del nuovo immatricolato siano rimaste costanti (vedi più avanti, Cap. 3), perché evidentemente la crescita delle immatricolazioni di auto con alimentazione alternativa è stata bilanciata da altri fattori (cilindrata, potenza, dimensioni).

Si tratta certamente di un tema che merita valutazioni più approfondite, anche a seguito della disponibilità di dati sui consumi di carburanti più consolidati.

In leggero aumento i consumi dell'industria, in linea con la produzione industriale

Secondo la stima preliminare ENEA i consumi dell'industria per il III trimestre 2017 si sono attestati a 6,5 Mtep, che corrisponderebbero a un significativo +3,8% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente (Figura 21). Si tratta di un dato coerente con la crescita della produzione industriale dei beni intermedi, in linea con quanto avvenuto nei due trimestri precedenti. Nell'ultimo trimestre la produzione industriale è cresciuta leggermente meno della crescita dei consumi di energia, ma complessivamente nei primi nove mesi dell'anno le due variabili si sono mosse in perfetta sintonia: +2,1% la crescita dei consumi, +1,8% la crescita della produzione dei beni intermedi.

Anche i consumi energetici del civile crescono in linea con l'andamento delle variabili guida

Nel III trimestre 2017 i consumi di energia del settore civile hanno mostrato una crescita del 2%, attestandosi a 6,7 Mtep. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno i consumi del settore risultano in crescita di quasi 2 Mtep (+2,7%), in coerenza con l'andamento delle variabili guida (Figura 22). Nel primo trimestre dell'anno una spinta ai consumi era venuta dall'inverno meno mite rispetto all'anno precedente, nei successivi due trimestri ha probabilmente avuto un ruolo importante la crescita economica, in particolare il buon andamento del settore terziario. Il superindice relativo al settore civile, costruito a partire dalle variabili PIL e proxy gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, è cresciuto dello 0,6% nel III trimestre, del 3,3% nell'insieme dei primi mesi dell'anno.

Secondo la stima preliminare ENEA i consumi dell'industria per il III trimestre 2017 si sono

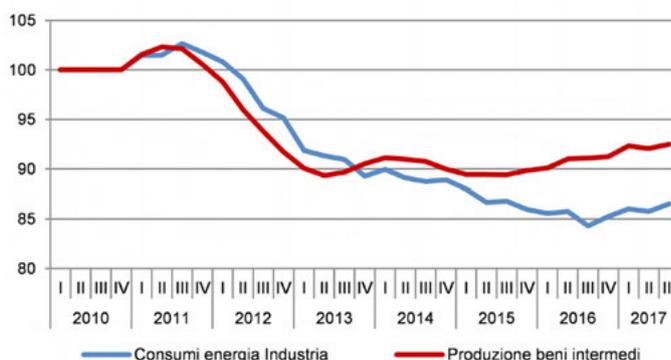


Figura 21 – Industria: consumi finali di energia e indice della produzione industriale dei beni intermedi (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

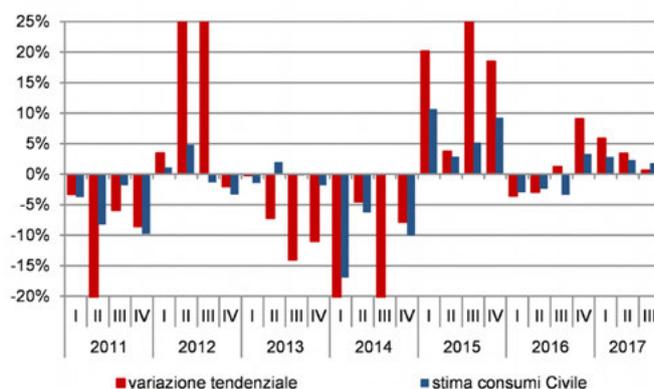


Figura 22 – Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)

3 Decarbonizzazione del sistema energetico

Tornano a calare le emissioni di CO₂

Nel III trimestre 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono tornate a diminuire in termini tendenziali (cioè rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), dopo i tre incrementi consecutivi registrati nei trimestri precedenti (Figura 23; N.B.: vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima preliminare ENEA). Il ritorno alla diminuzione delle emissioni, sia pure per poco più dell'1%, è in primo luogo spiegabile con il venir meno dei fattori congiunturali che avevano invece spinto le emissioni negli ultimi trimestri, cioè i problemi del parco nucleare francese con le conseguenti ridotte importazioni di elettricità dalla Francia e la continua riduzione della produzione idroelettrica a causa della drastica riduzione dell'idraulicità. Nel III trimestre la produzione idroelettrica è risultata ancora una volta inferiore a quella dell'anno precedente, ma in misura più limitata, grazie a una parziale ripresa registrata a settembre. Inoltre, gli aumenti della generazione elettrica da eolico e fotovoltaico hanno più che compensato la ridotta produzione idroelettrica, cosicché le emissioni del settore della generazione sono rimaste invariate pur in presenza di una crescita della domanda e della produzione (+1,6%). La complessiva riduzione delle emissioni è invece riconducibile alla minore intensità carbonica della generazione elettrica da fossili e alla riduzione dei consumi dei trasporti. In sintesi, la diminuzione delle emissioni ha riguardato sia i settori rientranti nell'Emission Trading System sia i settori non coperti dall'ETS (ma disciplinati dalla cosiddetta Effort Sharing Decision).

Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno le emissioni totali restano comunque in aumento per quasi 3 Mt (+1% circa), spinte dalla generazione elettrica e dal civile, mentre presentano modeste riduzioni i trasporti e l'industria.

Pressoché assicurati gli obiettivi UE al 2020, meno scontato l'obiettivo fissato nella SEN 2013

Nell'ipotesi di emissioni invariate nell'ultimo trimestre dell'anno, a fine 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano salirebbero a circa 336 Mt, un dato pienamente in linea con gli obiettivi 2020: per un verso, è inferiore all'obiettivo del -15% (rispetto al 2010, e per la sola CO₂) fissato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013; per un altro verso, è coerente con l'obiettivo di riduzione del 13% (rispetto al 2005) per i soli settori non-ETS (per questi il valore delle emissioni atteso a fine 2017 è infatti pari al -18%).

Il raggiungimento degli obiettivi 2020 è legato a fattori non solo "virtuosi", come la flessione del PIL e del livello della produzione di beni e servizi, che però nel corso degli ultimi due anni sono tornati su un sentiero di crescita (vedi Cap. 2.1). In conseguenza di ciò negli ultimi due anni la traiettoria di decarbonizzazione italiana è cambiata in modo significativo, allontanandosi dagli obiettivi di più lungo periodo, cioè quelli relativi al 2030 (riduzione del 33% per i settori non-ETS e del 43% per l'insieme dei settori ETS europei). Se si proiettano le emissioni di CO₂ ipotizzando che intensità energetica di PIL, quota di fossili sul totale energia e intensità carbonica dell'energia fossile procedano ai tassi di variazione degli ultimi tre anni, la traiettoria che ne risulta non è più in linea con gli obiettivi (Figura 25).

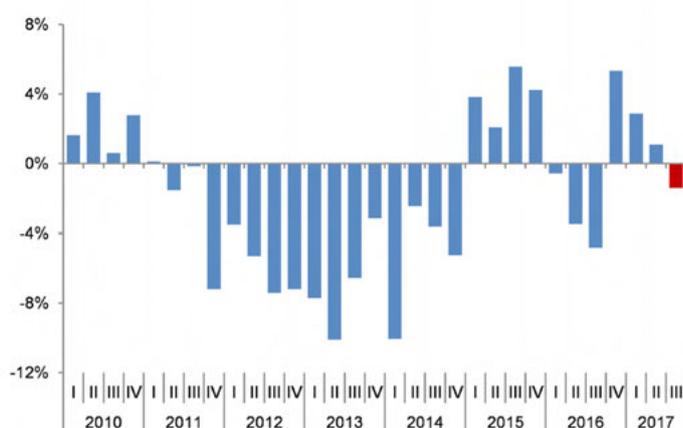


Figura 23 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

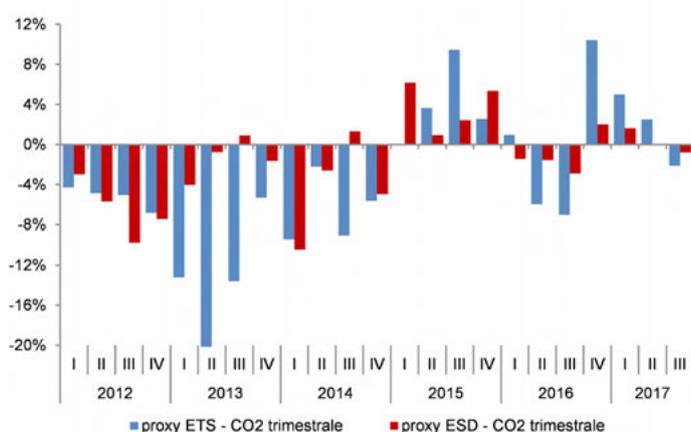


Figura 24 – Emissioni di CO₂ dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)

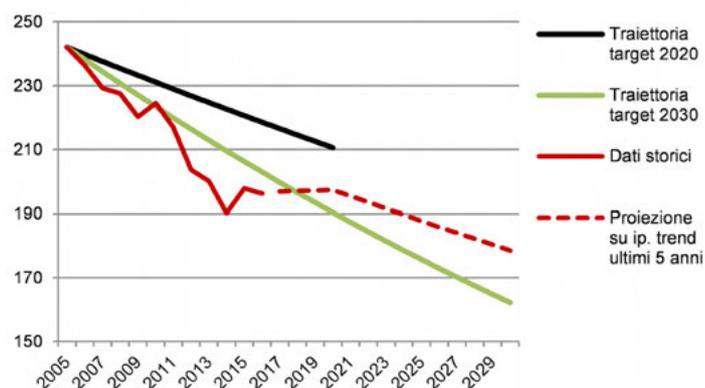


Figura 25 – Proiezione emissioni di CO₂ dei settori ESD (Mt)

Perché la traiettoria di decarbonizzazione si è allontanata dagli obiettivi 2030

(dodici trimestri), la cui somma corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂ (negli stessi tre anni). Dalla Figura emerge in primo luogo come nel periodo in questione le emissioni di CO₂ siano diminuite a tassi medi dapprima progressivamente crescenti, dal 2,5% medio annuo fino a punte del 6% nel 2014, poi progressivamente decrescenti, fino a tornare a variazioni positive nel 2017.

La ragione degli elevati tassi di riduzione delle emissioni registrati tra il 2013 e il 2015 sta nella combinazione di forti variazioni negative di due componenti strutturali, l'intensità energetica del PIL e la quota di fonti fossili sull'energia primaria (riflesso dei forti investimenti in fonti rinnovabili) e di una componente congiunturale, il PIL pro-capite, che in quegli anni era in costante riduzione. Con una qualche approssimazione si può dunque considerare che la riduzione delle emissioni legata a fattori "strutturali", cioè al netto della componente PIL pro-capite, ha raggiunto un massimo di poco inferiore al 5% medio annuo nella seconda metà del 2014 (-2,6% m.a. l'intensità energetica, -3% m.a. la quota di energia fossile sul totale, +0,7% m.a. l'intensità carbonica dell'energia fossile).

La Figura 27 evidenzia come questa traiettoria sia progressivamente cambiata, fino ad arrivare a variazioni positive delle emissioni. La ragione sta nelle variazioni medie annue del PIL pro-capite e della quota di energia fossile sul totale: in entrambi i casi le variazioni negative sono divenute sempre più esigue, finché a fine 2016 si è arrivati a una variazione media annua (calcolata sui precedenti tre anni) positiva.

Se infine si guarda all'andamento del sistema nel periodo più recente, cioè dal III trimestre 2014 al III 2017, le emissioni di CO₂ risultano in aumento a un tasso medio annuo dello 0,8%, sostenute da una crescita del PIL pro-capite ormai tornata positiva (+1,1% il tasso medio degli ultimi tre anni) e dall'aumento della quota di energia fossile sull'energia primaria, dovuto alla ripresa del ruolo del gas. Poiché le riduzioni dell'intensità energetica e dell'intensità carbonica delle fonti fossili (quest'ultima tornata a variazioni negative con la riduzione del ruolo del carbone) non sono state sufficienti a compensare le spinte suddette, ne è derivato un aumento delle emissioni (Figura 27).

In definitiva, nel nuovo quadro di relativa crescita economica il ritorno alle fortissime riduzioni delle emissioni di CO₂ registrate intorno al 2014 è divenuto molto più problematico, e con esso anche il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine.

A fine 2017 la quota di rinnovabili sui consumi finali dovrebbe restare ferma sui livelli del 2016

sta nel cambio di direzione preso dall'evoluzione della quota di fonti fossili sull'energia primaria (curva azzurra della Figura 27). Negli ultimi anni lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha infatti progressivamente rallentato. Il tasso medio annuo di crescita della quota di FER (fonti energetiche rinnovabili) sui consumi finali (il target utilizzato dall'UE) è stato dell'1,1% se calcolato sugli ultimi tre anni, del 2,1% se calcolato sugli ultimi cinque anni. In entrambi i casi si tratta di ritmi decisamente più lenti di quelli coerenti con l'obiettivo di una quota del 27% dei consumi finali da raggiungere entro il 2030.

Secondo la stima preliminare ENEA a fine 2017 la quota di fonti rinnovabili sui consumi finali dovrebbe rimanere pressoché invariata rispetto all'anno precedente.

Ripresa della domanda e basso idro dietro al nuovo aumento delle emissioni del settore elettrico

invariate. In Figura 28 la variazione delle emissioni è scomposta in variazione della produzione netta e variazione dell'intensità carbonica della produzione elettrica. Ne emerge come nell'ultimo trimestre la variazione nulla delle emissioni sia stata il risultato di una modesta variazione positiva della produzione netta, compensata da una equivalente riduzione dell'intensità carbonica dei kilowattora prodotti.

Si è detto che una ragione decisiva nell'allontanamento della traiettoria di decarbonizzazione dagli obiettivi di lungo periodo

Dopo tre trimestri consecutivi di incrementi, nel III trimestre dell'anno le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono rimaste

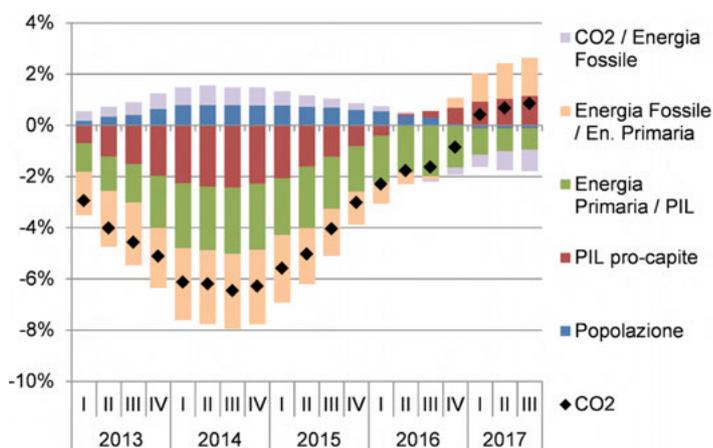


Figura 26 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

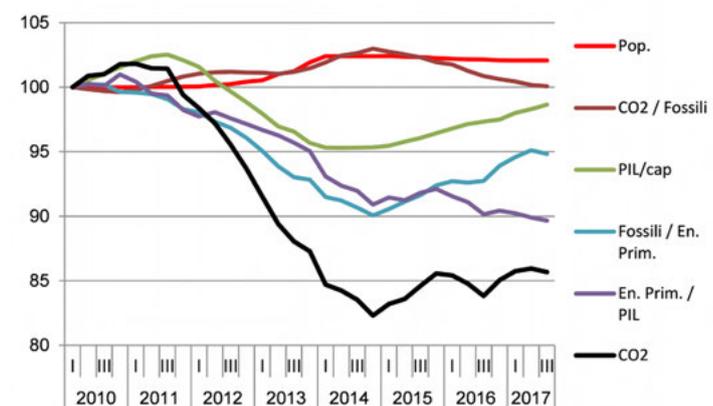


Figura 27 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

Nei trimestri precedenti le emissioni siano state sostenute dapprima dall'aumento della generazione termoelettrica, legato alla necessità di rimpiazzare le ridotte importazioni dalla Francia, poi dalla riduzione della produzione da FER, causata dalla ridotta produzione idroelettrica, che ha fatto aumentare l'intensità carbonica dei kilowattora prodotti. Nel 2016 la riduzione delle emissioni era stata invece dovuta alla riduzione della generazione da carbone.

Emissioni dei settori ESD (civile e trasporti) in leggera diminuzione grazie ai trasporti

non-ETS. Il dato peculiare del disaccoppiamento fra traffico e consumi energetici dei trasporti (vedi Cap. 2.2) si riflette in questo caso in una crescita dell'indice proxy della domanda dei servizi energetici del settore, che risulta invece in aumento (+1%). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno l'aumento è positivo per lo 0,6%, a causa dell'aumento dei consumi per riscaldamento all'inizio dell'anno per il clima più rigido dell'anno precedente.

La Figura 29 conferma comunque l'elevata correlazione fra l'evoluzione dei consumi di energia dei settori ESD e l'evoluzione delle variabili guida della domanda di servizi energetici degli stessi settori (vedi Nota metodologica), pur con alcune eccezioni. Dalla Figura emerge chiaramente come a partire dal 2015, terminata la spinta alla riduzione della domanda di servizi energetici esercitata dalla lunga recessione, anche la riduzione dei consumi energetici si è sostanzialmente arrestata.

In forte crescita le alimentazioni alternative, ma restano stabili le emissioni medie dei veicoli immatricolati

Si è visto (Cap. 2) come il mercato dell'auto si confermi in crescita, con 392.402 nuovi veicoli nel III trimestre 2017 (+8% tendenziale). Gli aumenti percentuali più significativi hanno riguardato le ibride elettriche (14.492 veicoli, +76%), il GPL (30.190 veicoli, +48%) e le elettriche (359 veicoli, +39%), ma sono cresciute in modo rilevante anche le auto a benzina (126.466 veicoli, +9%) e ancor più il diesel (240.663 veicoli, +14%, Figura 30). Scendono invece le immatricolazioni delle auto a metano (6.243 nuovi veicoli, -18%), dato in parte correlabile con la mancata spinta attesa con la pubblicazione del decreto "biometano" che avrebbe dovuto portare alla realizzazione di impianti di produzione di questo combustibile con immissione in rete e/o la creazione di nuovi punti di distribuzione.

Nonostante l'incremento delle auto ad "alimentazione alternativa", le emissioni medie dei nuovi autoveicoli immatricolati sono però aumentate dello 0,1% rispetto al III trimestre 2016, portandosi a circa 113 g CO₂/km. Questo dato fa emergere la possibile difficoltà nel raggiungimento dell'obiettivo fissato per il 2021 (95 CO₂/km, limite che viene ricalcolato in base alla massa media dei veicoli prodotti da ciascun fabbricante) e ancor più dei nuovi obiettivi stabiliti dal pacchetto di misure presentato in novembre dalla UE per favorire lo sviluppo del settore dei veicoli a bassa emissione. Il pacchetto prevede entro il 2025 una riduzione delle emissioni medie del 15% rispetto al 2021, per arrivare al 30% nel 2030. Sono previste sanzioni per i produttori che supereranno i limiti, mentre vi è una misura aggiuntiva che riguarda la produzione di veicoli *clean* (<50 CO₂/km), che invece non prevede sanzioni, ma prevede dei crediti a compensazione di eventuali sforamenti dei limiti per i produttori che immettono nuovi veicoli *clean* per il 15% entro il 2025 e per il 30% entro il 2030, rispetto ai dati del 2021.

Nel III trimestre 2017 le emissioni di CO₂ 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 CO₂ pari a -33% rispetto al 2005), sono risultate in leggera riduzione (-0,5% rispetto al III trimestre 2016), grazie alla riduzione dei consumi di energia dei trasporti, che hanno compensato gli aumenti del civile e della parte di industria

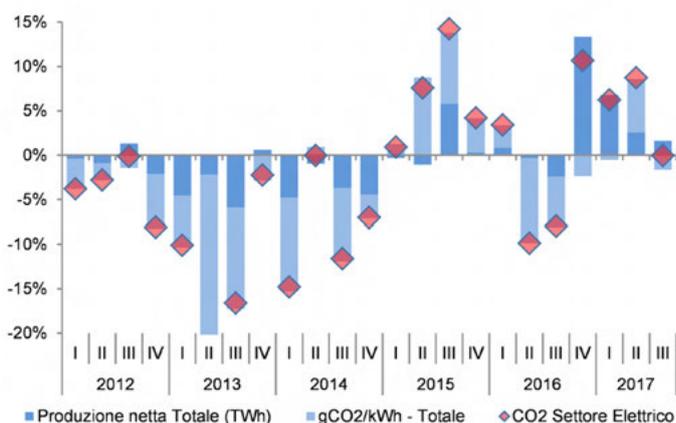


Figura 28 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione della variazione tendenziale (var. % trimestre su trim. anno prec.)

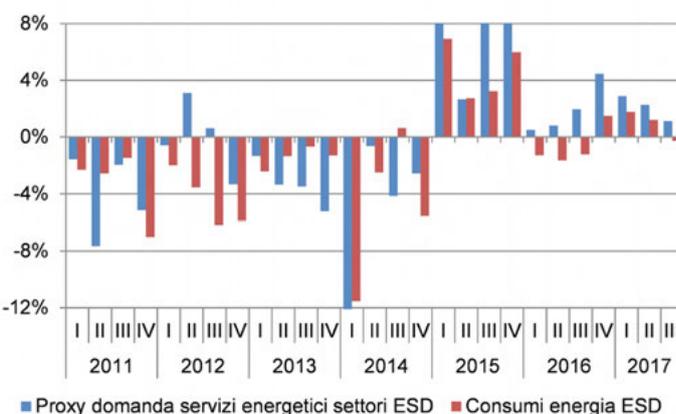


Figura 29 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori ESD (variazione % tendenziale)

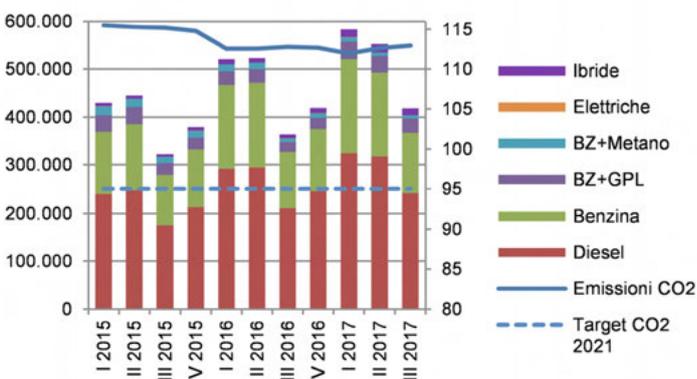


Figura 30 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei veicoli immatricolati (gCO₂/km, asse dx)

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

Maria Cristina Tommasino, Alessandro Zini

Lo sviluppo delle tecnologie "a basso contenuto di carbonio" risulta fondamentale per la transizione dell'Unione Europea verso un'economia decarbonizzata come evidenziato nel pacchetto europeo "Unione dell'Energia", la cui quinta dimensione, *ricerca, innovazione e competitività*, promuove soluzioni innovative nel campo delle tecnologie energetiche pulite e a basse emissioni di carbonio.

In tale contesto è stata svolta un'analisi degli scambi internazionali delle principali tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio, con particolare attenzione alla posizione competitiva dell'Italia nei confronti dei principali partner commerciali.

A partire dalla principale letteratura di riferimento, si sono individuati, nell'ambito della base dati Sistema Armonizzato (Harmonized System-HS 6)¹ i codici identificativi di cinque tecnologie energetiche *low-carbon* (Autoveicoli elettrici, Sistemi di Accumulo elettrici - altrimenti detti "Batterie Secondarie" - Solare Fotovoltaico, Solare Termico, Eolico) e analizzati gli scambi internazionali dal 2003 fino al 2016 (Nota metodologica).

Il quadro internazionale

L'aggregato prodotti qui classificati come tecnologie energetiche *low carbon* costituisce in termini quantitativi una fetta piuttosto piccola del commercio mondiale. Nel 2016 la quota di esportazioni di tali prodotti sul commercio manifatturiero mondiale è infatti pari allo 0,75%. Per offrire una quantificazione monetaria, nel 2016 l'avanzo commerciale della Cina, il paese leader dal punto di vista delle dimensioni degli scambi, non raggiunge i 17 miliardi di dollari, mentre per l'intero comparto manifatturiero l'avanzo commerciale di questo paese sfiora 510 miliardi di dollari. Nondimeno, si tratta di prodotti a forte espansione commerciale internazionale, se si considera che dieci anni prima l'incidenza del loro valore di scambio sul totale dei prodotti manifatturieri era pari ad appena lo 0,16%, e da allora è andata progressivamente aumentando.

La Tabella 1 evidenzia alcuni dati di sintesi circa il peso e la dinamica commerciale mondiale delle singole tecnologie. Le tecnologie con il maggior tasso di crescita negli scambi mondiali nel periodo 2003-2016 sono state quelle del solare fotovoltaico, dell'eolico e dei veicoli elettrici, con un significativo valore medio annuo intorno al 18%. Nel 2016 le tecnologie di maggior consistenza in termini di valore dello scambio mondiale sono il solare fotovoltaico (46,5 miliardi di euro) e i sistemi di accumulo elettrici (circa 35 miliardi). Tutte le tecnologie energetiche *low carbon* mostrano un valore elevato dell'indice di concentrazione di Herfindahl², se posto in confronto al totale del commercio manifatturiero (Tabella 1). Un valore relativamente alto di concentrazione del commercio internazionale è anche la spia di un caratterizzante contenuto tecnologico per tali prodotti e della probabile formazione di vantaggi comparati. I cinque settori presi in considerazione si caratterizzano tra di loro per un diverso livello di maturità tecnologica e commerciale³, ma rispetto alla generalità dei prodotti manifatturieri richiedono un maggior investimento in ricerca e sviluppo. Eolico e veicoli elettrici sono i settori a maggior concentrazione, mentre il solare termico e le *secondary batteries* mostrano un valore dell'indicatore meno accentuato, che è comunque pari a circa tre volte quello che si determina nel commercio manifatturiero mondiale.

Tabella 1 – Dati di sintesi sul commercio mondiale di tecnologie energetiche *low-carbon*

Tecnologia	Valore 2016 *	Tasso di crescita annuo medio **	Indice di Herfindahl 2016
Solare fotovoltaico	46,5	18,2%	0,15
Sistemi di accumulo ***	34,8	4,5%	0,11
Eolico	9,4	17,9%	0,21
Veicoli elettrici	6,8	17,9%	0,18
Solare termico	1,4	6,2%	0,11
Manifatturiero	13.895	6,7%	0,04

* Valore del commercio mondiale al 2016 in miliardi di euro

** Per sistemi di accumulo elettrici il periodo è il 2012-2016; per gli altri settori il 2003-2016.

*** Serie disponibile solo a partire dal 2012

¹ HS (Harmonized System), espressione abbreviata di Harmonized Commodity Description and Coding System, sistema armonizzato di classificazione delle merci, elaborato e gestito da World Customs Organization (WCO). Il sistema HS comprende oltre 5000 raggruppamenti di merci, ciascuno dei quali è identificato da un codice numerico a 6 cifre. I flussi commerciali sono analizzati in termini monetari: importazioni ed esportazioni espressi in dollari correnti.

² L'indice di Herfindahl costituisce una misura sintetica del grado di concentrazione del commercio mondiale da parte dei singoli paesi. È dato dalla somma dei quadrati delle quote di esportazione detenute dai singoli paesi. Ha un campo di variazione tra 0 (perfetta equidistribuzione delle quote) e 1 (concentrazione del commercio mondiale da parte di un singolo paese).

³ La tecnologia delle turbine eoliche può essere ritenuta quella ad uno stato più avanzato, mentre quella dei sistemi di accumulo quella più allo stadio iniziale.

Il quadro più recente delle posizioni dei singoli Paesi nel consesso mondiale è catturato dalla mappa in Figura 1, che per l'aggregato tecnologie energetiche *low-carbon* restituisce in scala ordinale i corrispettivi pesi sul valore degli scambi commerciali. In generale, appare netta la polarizzazione geografica in tre aree, l'Asia del sud-est, l'Europa occidentale, e gli USA. I primi tre Paesi in graduatoria sono Cina, Corea del Sud e Germania. In particolare, la Cina detiene una quota percentuale che sfiora il 26%, ben superiore a quella coreana (8,7%) e tedesca (8,4%). Vale la pena rilevare che la quota di mercato della Cina nell'intero comparto manifatturiero è pari a circa la metà (13%). La Cina è leader per tutte le tecnologie energetiche qui esaminate, con la sola eccezione dei veicoli elettrici. I punti di forza della Corea del Sud sono i sistemi di accumulo elettrici, il solare fotovoltaico e, soprattutto, i veicoli elettrici. La Germania vanta rilevanti quote di mercato nell'eolico e nel settore dei veicoli elettrici (per entrambi ad una quota del 17% circa). Gli USA mostrano una posizione competitiva rilevante solo per il settore dei veicoli elettrici. Spicca invece la fetta di mercato di alcuni Paesi di piccole dimensioni, come la Malaysia (fotovoltaico) e la Danimarca (eolico). Questi ultimi due Paesi addirittura mostrano una marcata specializzazione in queste tecnologie, con un valore superiore del saldo commerciale al 2016 che corrisponde all'1% del rispettivo PIL. In termini di posizione nella graduatoria delle quote di mercato, l'Italia si colloca in compagnia di Paesi come la Spagna, la Thailandia, la Francia e la Svizzera (Figura 1). Infine, una particolarità è quella relativa alla concentrazione delle quote per il settore dei veicoli elettrici, più di quanto dica l'indice di Herfindahl: quattro soli Paesi, come USA, Germania, Francia e Regno Unito (aventi tradizione nella meccanica automobilistica) e Paesi Bassi (probabilmente anche in forza di una forte politica di disincentivazione nei confronti delle auto a benzina e diesel, che prevede la messa al bando entro il 2025) raccolgono una quota di mercato mondiale pari al 71% nel 2016. A questi Paesi si possono aggiungere il Belgio e la Spagna e, se si guarda al livello di specializzazione, altri Paesi che hanno tratto giovamento da un consistente flusso di investimenti esteri in entrata, come la Slovacchia.

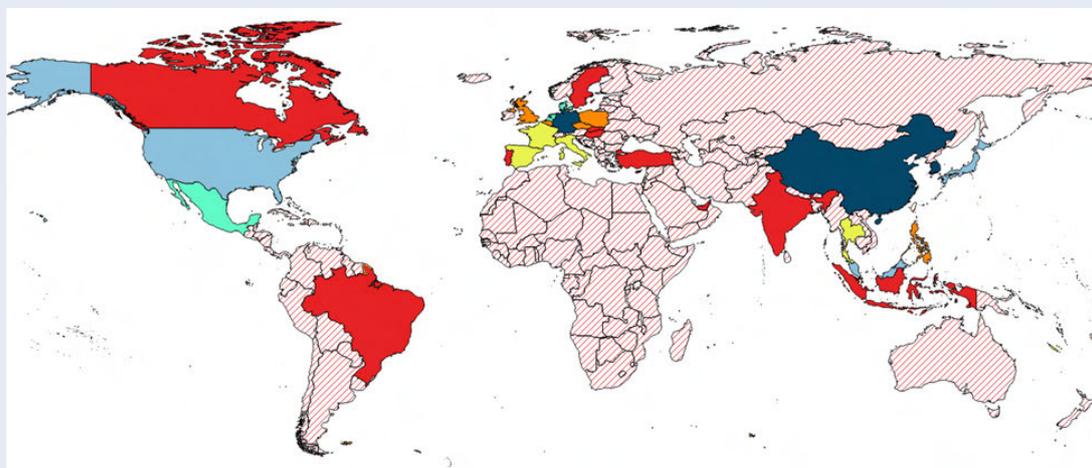


Figura 1 – Posizione in graduatoria mondiale per quota alle esportazioni nell'aggregato tecnologie energetiche low-carbon – Anno 2016

Il quadro nazionale

Nel 2016 l'Italia segna un saldo commerciale negativo per l'aggregato tecnologie energetiche *low-carbon* di 637 milioni di euro. Un dato particolarmente saliente è quello che si riferisce agli anni 2010 e 2011, quando per il comparto si è registrato un forte disavanzo commerciale, in larga parte imputabile ad un picco di importazioni di prodotti del settore fotovoltaico. In questi due anni il disavanzo commerciale per il solo settore fotovoltaico è stato pari rispettivamente a 8,5 miliardi di euro (grazie ad un aumento dell'import del 308% rispetto al 2009) e a 6,6 miliardi di euro. Si tratta di valori considerevoli, quantificabili intorno allo 0,52% e allo 0,41% del PIL. Considerando l'intero aggregato delle tecnologie individuate, l'area geografica dalla quale il nostro paese importa maggiormente è l'Unione Europea, per una quota di quasi tre quarti del valore totale (Tabella 1). Da notare come nei due anni di aumento delle importazioni di prodotti a tecnologia solare fotovoltaica, il 2010 e il 2011, le importazioni dalla Cina siano cresciute di pari passo (Tabella 2).

Tabella 2 – Aree geografiche di provenienza delle importazioni italiane (tutto l'aggregato), 2009-2016

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
UE	48,6%	49,5%	47,7%	64,8%	75,2%	72,6%	71,8%	73,0%
Cina	29,3%	36,8%	42,2%	27,2%	12,4%	15,7%	16,7%	15,5%
Giappone	3,0%	1,4%	0,8%	0,6%	2,0%	4,3%	0,9%	0,9%
USA	3,0%	1,5%	1,0%	1,1%	1,6%	2,4%	2,1%	2,0%
Altri	16,1%	10,9%	8,2%	6,3%	8,7%	9,4%	8,4%	7,9%

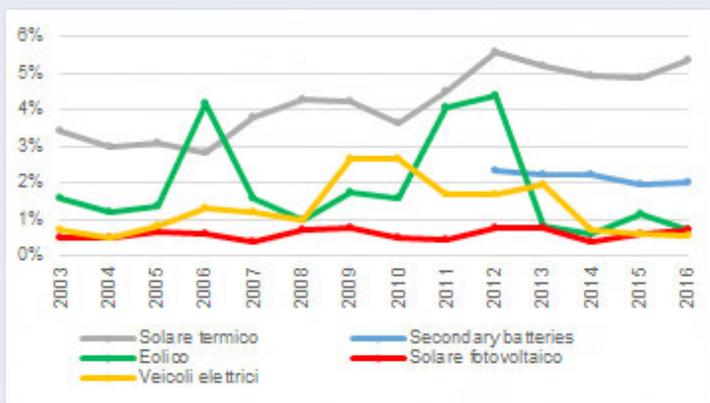


Figura 2 – Quota di export mondiale, tecnologie energetiche low-carbon, 2013-2016

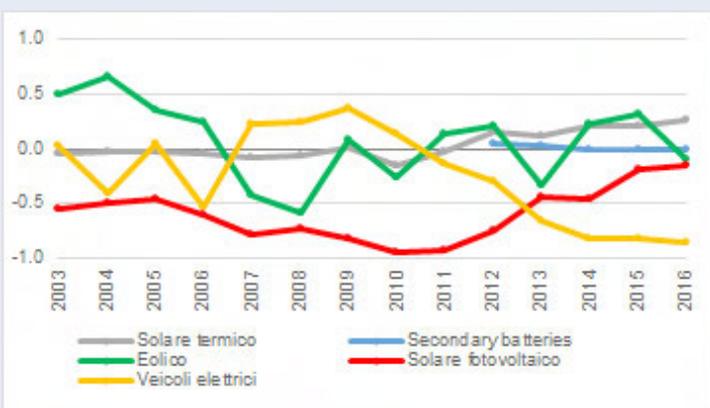


Figura 3 – Saldi normalizzati tecnologie energetiche low-carbon, 2013-2016

A concludere l'analisi, un altro indicatore utilizzato è stato quello del vantaggio comparato rivelato (Figura 4)⁵. Alla luce di questo indicatore, l'unica tecnologia energetica *low-carbon* con andamento positivo per l'Italia è quella del solare termico, con una quota all'export mondiale che è pari a quasi due volte quella detenuta nel manifatturiero *in toto*. Per gli altri settori, in modo particolarmente accentuato negli ultimi quattro anni, non sembrerebbe manifestarsi l'effetto di alcun vantaggio comparato.

In conclusione, emerge peraltro come proprio nei settori a maggior competitività commerciale e a maggior concentrazione delle quote di mercato l'Italia sconti le prestazioni peggiori.

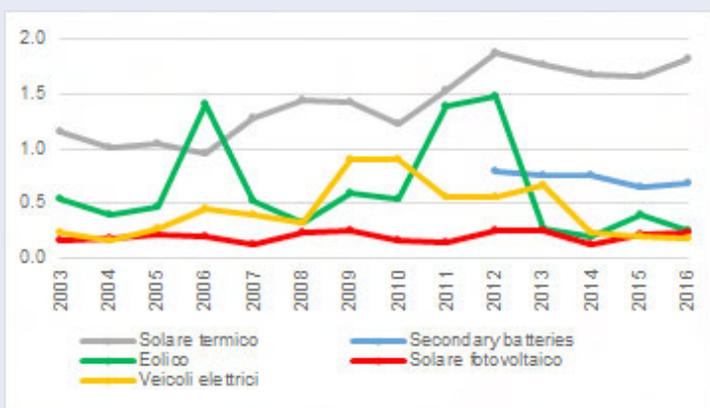


Figura 4 – Indice di vantaggio comparato rivelato, tecnologie energetiche low-carbon, 2013-2016

vantaggio comparato toccano 1,80 e 1,33 nel 2016. Proprio questo dato, unitamente all'esistenza di una buona tradizione meccanica e automobilistica del paese, potrebbe essere letto come uno dei potenziali percorsi di successo futuri, con effetti non solo in termini di contributo alla decarbonizzazione, ma anche in termini di competitività commerciale.

Dal punto di vista della quota sull'export mondiale, l'Italia registra prestazioni variabili. Nei prodotti del solare termico (5,4% nel 2016) e dei sistemi di accumulo elettrici (2% nel 2016) permane nel novero dei primi 10 Paesi esportatori. Al contrario, nel fotovoltaico, veicoli elettrici ed eolico conosce le prestazioni meno lusinghiere (Figura 2).

Dal punto di vista dei saldi normalizzati⁴, l'unico settore che registra un segno positivo è quello del solare termico. Tutti gli altri registrano valori negativi (Figura 3). Da segnalare ancora la dinamica del saldo normalizzato del solare fotovoltaico, tendenzialmente in ripresa dopo lo shock del 2010-2011, ma più per una diminuzione delle importazioni che per lo sviluppo delle esportazioni, quasi a rimarcare una momentanea saturazione della domanda interna italiana. Uno dei settori più dinamici, e con grandi potenzialità di sviluppo nel breve termine, è quello dei veicoli elettrici, che sembrerebbe però trovare il nostro paese spiazzato: tra il 2010 e il 2016 le esportazioni, già a valori piuttosto bassi in termini assoluti, sono diminuite del 14%, mentre le importazioni sono aumentate di ben 12 volte. Sembrerebbe quindi che una domanda interna in espansione sia stata soddisfatta attraverso il ricorso al mercato estero (il saldo normalizzato è uguale a -0,85 nell'ultimo anno). Appare significativo come, mentre altri Paesi europei abbiano assunto negli ultimi anni un vantaggio competitivo nel settore dei veicoli elettrici, lo stesso non sia accaduto per l'Italia.

Nonostante un quadro generale non propriamente positivo, è anche possibile intravedere alcuni segnali in controtendenza. Secondo alcune analisi⁶, l'Italia avrebbe un potenziale di sviluppo nel settore dei veicoli elettrici. L'analisi degli scambi internazionali dei prodotti contrassegnati con codice HS-850710 (*Electric accumulators, lead-acid, of a kind used for starting piston engines*) e HS-850790 (*Electric accumulators, parts*), che afferiscono al settore delle batterie secondarie e costituiscono quindi importanti componenti dei veicoli elettrici, evidenziano infatti prestazioni stabilmente positive negli ultimi anni.

I saldi normalizzati nel 2016 segnano valori pari a +0,22 e +0,49, rispettivamente per HS-850710 e per HS-850790. Parimenti, i valori dell'indice di

Bibliografia

Bruegel Blueprint Series, vol. XXVI, *Remaking Europe: the new manufacturing as an engine for growth*. Reinhilde Veugelers, editor, 2017

Glachant, M., Dussaux, D., Meniere, Y., Dechezlepretre, A., *Promoting International Technology Transfer of Low-Carbon Technologies: Evidence and Policy Perspectives. Report for the Commissariat general a la strategie et a la prospective* (French Center for Policy Planning). MINES ParisTech, 2013

Hausmann, R., Hidalgo, C., Stock, D., Yildirim, M., *Implied Comparative Advantage*, Working Paper No. 276, Center for International Development at Harvard University, 2014

Istituto del Commercio Estero (ICE) Italia, *Comtrade Classificazione delle attività economiche (Ateco 3 - HS6)*

Laborde D., Lakatos C., *Market Access Opportunities for ACP Countries in Environmental Goods*, International Centre for Trade and Sustainable Development (ICTSD), Geneva, Switzerland, 2008

Pasimeni F., JRC, Science for policy report, *EU energy technology trade, Import and Export 2017*

Rudyk, I., Owens, G., Volpe, A., Ondhowe, R., *Climate change mitigation technologies in Europe – evidence from patent and economic data*. The United Nations Environment Programme (UNEP) and the European Patent Office (EPO), 2015

Sugathan, M., *Lists of Environmental Goods: An Overview*. International Centre for Trade and Sustainable Development (ICTSD), Geneva, Switzerland, 2013

Zachmann G., Kalkick R., *Europe comparative advantage in low-carbon technology*, in BLUEPRINT SERIES 26 *Remaking Europe: the new manufacturing as an engine for growth*, Reinhilde Veugelers editor, 2017

Wind, I., *HS Codes and the Renewable Energy Sector*. ICTSD Programme on Trade and Environment. International Centre for Trade and Sustainable Development (ICTSD), Geneva, Switzerland, 2008

4 Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Ancora in aumento l'import di greggio, mentre la produzione è ancora rallentata

dell'import netto di greggio osservato da inizio anno (+4% rispetto al III trimestre 2016, Figura 31). Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno l'import totale stimato è pari a circa 49 Mt, in aumento di 3 Mt (+7%).

Questa tendenza positiva è stata favorita dal fatto che nel trimestre il prezzo del petrolio, pur con diverse oscillazioni, si è mantenuto intorno ai 50 \$ al barile, quindi su valori inferiori rispetto al trimestre precedente. I rialzi del prezzo del greggio iniziati a ottobre possono avere un impatto su questo scenario.

Sul fronte della produzione interna di greggio (Figura 32) si mantiene il rallentamento per lo stop delle estrazioni dovuto a un nuovo blocco degli impianti della Val d'Agri, fatto che aveva caratterizzato anche la prima metà del 2016. In queste condizioni, il greggio italiano copre solo il 6% del prodotto lavorato.

Cresce l'import di greggio sour e crescono i consumi di olio combustibile ATZ e le emissioni di ossidi di zolfo*

Il consumo di olio combustibile ha subito negli anni un calo progressivo dovuto principalmente alla sostituzione di questo prodotto con il gas nella termoelettrica. Inoltre, i sistemi di rimozione dello zolfo hanno consentito di ridurre considerevolmente le quantità di questo elemento sul prodotto finale per l'ottenimento di olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ). Data la riduzione delle vendite, dal 2003 è stata sospesa la rilevazione del prezzo dell'olio combustibile ad alto tenore di zolfo (ATZ) da parte del MISE. Negli ultimi anni è però avvenuta una inversione di tendenza e si è osservato un calo della produzione e di conseguenza del consumo di olio combustibile BTZ rispetto a quello ATZ. Questo trend varrebbe in particolare per il settore termoelettrico dove, a partire dall'inizio dell'anno, l'olio combustibile BTZ ha mostrato un calo (-53%) maggiore dell'ATZ (-17,3%). È interessante notare che nel mese di settembre c'è stato un significativo aumento dell'ATZ (+10,3%) mentre per il BTZ si è visto un calo di circa il 92%. I dati preliminari di ottobre confermano questo trend, infatti nel mese il consumo di BTZ si è azzerato (+181% ATZ e -100% BTZ).

Queste variazioni sembrano correlate con l'aumento della percentuale di zolfo nei greggi importati (Figura 33). Mentre dal 2008 al 2013 c'è stato un calo della quantità di zolfo presente nel petrolio dovuta all'importazione di greggi sweet (zolfo < 1%) – provenienti principalmente dal nord Africa, dalla Nigeria e dalle regioni asiatiche – ed in Italia si è consumato prevalentemente olio combustibile BTZ, dal 2014 in poi tale quantità è aumentata in corrispondenza dell'incremento delle importazioni di greggi sour (zolfo > 1%) – provenienti dall'area mediorien-

Con circa 17 milioni di tonnellate (Mt) in entrata nel nostro Paese, nel terzo trimestre 2017 si mantiene il trend positivo

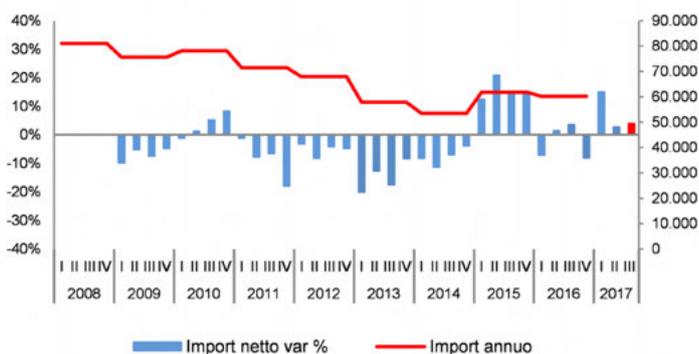


Figura 31 – Import netto di greggio (asse sn, var. % trim; asse dx, import totale kt)

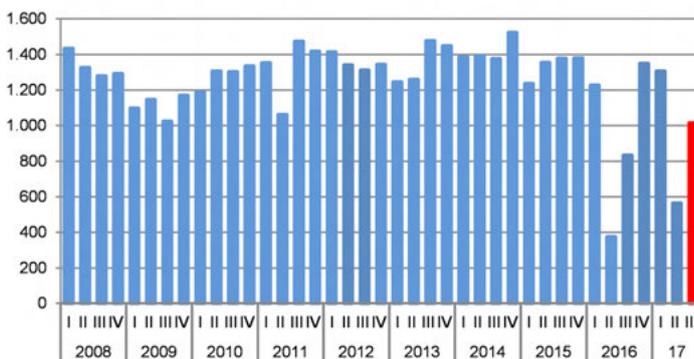


Figura 32 – Produzione interna di greggio (kt)

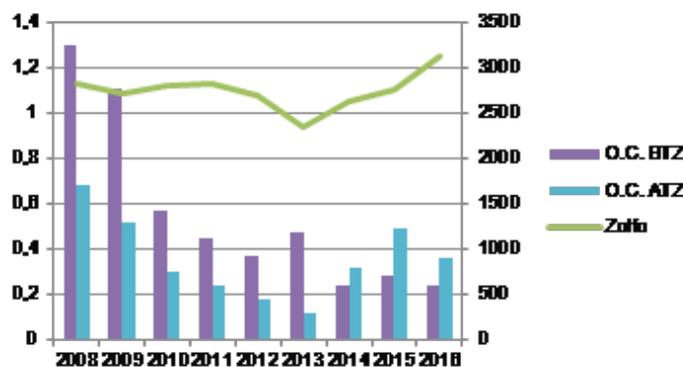


Figura 33 – Zolfo (%), nel greggio importato e consumi di olio combustibile ATZ e BTZ (kt, asse dx)

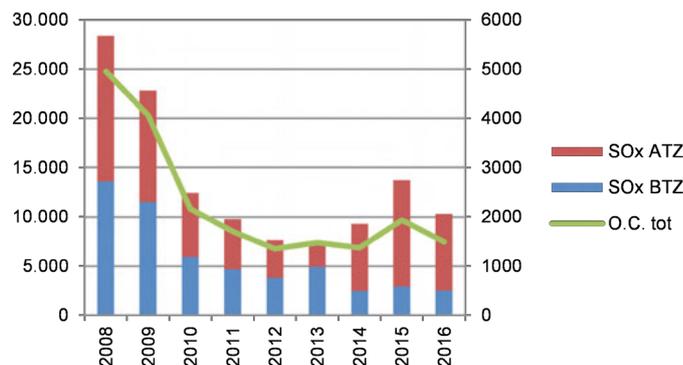


Figura 34 – Emissioni di SOx in atmosfera provenienti dalla combustione di olio combustibile ATZ e BTZ (kg, asse sin) e consumi totali di olio combustibile (kt, asse dx)

tale ed in particolare dall'Iran (vedi n. 3/2017) - e parallelamente si sono invertiti i consumi per cui l'olio combustibile ATZ è diventato prevalente.

Questo cambiamento può avere ricadute ambientali per un incremento nelle emissioni degli ossidi di zolfo (SO_x) che si formano durante i processi di combustione. Infatti, il fattore emissivo dell'olio combustibile ATZ (204 g/GJ) rispetto al BTZ (97,6 g/GJ) è pari a più del doppio (Inventario nazionale ISPRA, 2017). In termini quantitativi si può osservare un aumento nelle emissioni di SO_x a parità di consumi totali di olio combustibile (Figura 34). Ad esempio, prendendo a confronto l'anno 2013 con il 2016, anni con consumi di olio combustibile pari a circa 1500 kt, le emissioni di SO_x sono state rispettivamente pari a 7.500 e 10.300 t. Gli impatti su ampia scala sono sicuramente contenuti perché le quantità di prodotto consumato sono inferiori rispetto al passato, ma a livello locale si possono verificare condizioni puntuali di inquinamento atmosferico con effetti sulla salute e sugli agroecosistemi.

** si ringraziano Ilaria D'Elia ENEA SSPT e Lucio Triolo per il contributo sulla valutazione delle emissioni*

Ancora in ripresa le lavorazioni di greggio

Nel terzo trimestre 2017 si conferma la ripresa delle lavorazioni di greggio (+7,4% rispetto al III trimestre 2016) che avevano mostrato una variazione negativa per tutto il 2016. Tra luglio e settembre si stima che alle raffinerie siano pervenute circa 18.500 kt di petrolio, valore massimo registrato dal 2013 (Figura 35). Nell'intero primo semestre le lavorazioni sono aumentate del 7% circa (+ 3,4 Mt). La crescita italiana è la più elevata tra i principali Paesi UE. In linea con il calo della domanda (-37%) si mantiene rilevante il calo delle lavorazioni di prodotti semilavorati, che si attesta a circa -34%.

Persiste il calo del consumo dei prodotti petroliferi

Complessivamente il consumo di prodotti petroliferi ha subito un calo rispetto al terzo trimestre 2016 (-3%, equivalenti a una riduzione di circa 330 kt). Questo calo porta a un calo del consuntivo dei primi nove mesi: nell'intero periodo sono infatti in riduzione del 1,18%.

Nel dettaglio, il trend è però diverso a seconda dei carburanti. Il consumo di carboturbo si attesta a circa 1,4 Mtep, con una variazione positiva del 7,5%. La benzina, che ormai è in calo da più di un anno, con 1,92 Mtep consumati, mostra invece una variazione negativa del 6,3%. Nuovamente in calo il gasolio (6,7 Mtep, -2,6%), GPL (0,74 Mtep, -1,5%) e nafta (0,87, -4,1% rispettivamente). È da notare il fatto che il GPL aveva mostrato una crescita ininterrotta da 2015. In calo i distillati pesanti (-1,2%) a 1,54 Mtep di consumo (Figura 36).

A pesare è stato soprattutto il mese di settembre in cui si è assistito ad importanti variazioni negative per i principali prodotti quali benzina (-9,8%), gasolio (-7,7%), olio combustibile (-18%), GPL (-6,2%).

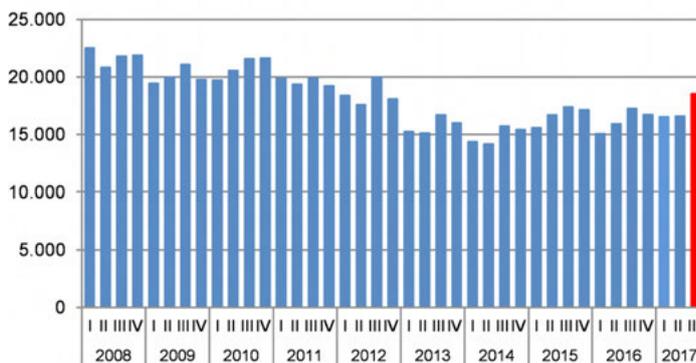


Figura 35 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

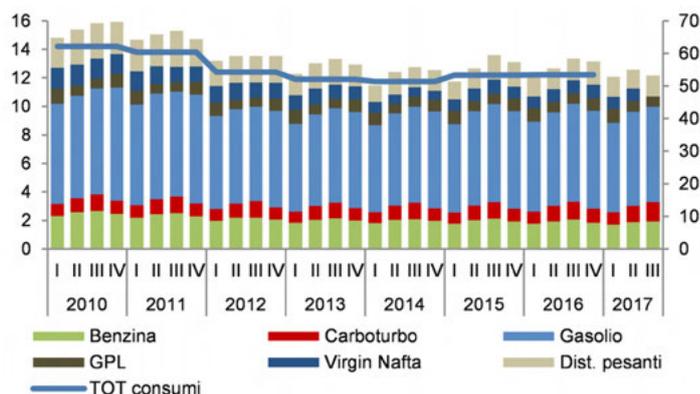


Figura 36 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali (asse sn) e totale consumi annuali (asse dx) (Mtep)

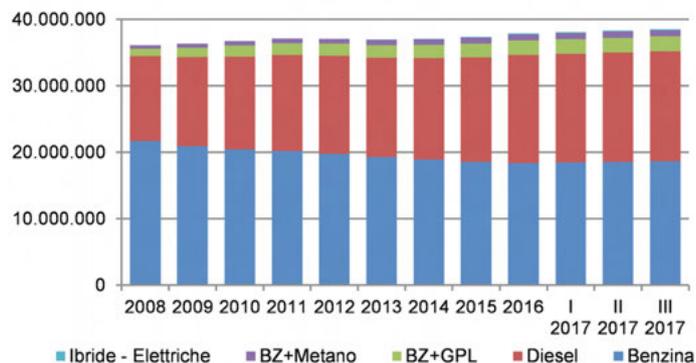


Figura 37 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

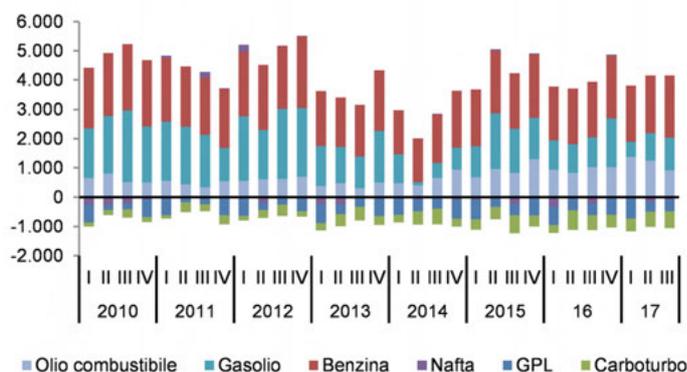


Figura 38 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

Parco auto ancora in crescita

Come visto nel Cap. 3, nel III trimestre 2017 le immatricolazioni di nuove autovetture sono aumentate dell'8% e, considerato che le rottamazioni hanno coperto solo l'80% delle nuove immmissioni, il parco auto è in crescita. Nel terzo trimestre 2017 si stimano circa 38,4 milioni di veicoli formalmente circolanti (Figura 37). Le alimentazioni "tradizionali" a benzina e gasolio sono ancora prevalenti e rappresentano rispettivamente il 48,7% e circa il 43,1% del totale. L'insieme dei veicoli ad alimentazione mista, benzina+GPL e benzina+metano, è comunque fermo a poco più dell'8% del totale, mentre la forte crescita delle auto elettriche e ibride le porta a circa lo 0,4% del parco (da una stima di circa lo 0,3% di fine 2016).

Sale l'export di benzina e gasolio. Sul fronte import sale il carboturbo

Complessivamente, nel secondo trimestre 2017 l'export netto di prodotti petroliferi è aumentato di circa l'8%. In particolare, le esportazioni di benzina (+11%, circa 2 Mt totali) e gasolio (10%, 1,1 Mt totali) sono cresciute fino ai livelli del 2015, non più raggiunti da allora. Nell'ultimo trimestre si è evidentemente osservato l'effetto positivo dovuto allo stop della più grande raffineria europea, l'impianto di Pernys in Olanda. Si inverte, invece, il segno per l'olio combustibile (-11%, circa 1,1 Mt totali). Sul fronte import, anch'esso in crescita (+7,7%), le variazioni più rilevanti hanno riguardato il carboturbo (+12%, 0,6 Mt) mentre il GPL risulta stabile (0%, 0,5 Mt). Una variazione negativa si è invece osservata per la nafta (-59%, circa 0,1 Mt di import netto), dopo che nel trimestre precedente aveva mostrato per la prima volta dopo un anno un incremento notevole delle quantità di prodotto in entrata (Figura 38).

In calo l'eccesso di produzione di gasolio e benzina

Per quanto riguarda il gasolio, anche nel terzo trimestre 2017 l'Italia si conferma come unico Paese, rispetto alle altre principali realtà economiche europee prese a confronto, con un rapporto produzione/consumo costantemente maggiore di 1, sebbene con una moderata tendenza decrescente di lungo periodo (Figura 39). L'indice è comunque sceso del 3% rispetto al III trimestre 2016 portandosi a 1,23. L'eccesso di produzione (circa 1500 kT) è andato a coprire la domanda proveniente dall'estero che ha favorito l'aumento delle esportazioni.

Anche nel caso della benzina (circa 2kt) è stato utilmente collocato nell'export e l'indice produzione/consumo si è mantenuto stabile (Figura 40).

Margini della raffinazione in crescita

Per l'area mediterranea nel terzo trimestre 2017 salgono i margini della raffinazione, che si attestano 4,6 \$/bbl (Figura 41) portandosi ad un valore superiore al doppio (+123%) di quello rilevato nel corrispondente periodo del 2016. Gli altri mercati, pur essendo mediamente più redditizi, mostrano una crescita di entità percentualmente inferiore rispetto all'area mediterranea (+89% il mercato nordeuropeo, +75% l'asiatico e +69% quello americano).

Lo spread tra greggio WTI e Brent si è mantenuto su valori compresi tra -1 a -2 \$/bbl, mentre quello tra il Dubai e Brent, pur mantenendosi di segno negativo, sta progressivamente aumentando e ha mostrato delle variazioni di segno intorno a circa +0,2 \$/bbl nella parte centrale del mese di settembre. Il sistema della raffinazione ha beneficiato di un aumento dei margini sui prodotti finiti dovuto a fattori strutturali come l'aumento della domanda a livello globale, ma anche contingenti come le chiusure di alcuni impianti in USA ed Europa (vedi numero 3/2017).

I dati provvisori relativi al IV trimestre 2017 non sono al momento incoraggianti. Per l'area mediterranea, il margine è pari a 2,6 \$/bbl, in calo del 26,4% rispetto a fine 2016. La SARAS SpA ha però presentato delle proiezioni positive per la fine dell'anno.

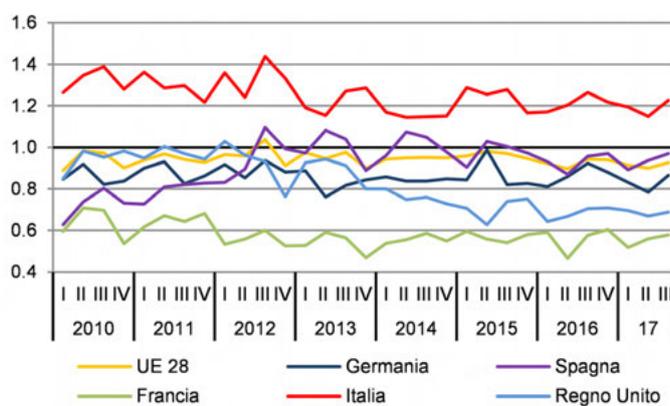


Figura 39 – Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio

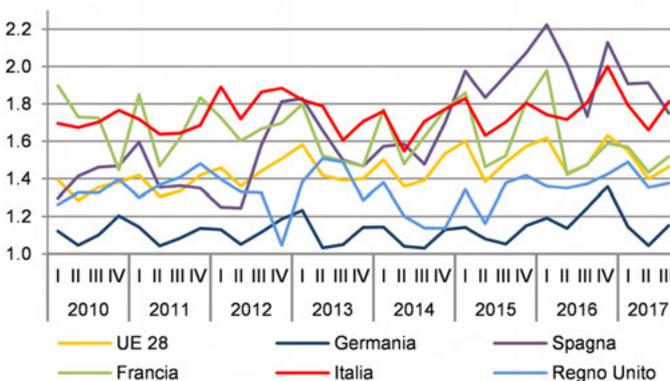


Figura 40 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

**Ancora in crescita
l'utilizzo degli impianti**

In linea con la redditività, nel terzo trimestre 2017 è aumentato l'utilizzo degli impianti delle raffinerie italiane, che si è attestato all'81% della capacità disponibile, in crescita del 6% rispetto al secondo trimestre 2016. Si conferma quindi il trend positivo innescatosi ad inizio anno, dopo che, nel 2016, c'era stato uno stop alla ripresa osservata nel 2015. L'andamento positivo riguarda anche le altre realtà economiche europee prese a confronto, con l'eccezione della Germania, che d'altra parte continua a presentare i tassi di utilizzo più alti (Figura 42). Nel medio-periodo l'eventualità di ulteriori razionalizzazioni del sistema della raffinazione europeo resta una questione aperta. Secondo l'analisi di Carbon Tracker ("Margin Call: Refining Capacity in a 2 °C World") una traiettoria di forte decarbonizzazione potrebbe avere un impatto significativo sulla capacità di raffinazione globale entro il 2035, nei Paesi OCSE in particolare.

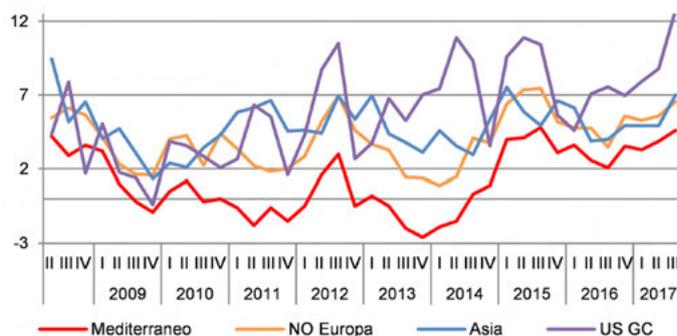


Figura 41 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

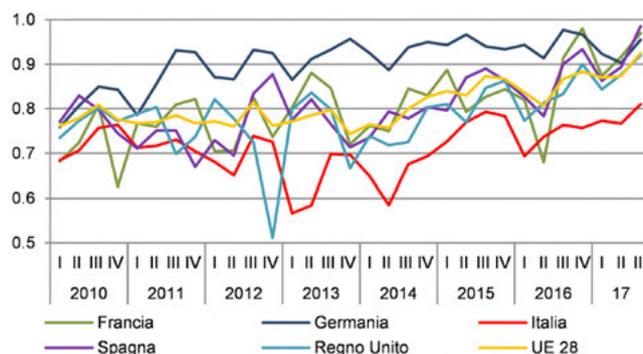


Figura 42 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

4.2 Sistema del gas naturale

In Europa domanda di gas ancora in aumento

I dati dei primi nove mesi dell'anno, uniti alle previsioni per l'ultimo trimestre, confermano che anche il 2017 è stato un anno di crescita robusta della domanda europea di gas. Secondo le stime preliminari di Eurogas i consumi di gas dell'UE dovrebbero arrivare a circa 490 miliardi di m³, in aumento del 5,9% rispetto al 2016, grazie in primo luogo alla generazione elettrica, favorita dalla sostituzione di carbone con gas (Figura 43), ma anche da segnali di progresso per "un nuovo mercato per il gas: i trasporti". Nel breve-medio periodo è plausibile che la domanda europea resti sostenuta, spinta dal *fuel switching* da carbone a gas nella termoelettrica (Figura 43), favorita anche dall'andamento divergente dei prezzi delle due commodity. I prezzi del carbone sono attualmente un fattore chiave dei mercati europei del gas e dell'energia. Nel 2017 il rafforzamento del prezzo del carbone è stato trainato dalla Cina, dove le politiche di stimolo agli investimenti hanno sostenuto la domanda cinese di materie prime, mentre allo stesso tempo il governo continua a razionalizzare la produzione interna di carbone. I prezzi del carbone restano infatti sui massimi dell'ultimo quinquennio e il prezzo del gas sui mercati dell'Europa continentale è ora allineato al prezzo necessario per il "coal-to-gas switching" (IEA, 2017).

Aumentano ancora gas russo e GNL

Sulla scia della domanda, le esportazioni di gas russo verso l'UE sembrano destinate a un nuovo record, oltre i massimi raggiunti nel 2016. Grazie a prezzi che restano sui minimi da più di un decennio, e sostanzialmente allineati ai prezzi spot (Figura 44), le esportazioni russe verso l'Europa (N.B.: Turchia inclusa) sono aumentate in tutti i quattro ultimi trimestri. Le esportazioni russe sono anche sostenute dalle scelte strategiche di Gazprom, che con la crescente competitività del GNL cerca di difendere ed espandere la propria quota di mercato consentendo una maggiore indicizzazione ai prezzi spot e una maggiore flessibilità nella gestione delle forniture. Negli ultimi due trimestri la riduzione dello spread fra mercato asiatico e mercato nord europeo, il cui allargamento favorisce le consegne in Asia, ha infatti sostenuto le importazioni di GNL europee, confermando uno scenario di competizione crescente tra gli esportatori di gas verso l'Europa, perché il GNL di USA e Qatar è oggi competitivo sul mercato europeo (vedi Cap. 2.1). Il rischio spesso citato (anche nella SEN 2017) di un sistema europeo (ed italiano) del gas troppo dipendente dal suo principale fornitore va dunque valutato alla luce del crescente rischio che per la Russia un prezzo del gas fissato monopolisticamente potrebbe compromettere la sua quota di mercato (Nicolazzi, 2017, <http://www.limesonline.com/il-prezzo-della-dipendenza-europea-dal-gas-russo/102067>). Inoltre, sebbene la Russia stia intensificando la relazione con la Cina, l'Europa resta destinata a rimanere il suo mercato principale.

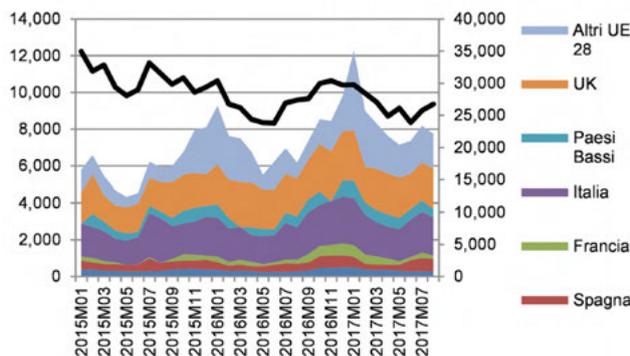


Figura 43 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm³, asse sn) e generazione elettrica da carbone (GWh, asse dx)

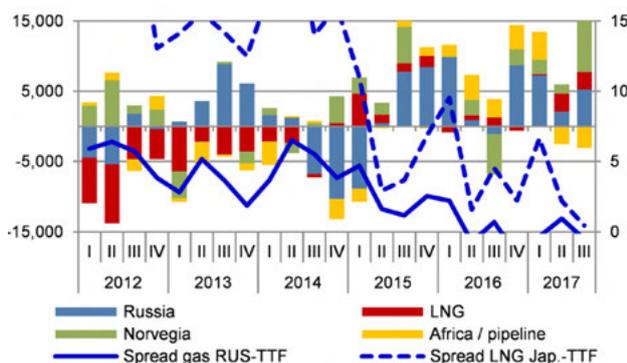


Figura 44 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas in Europa (Mm³, asse sn), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

**Nel III trimestre
domanda ancora in
forte aumento spinta
dall'industria**

Nel terzo trimestre 2017 la domanda di gas naturale in Italia è stata pari a 12,8 miliardi di m³, in aumento di circa 0,5 miliardi di m³ (+4,3%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 45). Si tratta del sesto incremento tendenziale consecutivo, ma il trend di crescita dura ormai da quasi tre anni, visto che dal I trimestre del 2015 si è verificata una sola variazione negativa (peraltro marginale). È rimarchevole che a differenza degli ultimi due trimestri la crescita della domanda è stata dovuta prevalentemente al settore industriale (circa 350 milioni di m³ in più, +12%), la cui domanda non solo è in aumento da sette trimestri consecutivo, ma sembra anche in accelerazione, in coerenza con la ripresa della produzione industriale (vedi Cap. 2.1). La domanda della termoelettrica è invece rimasta sui livelli dell'anno precedente, essendo venuta meno il sostegno della riduzione delle esportazioni francesi di energia elettrica (con la conseguente necessità di coprire il gap con produzione interna). D'altra parte persiste invece il sostegno che viene dalla ridotta produzione idroelettrica (vedi Cap. 2.2), che nel III trimestre è stata inferiore del 10% rispetto alla media decennale, e nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno è stata inferiore alla media decennale per circa 7 TWh, equivalenti a una domanda di gas addizionale stimabile in circa 1,3 miliardi di m³. Anche la domanda del settore civile, che nel III trimestre è ai minimi annuali, è rimasta pressoché invariata rispetto all'anno precedente.

Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la domanda è stata pari a quasi 52 miliardi di m³, in aumento di ben 4 miliardi di m³ circa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+8%), non spiegabili evidentemente solo con il sostegno venuto dai fermi del parco nucleare francese. Proiettando i dati parziali del IV trimestre dell'anno è possibile stimare che a fine 2017 la domanda totale di gas sarà nell'ordine dei 74 miliardi di m³, un valore ancora distante dal massimo decennale del 2008 (84 miliardi di m³) ma superiore di ben 13 miliardi di m³ rispetto al minimo del 2014 (61 miliardi di m³, un dato peraltro fortemente condizionato dal clima particolarmente mite). La Figura 46 mostra in effetti come negli ultimi tre anni i consumi mensili della termoelettrica e dell'industria si siano progressivamente riavvicinati ai valori medi decennali. Nel caso dell'industria i consumi 2017 sono rimasti stabilmente al di sopra delle medie decennali, mentre i consumi del termoelettrico hanno superato ampiamente la media decennale solo tra fine 2016 e inizio 2017, ma sembrano oscillare intorno alla media decennale.

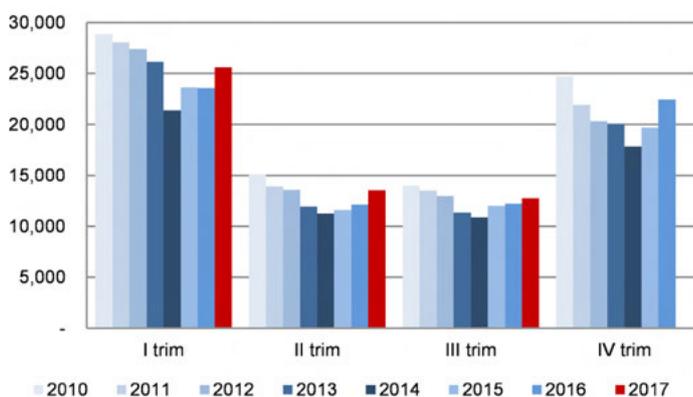


Figura 45 – Domanda trimestrale di gas naturale (MSm³)

**Forti aumenti di GNL e
gas russo, altro calo per
l'Algeria**

Dal lato dell'offerta, nel III trimestre dell'anno le importazioni sono cresciute in modo marginale rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, mentre la crescita della domanda è stata soddisfatta con un maggior prelievo dagli stoccaggi (Figura 47). In termini di forniture la crescita maggiore è stata quella del gas russo (+1,5 miliardi di m³ rispetto al III trimestre 2016, +25%), mentre il gas algerino ha subito un nuovo drastico calo (-1,6 miliardi di m³, -35% dopo quello già registrato nel II trimestre. Le importazioni dall'Algeria risultano però in ripresa con l'inizio del nuovo anno termico. In calo rilevante anche il gas dal Nord Europa (-22%). In termini percentuali la variazione maggiore ha riguardato però il GNL (+45%, con un incremento assoluto di 850 milioni di m³), anche grazie al servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

La Russia resta dunque ampiamente il primo fornitore di gas italiano, restando per il secondo trimestre consecutivo al di sopra del 45% delle importazioni totali italiane, mentre la quota del gas algerino si è fermata al 18%, la metà di quella registrata nel I trimestre dell'anno. Il gas del Nord Europa, in entrata a Passo Gries, resta al 13% come nel trimestre precedente e per il secondo trimestre consecutivo viene superato in importanza dal GNL in entrata ai tre terminali di rigassificazione, la cui quota complessiva sul totale importato raggiunge il 17%. È notevole che negli ultimi due trimestri il gas importato dalla Russia è stato superiore del 40% rispetto alla media decennale, mentre il gas arrivato via nave è stato maggiore della media decennale del 50% nel II trimestre, del 100% nel III trimestre.

Dal lato dell'offerta, nel III trimestre dell'anno le importazioni sono cresciute in modo marginale rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, mentre la crescita della domanda è stata soddisfatta con un maggior prelievo dagli stoccaggi (Figura 47). In termini di forniture la crescita maggiore è stata quella del gas russo (+1,5 miliardi di m³ rispetto al III trimestre 2016, +25%), mentre il gas algerino ha subito un nuovo drastico calo (-1,6 miliardi di m³, -35% dopo quello già registrato nel II trimestre. Le importazioni dall'Algeria risultano però in ripresa con l'inizio del nuovo anno termico. In calo rilevante anche il gas dal Nord Europa (-22%). In termini percentuali la variazione maggiore ha riguardato però il GNL (+45%, con un incremento assoluto di 850 milioni di m³), anche grazie al servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.



Figura 46 – Domanda mensile di gas naturale per settore – Differenza rispetto alla media decennale (Miliardi di m³)

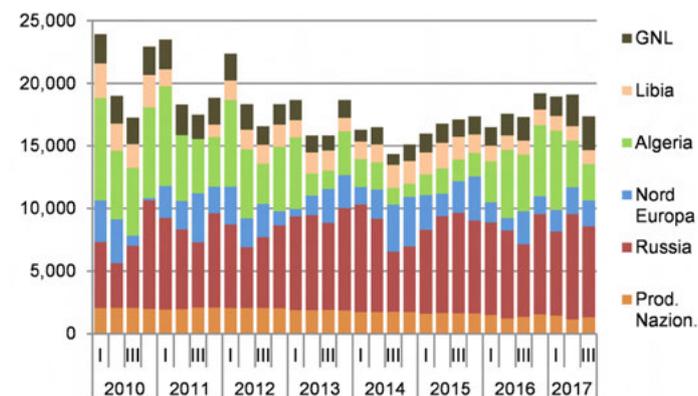


Figura 47 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm³)

Gli elevati flussi di gas russo sono legati alla sua forte competitività, come è evidente dalla Figura 48, che mostra la correlazione inversa fra i flussi di gas al punto di entrata di Tarvisio e lo spread PSV-TTF. Negli ultimi due anni lo spread spesso negativo fra il prezzo del gas russo e il prezzo sul principale mercato continentale (il TTF) ha offerto un costante supporto alle importazioni russe. La crescita delle importazioni di GNL è legata in primis al servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, ma sembrano esserci segnali di una crescente elasticità di tali importazioni al differenziale di prezzo fra mercato italiano e mercato continentale, una variabile già altamente correlata con le importazioni dal Nord Europa (nell'ultimo anno lo spread tra prezzo del gas al PSV e prezzo al TTF è stato costantemente molto elevato, +2,4 €/MWh la media dell'anno).

Il confronto fra i dati relativi ai primi nove mesi del 2017 e i valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni permette di valutare le variazioni recenti in una prospettiva di lungo periodo. Ne emerge come gli 82 milioni di m³ giornalieri medi delle importazioni dalla Russia siano ampiamente al di sopra della media degli ultimi otto anni (Figura 49). Il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta tra l'altro di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (71%, con una deviazione standard del 18%, che indica un utilizzo medio superiore al 50% nella grande maggioranza dei giorni dell'anno). L'import dall'Algeria, sebbene inferiore alla media 2016, resta invece ancora al di sopra della media di lungo periodo, mentre restano sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo sia le importazioni dal Nord Europa, sia l'import dalla Libia. Infine, è notevole l'aumento delle importazioni di GNL, +5 milioni di m³ rispetto alla media di lungo periodo, con un tasso di utilizzo medio del terminale di Cavarzere superiore al 70%, mentre tasso di utilizzo di Livorno e Panigaglia, è più variabile, è comunque salito in modo significativo.

Massimi storici per dipendenza e peso del gas sull'energia primaria

La forte ripresa dei consumi di gas seguita ai minimi toccati nel 2014 ha determinato un notevole aumento del già elevatissimo livello di dipendenza dall'import (peraltro in linea con gli altri principali Paesi UE) e del peso del gas nel mix di energia primaria (che invece è il più alto tra i grandi Paesi UE). Proiettando i dati dei primi nove mesi sull'intero 2017, a fine anno la quota di gas naturale sull'energia primaria dovrebbe raggiungere un nuovo massimo storico, compreso tra il 38 e il 39% dei consumi totali (calcolato seguendo la metodologia Eurostat). Allo stesso tempo, l'ulteriore flessione della produzione nazionale dovrebbe portare la dipendenza dalle importazioni a superare il 92%.

Questi dati vanno d'altra parti letti tenendo conto dell'altra peculiarità italiana, stavolta "positiva", cioè l'elevato livello di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, più elevato che nel resto d'Europa. Nel III trimestre l'indice di diversificazione italiana (HHI, che può variare tra 0 e 1, vedi Nota metodologica) è in realtà aumentato rispetto all'anno precedente, a indicare una minore diversificazione delle forniture, perché il III trimestre 2016 si era caratterizzato per una temporanea riduzione delle importazioni di gas russo, bilanciata da un forte aumento del gas del Nord Europa. Nella media dei tre trimestri dell'anno la diversificazione italiana resta comunque sui livelli del 2016. D'altra parte è opportuno tenere presente due questioni evidenziate anche dalla recente Strategia Energetica Nazionale: che la quota del gas russo sulle importazioni totali rileva non solo in termini di media annua, ma anche per i picchi raggiunti in periodi più limitati, che ad agosto e settembre 2017 sono arrivati al 57% del gas importato; che la diversificazione reale del sistema gas italiano è inferiore a quella potenziale, perché non tutte le fonti di approvvigionamento hanno la stessa elasticità.

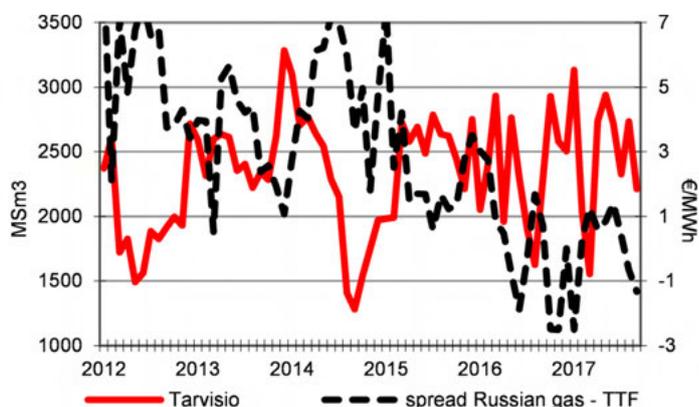


Figura 48 – Importazioni mensili di gas russo (asse sn) e spread medio mensile tra prezzo del gas russo in Europa e TTF (asse dx)

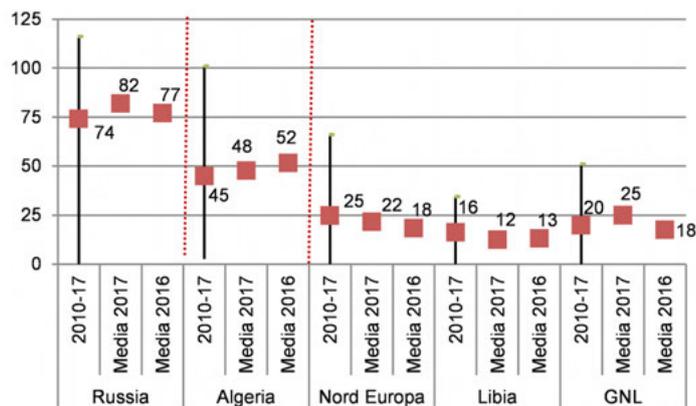


Figura 49 – Immissioni di gas naturale per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm³)

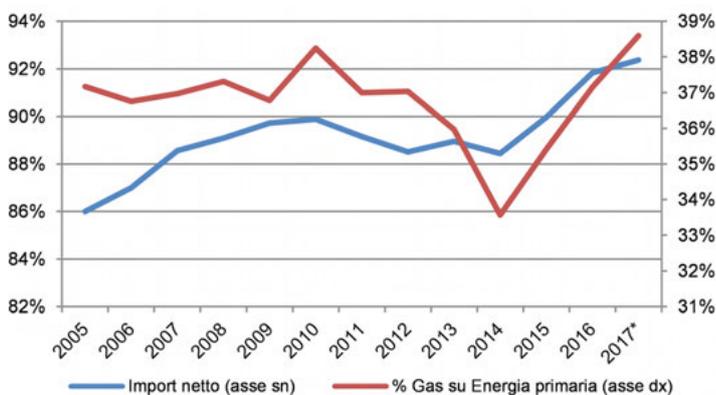


Figura 50 – Dipendenza dall'import (asse sn) e peso del gas sul sistema energetico (asse dx) – dati storici e proiezione 2017

Adeguatezza del sistema all'inizio dell'inverno

Il sistema energetico italiano arriva all'inverno con l'aspettativa di rischi ridotti per la sicurezza dei sistemi dell'elettricità e del gas, strettamente interconnessi tra loro. Allo stesso tempo, analisi approfondite mostrano come anche nel prossimo inverno potrebbero verificarsi situazioni di criticità in entrambi i settori in caso di combinazione di eventi estremi, come segnalato dalle associazioni europee degli operatori delle reti ENTSO-E e ENTSO-G.

Riguardo all'adeguatezza del sistema gas, l'inverno scorso ha confermato quanto già segnalato nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale ENEA, e recentemente evidenziato anche dalla Strategia Energetica Nazionale 2017: l'Italia rispetta formalmente la regola N-1 del Regolamento UE 994/2010, ma il margine rispetto alle punte di domanda e/o a situazioni di emergenza analoghe a quelle del febbraio 2012 è in effetti limitato.

Dal lato dell'offerta, se si ipotizza che la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata nella rete nazionale sia sempre effettivamente disponibile l'offerta totale in caso di interruzione della principale fonte di approvvigionamento (il TAG) sarebbe pari a 471 miliardi di m³, dunque maggiore della prevedibile punta di domanda, per cui l'indice N-1 risulterebbe maggiore del 100% (come nel Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale, aggiornato il 18 ottobre 2017, PAP 2017, che lo stima al 105,5%). Ma se si ipotizza che la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata non sia sempre disponibile, ipotesi segnalata anche nella SEN 2017, l'offerta totale in caso di interruzione del TAG potrebbe risultare ampiamente inferiore ai 400 miliardi di m³, per cui l'indice N-1 risulterebbe inferiore al 100% (Figura 51).

Dal lato della domanda, la punta di domanda giornaliera, in parte spinta anche da fattori congiunturali, è tornata a inizio 2017 ben al di sopra dei 400 milioni di metri cubi, valori ancora lontani dal massimo assoluto di febbraio 2012, ma senza che si siano raggiunte le condizioni climatiche di freddo eccezionale di allora. Inoltre, nel termoelettrico la possibilità di una riduzione strutturale delle esportazioni francesi di elettricità a seguito di una politica di riduzione della capacità nucleare impone di considerare anche scenari di ritorno della domanda su valori vicini ai massimi storici (in effetti nel 2017 la domanda giornaliera del termoelettrico è tornata più volte a superare i 100 milioni di m³, circa 10 milioni di m³ in meno della domanda massima del 2012). In effetti nelle recenti simulazioni di scenari di interruzione dei flussi di gas verso l'Europa effettuati da ENTSO-G la domanda massima ipotizzata per l'Italia è stata superiore a quella utilizzata nel Piano di Azione Preventiva. Le simulazioni di ENTSO-G forniscono comunque un quadro relativamente rassicurante, ma evidenziano anche la possibile necessità di tagli della domanda in caso di scenari di interruzione di tutte le importazioni via Ucraina o di tutte le importazioni dall'Algeria.

Spread PSV-TTF costantemente sopra i 2 €/MWh

Il differenziale tra il prezzo all'ingrosso del gas sul mercato italiano in Italia e negli altri Paesi dell'Europa continentale resta una delle criticità più rilevanti per il sistema energetico italiano, che già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva promesso di affrontare, e che la SEN 2017 mette di nuovo in cima alla lista delle priorità. Nel III trimestre del 2017 lo spread rispetto ai mercati nord europei è rimasto costantemente a di sopra dei 2 €/MWh (Figura 52), un valore "ben più elevato rispetto al solo costo variabile di trasporto (pari a circa 0,5 €/MWh)"; SEN 2017, p. 94). La questione è di complessa soluzione perché ha ragioni in buona parte di tipo strutturale. Nonostante i progressi degli ultimi anni il mercato italiano del gas continua infatti ad essere non pienamente integrato con i mercati nord europei (vedi Analisi trimestrale n. 3/2017) e poco sviluppato, per numero di partecipanti attivi, per tipologia e numerosità di prodotti scambiati, per volumi scambiati, per *churn rates*. Nei primi nove mesi del 2017 gli scambi sul PSV sono rimasti sullo stesso livello dell'anno precedente (193 TWh nel III trimestre), con un marginale miglioramento della posizione relativa italiana grazie alla leggera riduzione della media degli scambi sugli altri hub europei. Ma gli scambi sull'hub italiano restano pari alla metà di quelli registrati al NCG tedesco (Figura 53) e a un ordine di grandezza inferiore rispetto agli scambi effettuati al TTF e al NBP.

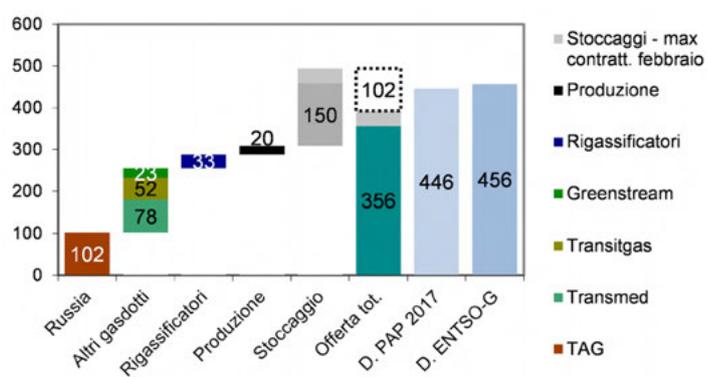


Figura 51 – Indice N-1

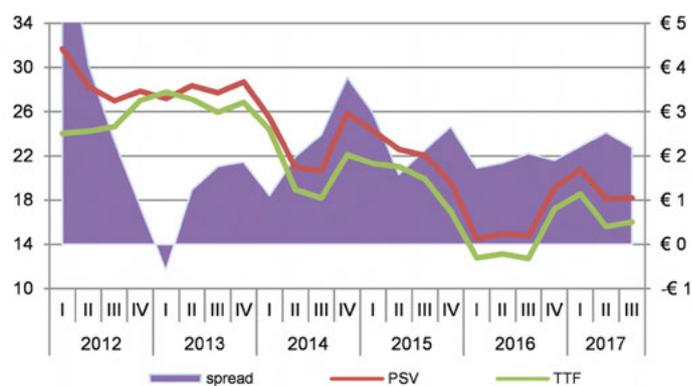


Figura 52 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

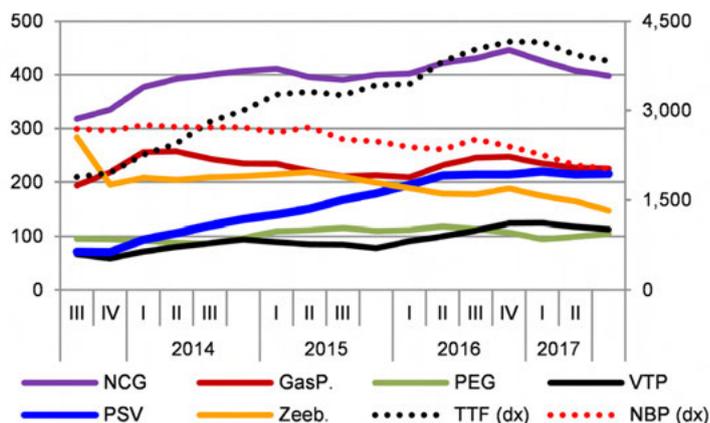


Figura 53 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)

Anche la linea di azione individuata nella SEN 2017 per affrontare questa criticità, il cosiddetto “corridoio della liquidità”, ha in effetti suscitato dubbi sulla sua efficacia ed efficienza, anche da fonti istituzionali (Antitrust).

4.3 Sistema elettrico

Si consolida la lieve ripresa della richiesta di energia elettrica

Nel III trimestre 2017 la richiesta di energia elettrica si è attestata a 82,8 TWh, in aumento del 2,6% rispetto al III trimestre del 2016 nonostante che il III trimestre 2017 abbia avuto un giorno lavorativo in meno rispetto al III trimestre del 2016 (a settembre, mese nel quale la richiesta è diminuita). L'aumento della richiesta nel trimestre è in larga misura ascrivibile al mese di agosto, quando la domanda è aumentata del +9,5% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, risultando di poco inferiore al massimo decennale. All'aumento della domanda ha contribuito la temperatura media, in quanto l'estate 2017 è stata per l'Italia la seconda più calda dal 1800, dopo quella del 2003. La temperatura media in Italia durante l'estate del 2017 è stata superiore alla media climatica del periodo 1971-2000 di 2,56 °C (Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del CNR). D'altra parte è stato sottolineato come le anomalie di temperatura riscontrate siano “in linea con le proiezioni climatiche per l'area mediterranea per la prima parte del XXI secolo, prodotte con modelli numerici di clima globali e regionali. Nello scenario intermedio “RCP4.5”, caratterizzato da un picco nelle emissioni antropiche di gas serra nel 2040, le proiezioni modellistiche mostrano per il periodo 2016-2035 un aumento medio di temperatura durante l'estate di circa 1/1,5 °C rispetto ai trenta anni di riferimento 1986-2005, con un ulteriore aumento della temperatura nelle estati più calde di circa 1,5/2 °C. Al contempo tali proiezioni evidenziano una diminuzione della piovosità del 10-20% durante le estati (e primavere) più secche.” (<https://www.cnr.it/it/nota-stampa/allegato/n-1236>)

Questi ultimi dati consolidano quanto già rimarcato nel numero 3/2017 dell'Analisi Trimestrale ENEA. L'analisi della serie storica decennale della richiesta (Figura 55) mostra come si sia arrestata la tendenza di lungo periodo alla diminuzione, con segnali di ripresa (da settembre 2016 a settembre 2017 il trend risulta in aumento dello 0,24%). Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno la domanda è in crescita dell'1,7% rispetto all'anno precedente.

È significativo il dato relativo alla punta di domanda in potenza (Figura 56), che dopo molti trimestri costantemente sui minimi decennali è tornata su valori superiori alla media decennale in tutti e tre i mesi estivi. In particolare il mese di agosto 2017 ha registrato la punta di domanda più alta nel confronto con gli stessi mesi dell'ultimo decennio, con una punta pari a 55,5 GW (registrata alle ore 16 del giorno 3), superiore anche alla punta di domanda registrata a luglio (un dato anomalo).

Ancora sostenuta la produzione termoelettrica, cala ancora l'idroelettrica, massimo storico per le FRNP

Dal lato della produzione (Figura 57), il III trimestre dell'anno ha segnato un leggero nuovo aumento tendenziale della produzione termica, grazie ai notevoli incrementi a luglio e ancor più ad agosto, quando la fermata di alcuni impianti nucleari francesi ha di nuovo ridotto le importazioni e reso necessario l'aumento della produzione interna. A ciò si è aggiunta la riduzione della produzione idroelettrica (-2,7 TWh, pari a circa il 20% in meno) e l'aumento della richiesta totale (+1,6 TWh). Il mese di agosto ha registrato un eccezionale deficit di pioggia (-82% rispetto alla media), contribuendo a rendere l'estate la quarta più secca dal 1800 (Istituto di

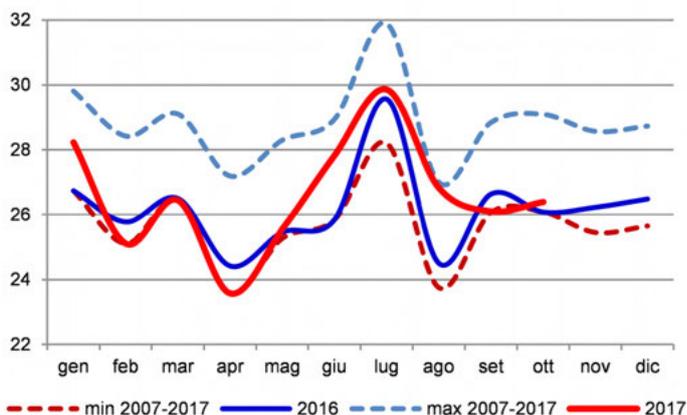


Figura 54 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

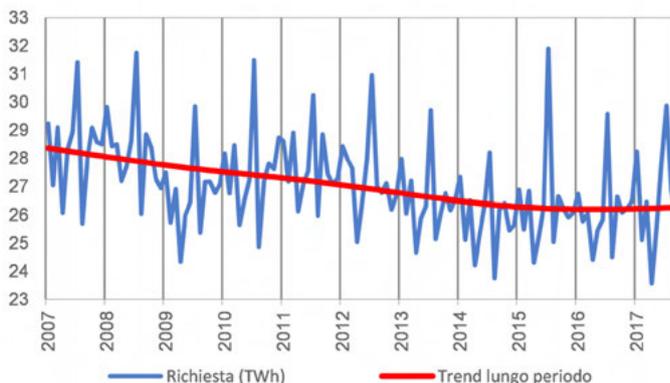


Figura 55 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

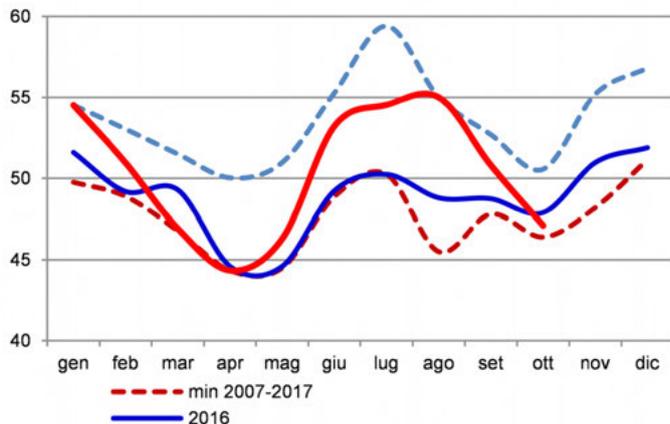


Figura 56 – Punta di domanda in potenza (GW)

Scienze dell'Atmosfera e del Clima del CNR).

Complessivamente nel trimestre la produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) è rimasta stabile poco al di sotto del 36% della richiesta, grazie alla ripresa della produzione idroelettrica a settembre e alla crescita della quota di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) salita al 14,2% su base trimestrale (+1,2 TWh rispetto al 2016, equamente divisi tra fotovoltaico ed eolico). Se si considerano i primi nove mesi dell'anno la produzione totale da FER è in calo di due punti percentuali (al 34% della richiesta, contro il 36% dei primi nove mesi del 2016), mentre è aumentata la produzione da FRNP, +1,5 TWh a circa 33,3 TWh. La quota di produzione da FRNP relativa ai primi nove mesi dell'anno, pari al 13,9% della richiesta (contro il 13,6% del 2016), è un nuovo massimo storico.

Nell'inverno 2017-2018 rischio di problemi di adeguatezza e overgeneration in casi estremi

la stima) del sistema Italia nel III trimestre è risultato pari al 40% circa (Figura 57). In effetti, a luglio e agosto non si sono verificate quelle combinazioni di eventi "estremi" (domanda elevata, bassa produzione da fonti intermittenti, parziale disponibilità di capacità di trasmissione tra zone di mercato) che avrebbero potuto determinare problemi di adeguatezza, ma vi sono comunque stati dei giorni nei quali il margine di riserva minimo è sceso intorno al 10% della domanda, in particolare nella zona Centro-Nord (Figura 58). La peculiarità della situazione dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano, allo stesso tempo in eccesso di capacità e però vulnerabile in caso di combinazione di eventi estremi, è confermata dalle valutazioni prospettiche di ENTSO-E (l'associazione dei Transmission System Operator europei) relative all'inverno 2017-2018 (Winter outlook 2017-2018). Anche in questo caso "sono previsti rischi rilevanti per il sistema elettrico italiano nel caso di condizioni severe", sia perché la disponibilità di import nella zona Nord non sarebbe sufficiente a coprire, sia perché un elevato livello di produzione intermittente in periodi di bassa domanda potrebbe portare a un eccesso di produzione in particolare nella zona Sud.

Ad aprile un nuovo picco del costo del dispacciamento

Nel primo trimestre dell'anno la crisi del nucleare francese ha comportato un aumento dei costi sostenuti da Terna per l'acquisto di risorse sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), costi che si riversano poi direttamente sugli oneri che concorrono a formare il prezzo dell'elettricità per i consumatori (sotto forma del corrispettivo "uplift"). L'uplift è poi di nuovo balzato a oltre 16 €/MWh ad aprile, tornando ai livelli della primavera 2016 che avevano indotto l'Antitrust ad aprire un'istruttoria nei confronti di Enel, che si è ora chiusa con l'accettazione di impegni che dovrebbero consentire un importante contenimento dei costi sostenuti da Terna nell'acquisto dei servizi di dispacciamento. In effetti a partire da giugno l'uplift è poi tornato sui livelli di lungo periodo (l'uplift previsto per il IV trimestre è sceso a 4,8 €/MWh dai 9,5 € del III trimestre, Figura 59). La serie storica sembra comunque confermare una tendenza alla crescita dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento, in conseguenza di una problematicità crescente nella gestione in sicurezza del sistema.

All'inizio dell'anno la crisi del nucleare francese, con la riduzione delle esportazioni francesi di elettricità, aveva determinato una fase di relativa criticità per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). Nei successivi due trimestri dell'anno il ritorno delle importazioni sui livelli normali ha riportato il sistema in una situazione che in condizioni "normali" resta di relativo eccesso di capacità. Secondo le stime ENEA, nell'1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" (vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti del-

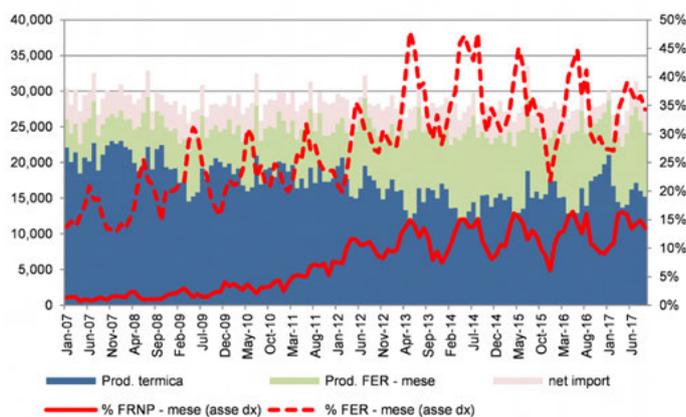


Figura 57 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

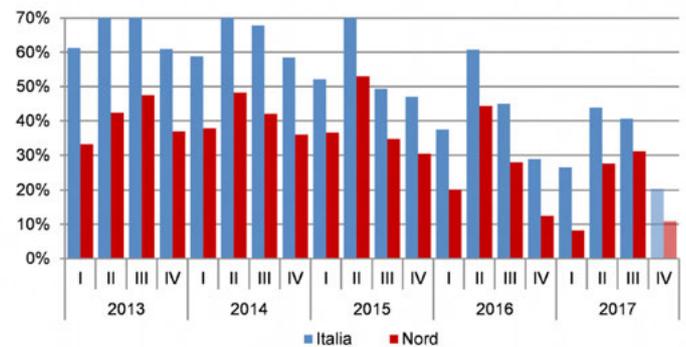


Figura 58 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

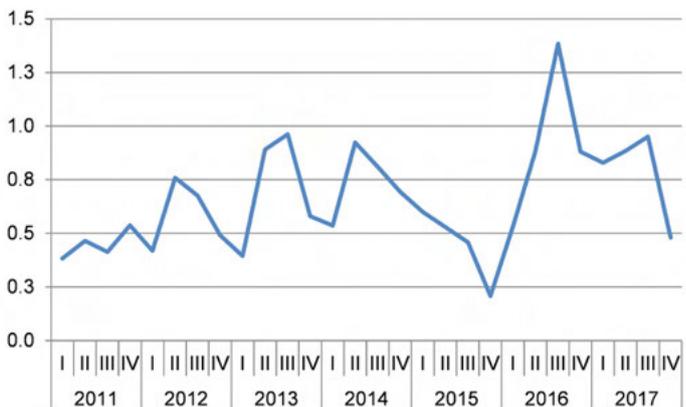


Figura 59 – Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (Cent/kWh)

Massima penetrazione di FRNP resta al di sotto dei picchi raggiunti nel 2015

Sebbene nel 2017 la produzione totale da fonti rinnovabili abbia raggiunto un nuovo massimo storico (l'87% della domanda alle ore 15 del 21 maggio), secondo la stima ENEA la massima quota di copertura della domanda con Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) è invece rimasta poco al di sotto del picco raggiunto nel II trimestre 2015 (Figura 60). Secondo la stima ENEA il massimo storico della penetrazione di FRNP è stato pari al 74%, mentre la massima penetrazione di FRNP nel 2017 è stata del 73,5%. Anche nel III trimestre il massimo del 2017 (65%) è stato di poco inferiore al picco del 2015 (67%).

A questi livelli di penetrazione delle FRNP resta comunque la possibilità di problemi di gestione del sistema elettrico, per la necessità crescente di generazione flessibile, cioè di impianti di generazione in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi. Il numero di ore nelle quali la domanda residua è variata di più del 10% del carico è un utile indicatore della complessità di gestione del sistema. Complessivamente nel sistema Italia anche nel 2017 questo indicatore è rimasto al di sotto dei massimi raggiunti nel 2015. D'altra parte, se si guarda alla sola zona Sud, quella con la più alta penetrazione di FRNP, si sono registrati nuovi massimi. La Figura 62 evidenzia come negli anni recenti vi sia stato un aumento della dispersione della variazione oraria della produzione intermittente, determinato, più che dai cambiamenti nei valori medi, da un aumento dei valori estremi. L'analisi della domanda e della sua copertura nel giorno di massima variazione oraria negativa della domanda residua (Figura 63) mostra l'estrema ripidità della caduta della domanda residua. Tra le ore 7 e le ore 8 di quel giorno la produzione da FRNP è infatti salita dal 46% al 62% della produzione totale della zona Sud, mentre la domanda residua è passata da un valore prossimo a zero a un valore di -1400 MW. In prospettiva, è chiaro che la possibilità che tali repentine variazioni continuino ad essere gestibili senza conseguenze sulle zone limitrofe potrebbe non essere scontata.

Infine, l'indicatore relativo al numero di ore nelle quali la domanda residua è risultata negativa (cioè nelle quali la produzione da fonti intermittenti supera la domanda), in tal modo aumentando il rischio di taglio della produzione stessa, ha invece registrato un miglioramento: nel II trimestre del 2016 nella zona Sud ben il 28,3% delle ore si accompagnavano ad una domanda residua negativa, mentre nell'anno in corso tale valore è stato pari al 24%; nel III trimestre i due valori sono risultati invece molto vicini, intorno al 12%. Le ore a maggior criticità sono quelle comprese tra le 9 e le 12 dei giorni festivi.

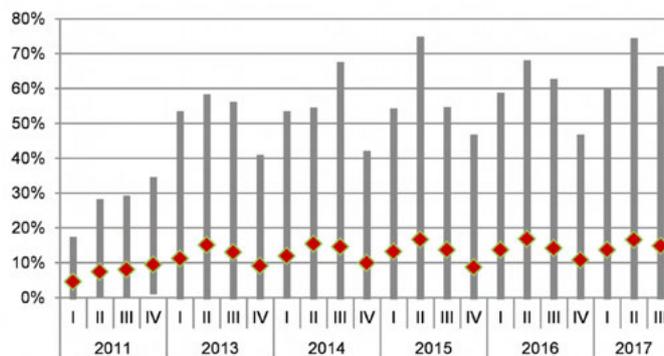


Figura 60 – Massima penetrazione delle FRNP (%)

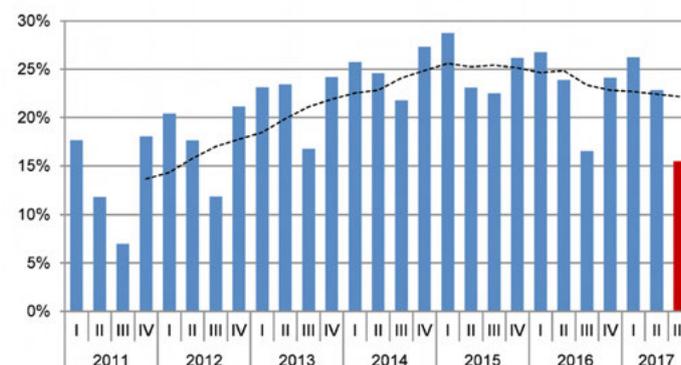


Figura 61 – Percentuale di ore nelle quali la variazione oraria della domanda residua è stata maggiore del 10% della domanda

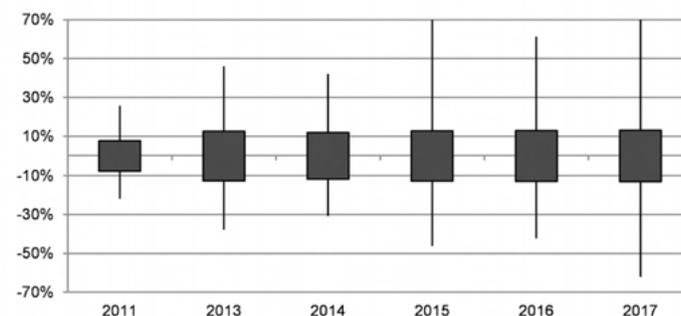


Figura 62 – Variazione oraria della domanda residua – zona Sud

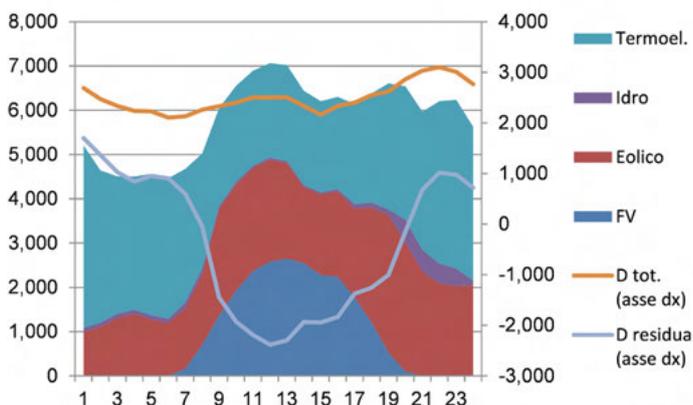


Figura 63 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima variazione oraria negativa della domanda residua – zona Sud (MW)

Prezzi sulla borsa elettrica in forte aumento

Nel III trimestre 2017 il prezzo medio di acquisto dell'elettricità sulla borsa elettrica (prezzo unico nazionale, PUN) è salito a 51,6 €/MWh, in aumento sia rispetto al trimestre precedente (+15%) sia rispetto al III trimestre del 2016 (+26%). L'aumento è legato a un insieme di ragioni. In primo luogo, come si è visto, la continuazione della crisi idrica, insieme a una domanda in aumento, ha lasciato più spazio alla produzione termoelettrica. La Figura 64 mostra come sono cambiate le vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima nei primi nove mesi del 2017 rispetto allo stesso periodo del 2016. Le vendite degli impianti a gas sono aumentate di circa 2 MWh medi orari, incrementando la loro quota sul totale delle vendite dal 41% al 47%. All'opposto, le vendite degli impianti a fonti rinnovabili hanno perso circa 0,8 MWh medi orari, con una riduzione della loro quota dal 39% al 35%.

Un altro più ridotto sostegno ai prezzi è venuto da alcune manutenzioni sulle linee transfrontaliere e da nuove fermate di impianti nucleari francesi nei mesi di luglio ed agosto, che hanno determinato temporanee riduzioni delle importazioni, che comunque sono complessivamente rimaste su valori normali. Infine, a settembre ha pesato anche l'incremento del prezzo del gas.

La ripresa del ruolo della generazione termoelettrica ha conseguenze ambivalenti sul sistema elettrico. Per un verso, come avvenuto negli ultimi due anni, può contribuire ad allentare alcune tensioni legate alla forte accelerazione della penetrazione delle fonti intermittenti e permettere un miglioramento della redditività degli impianti a gas (vedi oltre), per un altro verso può comportare un aumento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità. La Figura 65 mostra in primo luogo un fatto ben noto, cioè che la peculiarità italiana di un sistema elettrico fortemente dipendente dal gas naturale implica un prezzo dell'elettricità sostanzialmente più elevato rispetto agli altri principali mercati europei, ad esempio rispetto a quello tedesco. Un secondo elemento che emerge dalla Figura 65 è che la recente nuova accentuazione di questa peculiarità italiana ha comportato una traslazione del prezzo dell'elettricità molto più forte di quella registrata sul mercato tedesco. Infatti nel I trimestre dell'anno, quando pure il mercato tedesco aveva sofferto in modo particolarmente forte il crollo delle esportazioni francesi, il prezzo italiano risultava maggiore del 40% rispetto a quello tedesco. Nel III trimestre questo valore è salito al 60%.

Il differenziale tra i prezzi all'ingrosso dell'elettricità in Italia e negli altri Paesi dell'Europa continentale resta dunque un problema centrale, che già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva promesso di affrontare, e anche la SEN 2017 ripropone come uno dei suoi obiettivi primari, sebbene identificando delle linee di azione non molto diverse da quelle incluse nella SEN 2013.

In leggero miglioramento la correlazione tra prezzi e domanda

Come già avvenuto nei due trimestri a cavallo tra 2016 e 2017, IV trimestre, è interessante notare come i periodi di crescita del ruolo della termoelettrica sul mercato del Giorno Prima determinino variazioni del profilo dei prezzi nella direzione del "vecchio" assetto del mercato. Nell'ultimo trimestre la traslazione verso l'alto dell'intera curva dei prezzi (Figura 65) si è combinata con una accentuazione di picchi di prezzo, dunque con una variazione nel rapporto tra i prezzi nelle diverse fasce orarie. La maggiore capacità del termoelettrico di condizionare la curva dei prezzi ha infatti portato ad un aumento sia del rapporto F1/F2, risalito sopra l'unità, sia del rapporto F1/F3, risalito a 1,26 da 1,20 (Figura 66).

Si tratta comunque di valori che restano lontani da quelli degli anni precedenti alla forte penetrazione delle fonti intermittenti, come sono anche lontani dai valori che si registrano sul mercato tedesco. In Germania, anche dopo il ritorno alla normalità sui mercati continentali, sia il rapporto F1/F3 sia il rapporto F1/F2 si collocano su valori decisamente più elevati, dunque meglio in grado di fornire segnali di prezzo appropriati.

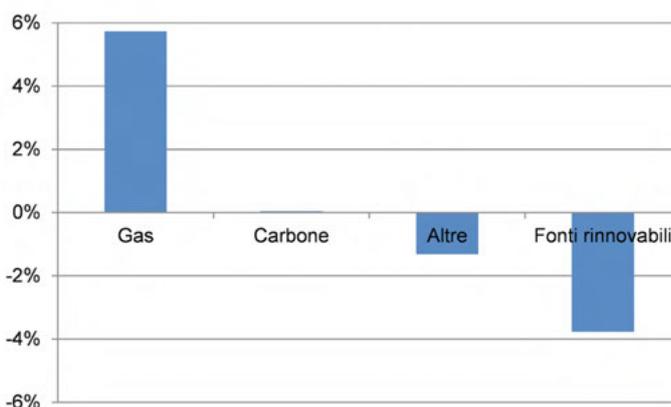


Figura 64 – Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2017 vs 2016 (gennaio-settembre)

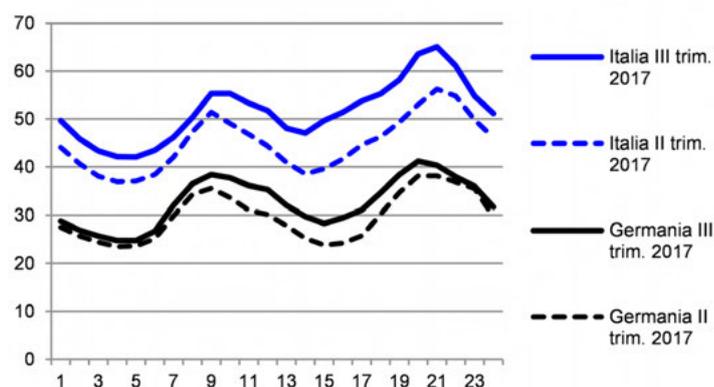


Figura 65 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel I trimestre 2017 (€/MWh)

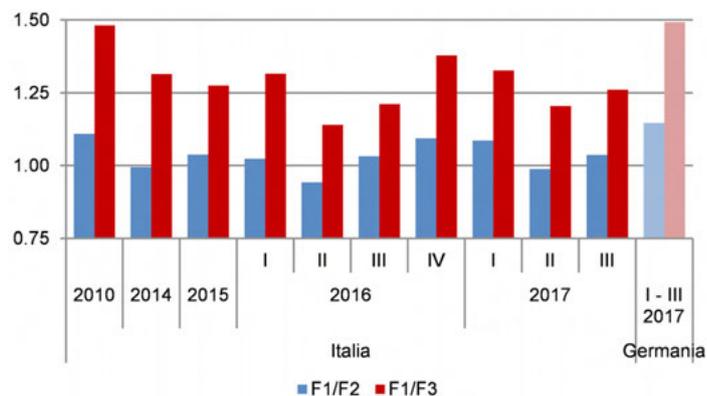


Figura 66 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra F1 e F3

Torna a scendere la redditività degli impianti a gas

L'aumento delle vendite degli impianti a gas ha permesso a questi ultimi anche un forte incremento dei margini, quasi raddoppiati rispetto al trimestre precedente.

Negli ultimi due anni la redditività degli impianti a gas naturale, sintetizzata dallo *spark spread*, è risalita molto rispetto ai minimi del 2013-2014 (Figura 67). A gennaio, con il crollo delle esportazioni francesi, le vendite degli impianti a gas su MGP avevano raggiunto il 53%, e lo *spark spread* aveva raggiunto valori decisamente elevati, superiori ai 20 €/MWh, in particolare nella zona Nord, dove si era aperto un divario di prezzo con le altre zone. Lo spread era poi sceso nel II trimestre, di nuovo in perfetto allineamento con il peso della termoelettrica (Figura 67, che evidenzia l'elevatissima correlazione tra quota della produzione termoelettrica e *spark spread*). Nell'ultimo trimestre il nuovo incremento di questa quota, peraltro più che proporzionale nelle vendite su MGP, ha riportato di nuovo lo *spark spread* su valori stabilmente superiori ai 10 €/MWh.

In Sicilia prezzi ancora disallineati rispetto alle altre zone

Nel III trimestre del 2017 il prezzo zonale della zona Sicilia è rimasto di nuovo ampiamente superiore a quello delle altre zone (57 €/MWh il prezzo medio, +12 €/MWh rispetto al PUN), con picchi in particolare nelle ore serali, quando il ruolo della generazione termoelettrica è dominante (Figura 68). Si tratta di una caratteristica del mercato italiano che era andata scomparendo dopo il rafforzamento dell'interconnessione tra Sicilia e continente, ma che è tornata a manifestarsi negli ultimi trimestri. Come evidenziato nell'Analisi Trimestrale n. 3/2017, in Sicilia la percentuale di ore in cui i cicli combinati a gas risultano marginali è decisamente più elevata che nelle altre zone. La causa dei maggiori prezzi è dunque riconducibile alla minore competizione presente in questa zona di mercato, insieme all'ancora non completo funzionamento dell'interconnessione tra Sicilia e continente.

L'aumento delle vendite degli impianti a gas ha permesso a questi ultimi anche un forte incremento dei margini, quasi raddoppiati rispetto al trimestre precedente.

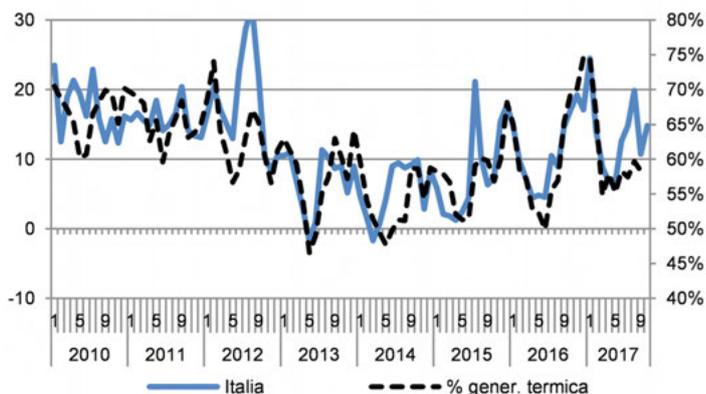


Figura 67 – Spark spread 2012-2016 nel sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

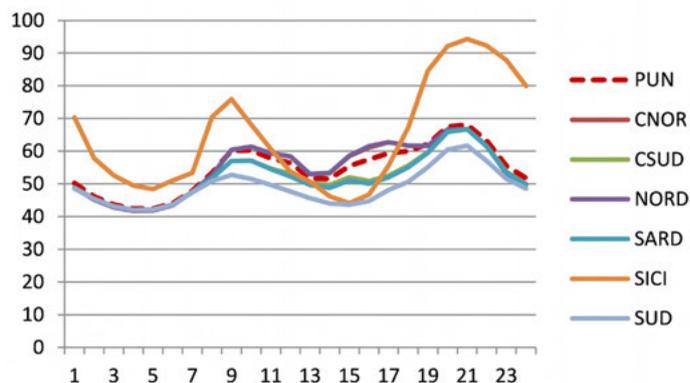


Figura 68 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica, III trimestre 2017 (€/MWh)

5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Nel primo semestre 2017 lieve riduzione della distanza del prezzo italiano da quello europeo

Nel primo semestre del 2017 le stime ENEA sul prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane sono state sostanzialmente confermate dai dati Eurostat (pubblicati nel mese di novembre; Figura 69, Figura 70, Figura 71). Le differenze tra i valori ENEA e quelli Eurostat oscillano infatti tra una quasi perfetta coincidenza dei prezzi, nel caso delle tipologie d'impresa piccola e media, e una differenza di 0,5 centesimi di €/kWh nel caso della grande impresa. Le tipologie d'impresa esaminate, si ricorda, riflettono il livello di consumi annui di energia elettrica (vedere metodologia) e non la dimensione delle stesse (fatturato e addetti). I dati Eurostat confermano, quindi, il trend calante dei prezzi stimato per il primo semestre dell'anno in corso. Nel caso della piccola impresa si registra una diminuzione del prezzo per l'energia elettrica del 3,8% rispetto al secondo semestre del 2016. Nel caso delle imprese nella fascia intermedia di consumi di energia elettrica (media impresa) il calo registrato è del 4,4% e per le imprese nella fascia più elevata di consumi (grande impresa) la riduzione del prezzo è del 5,7%, sempre rispetto alla seconda metà del 2016.

Nella prima metà del 2017 si registra anche una riduzione dello scostamento tra il prezzo italiano e il prezzo medio UE28 (Figura 72). Il prezzo pagato dalle imprese italiane, infatti, risulta di circa 3,5 centesimi di €/kWh superiore a quello europeo per tutte e tre le classi d'impresa rispetto ai circa 4,5 centesimi di €/kWh registrati nella seconda metà del 2016. La distanza dal prezzo europeo è andata progressivamente riducendosi a partire dal secondo semestre del 2012, nel corso del quale si è registrato sia il picco del prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane che dello scostamento dal prezzo medio europeo per tutte le tre fasce di consumo osservate (circa 6,5 centesimi di €/kWh). La seconda metà del 2012 corrisponde, infatti, al livello più alto dei prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese italiane nel periodo preso in considerazione per l'analisi (2010-2017). Ad oggi, quindi, la distanza rispetto al prezzo europeo si è quasi dimezzata rispetto al 2012 ed è ritornata circa ai livelli di sette anni fa (primo semestre 2010).

Nella seconda metà dell'anno i prezzi italiani tornano a salire

Nella seconda metà del 2017, invece, i prezzi medi semestrali per l'energia elettrica pagati dalle imprese italiane registrano una ripresa rispetto ai primi sei mesi dell'anno, passando da 0,175 €/kWh (dato Eurostat) a 0,183 €/kWh (stima ENEA) nel caso della piccola impresa, da 0,161 €/kWh (dato Eurostat) a 0,169 €/kWh (stima ENEA) nel caso della media impresa e da 0,141 €/kWh (dato Eurostat) a 0,153 €/kWh (stima ENEA) nel caso della grande impresa.

La differenza tra i due semestri è essenzialmente da at-

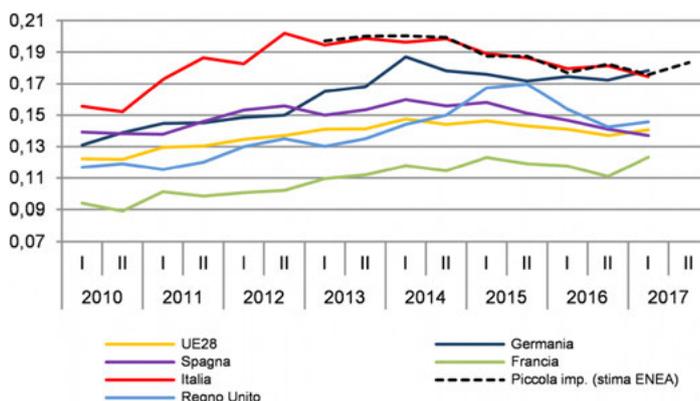


Figura 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

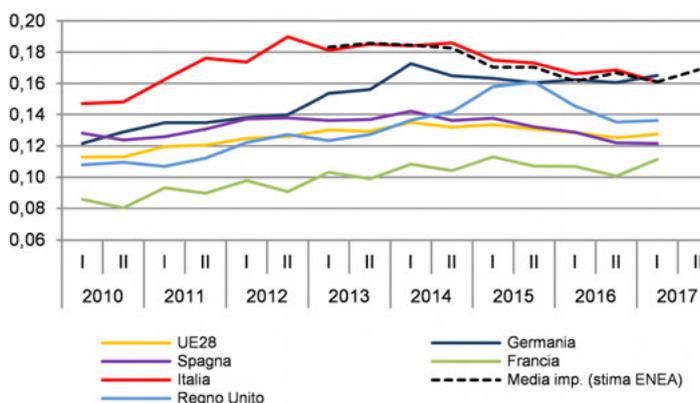


Figura 70 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

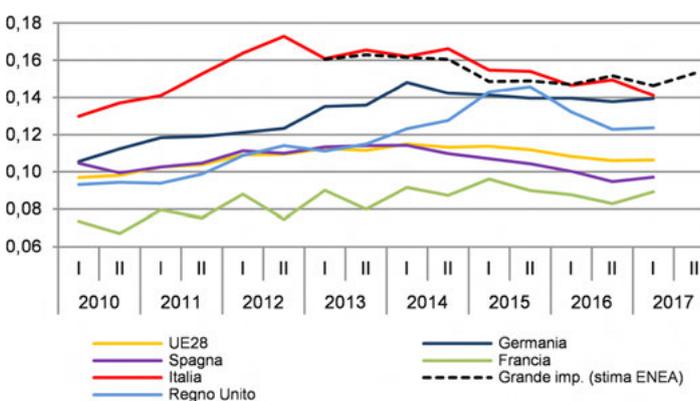


Figura 71 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

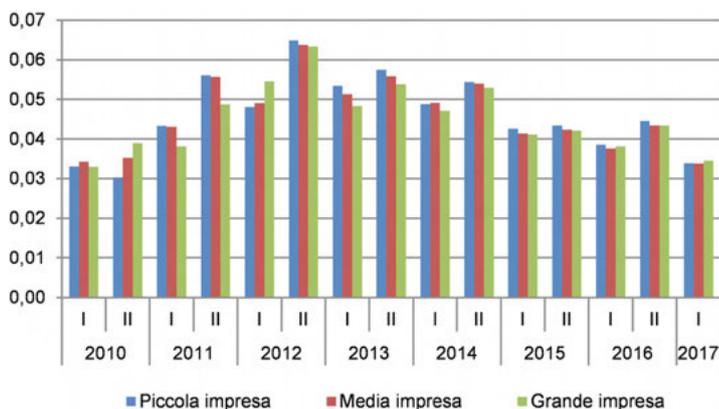


Figura 72 – Scostamento semestrale del prezzo dell'energia elettrica tra Italia e UE28 (cent. €/kWh)

tribuire al salto dei prezzi dell'energia elettrica avvenuto nel terzo trimestre dell'anno rispetto al precedente, a seguito di un incremento dei costi di approvvigionamento (vedere Analisi trimestrale n. 3-2017).

Per quanto attiene al peso di tasse e imposte non deducibili sul prezzo dell'elettricità (Figura 73), che si attesta a circa il 44%, si registra nel caso dell'Italia una sostanziale stabilità nel primo semestre del 2017 rispetto alla seconda metà del 2016. Il dato italiano relativo al peso di tasse e imposte risulta ancora distante da quello medio europeo (Figura 74), seppure evidenzia un calo dello scostamento per il secondo semestre consecutivo nel caso della piccola impresa, e un calo per il terzo semestre consecutivo nel caso delle imprese media e grande.

Prezzi sostanzialmente stabili nel quarto trimestre del 2017

Nell'ultimo trimestre dell'anno il prezzo del kWh per la piccola impresa italiana non ha subito sostanziali modifiche rispetto ai tre mesi precedenti rimanendo attorno a 0,183 €/kWh (Figura 75). Tale andamento è l'effetto di una contenuta diminuzione della componente "materia energia", per quanto attiene la parte legata al consumo di energia elettrica ("quota energia"), compensata, al contempo, da un altrettanto moderato incremento degli oneri di sistema. Rimane invariata la componente "Trasporto e gestione del contatore", ferma da aprile 2017 a 0,009 €/kWh, sempre per quanto attiene alla parte relativa alla "quota energia". In particolare, riguardo ai costi di approvvigionamento dell'energia (Figura 77), rispetto al terzo trimestre del 2017, si registra un calo di quasi il 37% della componente legata al dispacciamento dell'energia (PD), a seguito delle delibere dell'AEEGSI dei mesi precedenti relative alle condotte anomale di alcuni operatori nei mercati all'ingrosso del settore elettrico. Allo stesso tempo, questa diminuzione è compensata in parte da un incremento del 6,7% della componente relativa al costo previsto per l'acquisto dell'energia elettrica (PE), a seguito di un aumento atteso dei prezzi sui mercati all'ingrosso nell'ultimo trimestre dell'anno (vedi comunicato stampa AEEGSI - 28 settembre 2017).

Oneri di sistema in leggera ripresa a fine 2017

Sul fronte degli oneri di sistema si registra un leggero aumento rispetto al trimestre precedente (Figura 78). Negli ultimi tre mesi dell'anno, infatti, rimangono sostanzialmente invariate le componenti degli oneri di sistema (AEEGSI - Deliberazione 28 settembre 2017, 656/2017/R/COM) ad eccezione della componente UC7, relativa alla copertura degli oneri per interventi di efficienza energetica negli usi finali, che registra un forte aumento (+37%). Nel quarto trimestre dell'anno, quindi, gli oneri subiscono complessivamente una leggera flessione al rialzo rispetto al terzo trimestre del 2017, pari a +1,4% per le imprese in bassa tensione ed a +1,8% per quelle in media. Solo nel caso delle imprese in alta tensione si registra un incremento maggiore degli oneri di sistema, pari a poco più del 3%.

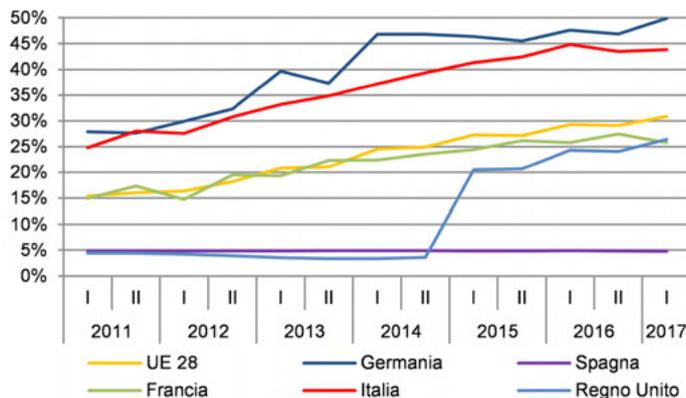


Figura 73 – Percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia (al netto di IVA e imposte deducibili): consumi tra 500-2.000 MWh

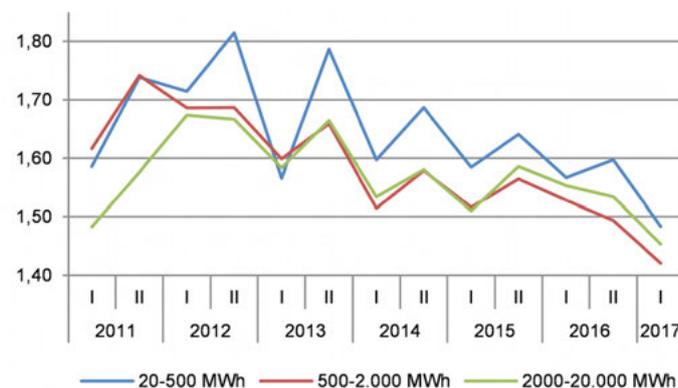


Figura 74 – Percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte deducibili): scostamento rispetto alla media UE

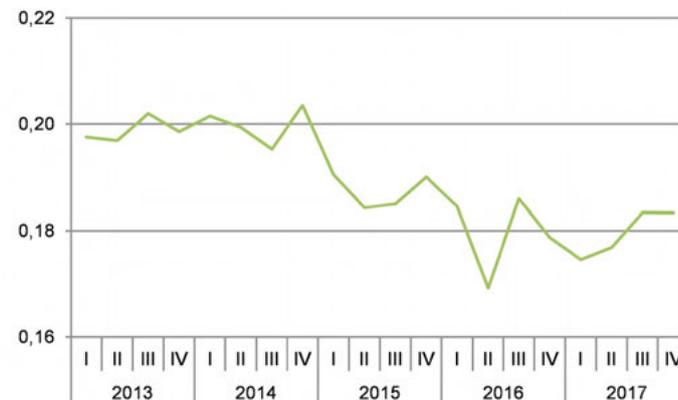


Figura 75 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

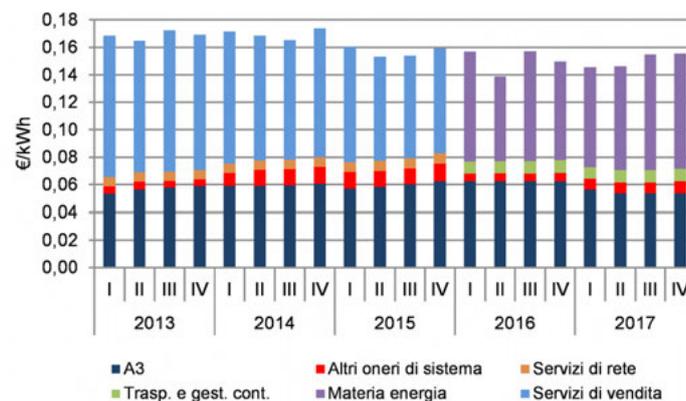


Figura 76 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzi al consumo del gasolio in leggera ripresa nel terzo trimestre 2017 ma vicini a media UE

In Italia il prezzo alla pompa del gasolio (inclusivo della tassazione) mostra per tutto il terzo trimestre del 2017 una leggera tendenza al rialzo che lo porta nell'ultima settimana di settembre a quota 1,377 €/litro (media mobile a 5 settimane, vedere metodologia) rispetto a 1,346 €/litro nell'ultima settimana del trimestre precedente (Figura 79). Tra i cinque Paesi esaminati l'Italia continua ad essere, quindi, quello con il prezzo più elevato, seppur a poca distanza dal Regno Unito.

L'incremento del prezzo al consumo di gasolio è da attribuirsi soprattutto a quello del prezzo industriale (al netto della tassazione) che alla fine del terzo trimestre 2017 è risultato mediamente pari a 0,511 €/litro (media mobile a 5 settimane), rispetto a 0,486 €/litro alla fine del secondo trimestre. Tuttavia, va osservato che lo scostamento medio del prezzo industriale italiano rispetto a quello dell'UE si è ridotto nell'ultimo trimestre esaminato, arrivando a soli €/litro 0,006 di distanza e portando l'Italia quasi allineata alla media dei Paesi europei (Figura 80). Da notare come la Spagna, con un prezzo industriale superiore alla media UE risulti, nel caso del prezzo alla pompa, il paese con il livello più basso tra quelli presi in considerazione, grazie anche al ridotto peso della tassazione (Figura 81).

In Italia, invece, continua ad incidere notevolmente il livello di tassazione rispetto al prezzo al consumo del gasolio. Il peso in percentuale delle tasse, pur risultando in calo di circa un punto nel terzo trimestre del 2017 rispetto al precedente, per effetto dell'aumento complessivo del prezzo al consumo, continua ad attestarsi su livelli elevati (oltre il 63% del prezzo totale), al secondo posto dopo il Regno Unito. La Spagna, invece, mostra un'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo finale del gasolio più bassa di oltre 10 punti percentuali rispetto all'Italia (Figura 80).

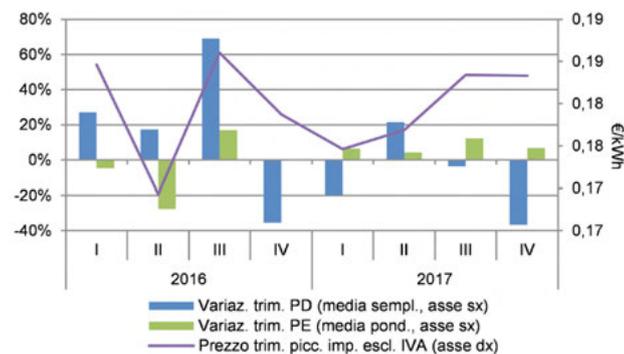


Figura 77 – Variazione trimestrale delle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

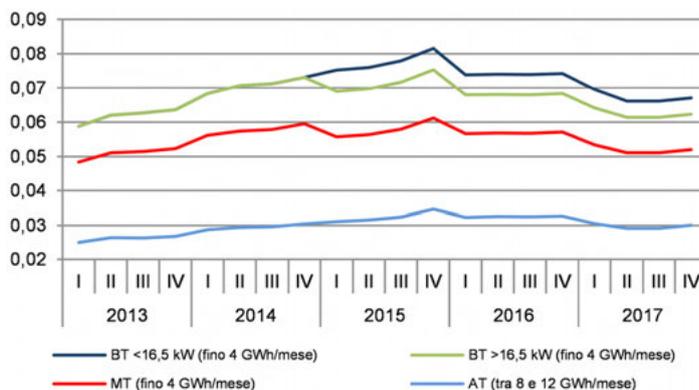


Figura 78 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

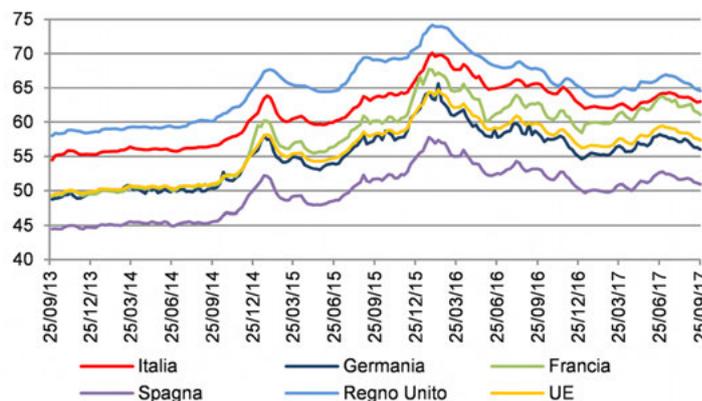


Figura 79 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio

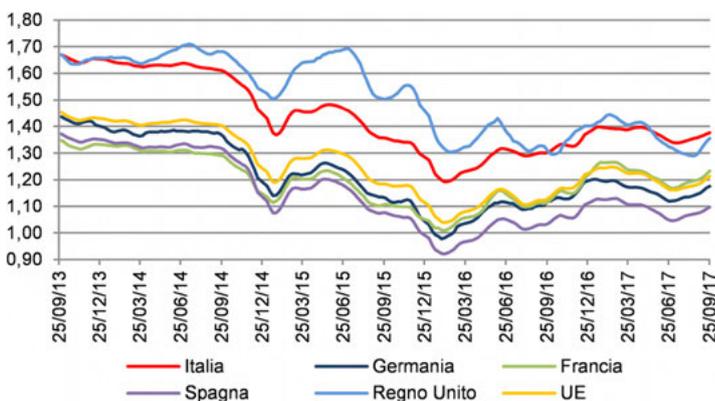


Figura 80 – Prezzo al consumo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

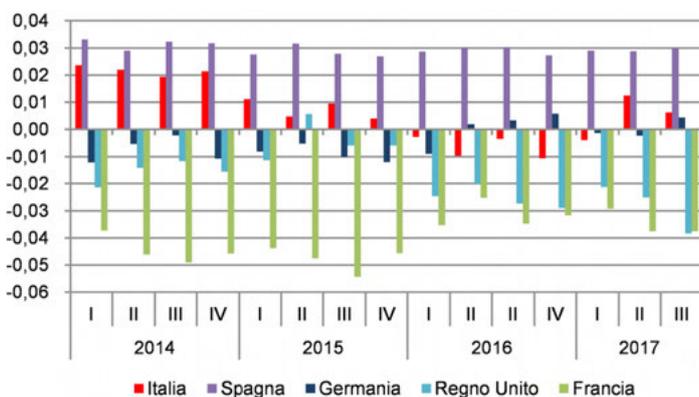


Figura 81 – Scostamento trimestrale del prezzo industriale medio del gasolio rispetto alla media UE

5.3 Prezzi del gas naturale

Nel primo semestre 2017 leggera flessione dei prezzi netti in Italia ma più marcata rispetto alla media EU

Dopo il rialzo registrato a fine anno 2016, che ha raggiunto punte di 20 €/MWh, nei primi due mesi del 2017 le quotazioni del gas sul mercato olandese

Title Transfer Facility (TTF), di riferimento per i contratti di fornitura industriali sul mercato libero, sono iniziate a calare. Il valore medio del I primo semestre 2017 si è attestato intorno a 17 €/MWh, restando dunque su valori maggiori rispetto all'anno precedente (+32% rispetto al corrispondente semestre 2016).

Il trend discendente dei prezzi medi del gas per i consumatori industriali (al netto delle imposte) nei principali Paesi EU ha quindi registrato nel primo semestre 2017 un ulteriore rallentamento, più accentuato rispetto a quello registrato nel secondo semestre 2016, mostrando valori differenziati e meno allineati tra loro (Figura 82). Con riferimento alla fascia medio-alta, di riferimento per i maggiori consumi di gas, si evidenzia la variazione di segno positivo della Spagna (+12%) che adesso presenta uno scostamento della media EU-28 del 21%, e l'ulteriore diminuzione dei prezzi nel Regno Unito (-3,3%) che accentua il divario, già molto elevato, con gli altri Paesi esaminati. I prezzi di Italia, Germania e Francia mostrano invece una maggiore convergenza tra loro. Si sottolinea come il calo dei prezzi netti in Italia (-2,5%) ha consentito di ridurre ulteriormente il divario italiani dalla media EU-28, dal +5% del secondo semestre 2016 al +2,5% del primo semestre 2017 (nel primo semestre 2016 tale divario era pari a +10%; Figura 83).

I prezzi rimangono elevati per la piccola utenza, migliora la posizione relativa delle utenze medio-alte

L'analisi dei prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), che consente di valutare l'effettivo onere economico sostenuto

dalle imprese per l'acquisto del gas, mostra nel primo semestre 2017 andamenti differenziati per fasce di consumo (Figura 82, Figura 83, Figura 84).

Con riferimento alla piccola utenza industriale, (consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ), l'alta incidenza delle imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia (16%, Figura 85) continua ad essere la causa principale dell'elevato scostamento tra i prezzi italiani e quelli dei principali Paesi europei. Nel primo semestre 2017 i prezzi italiani per la piccola utenza industriale, in aumento del 2,2%, si confermano come i più elevati, e lo scostamento con la media EU-28 raggiunge il 12,3% (Figura 84).

Le utenze industriali medio alte (consumo annuo compreso tra 100.000 e 1.000.000 GJ) hanno invece beneficiato del recupero di competitività dovuto al maggior calo dei prezzi netti in rispetto altri principali Paesi europei (vedi ancora Figura 83). I prezzi al netto di tasse e imposte deducibili permangono su livelli più bassi in termini assoluti (con l'eccezione del Regno Unito) e il gap con la media EU-28 si riduce ulteriormente (-5,7%; Figura 83). L'incidenza delle imposte non deducibili per questa fascia di consumo si colloca intorno al 2%, su valori molto più bassi rispetto a Germania (circa 13%) e Francia (8,5%).

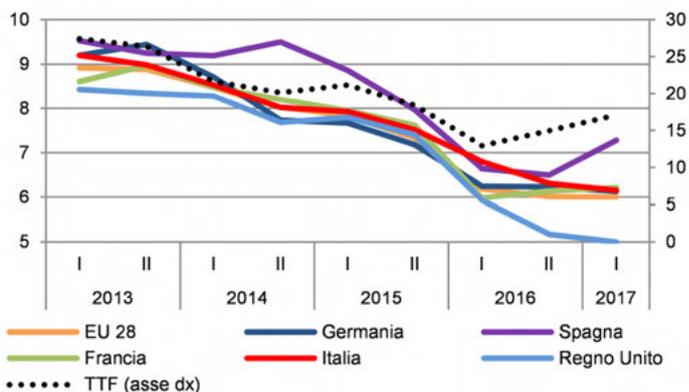


Figura 82 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ e prezzo spot sul TTF (asse sin €/GJ, asse dx MWh)

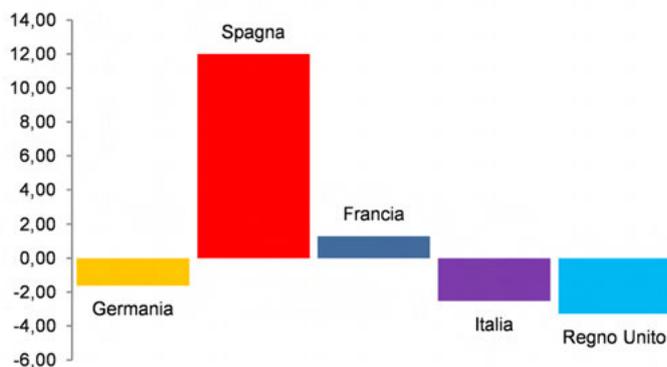


Figura 83 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione II semestre 2016/ I semestre 2017 (%)

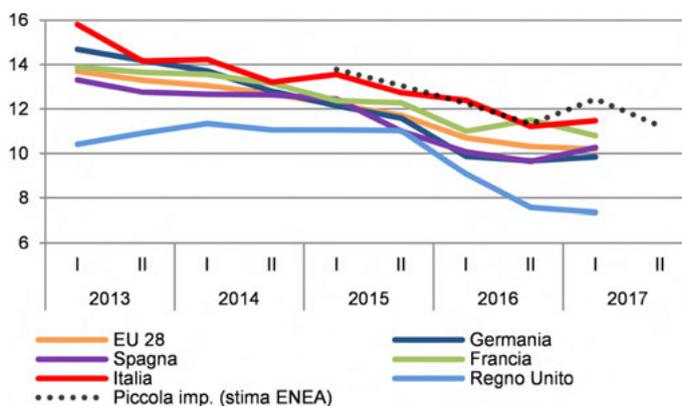


Figura 84 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

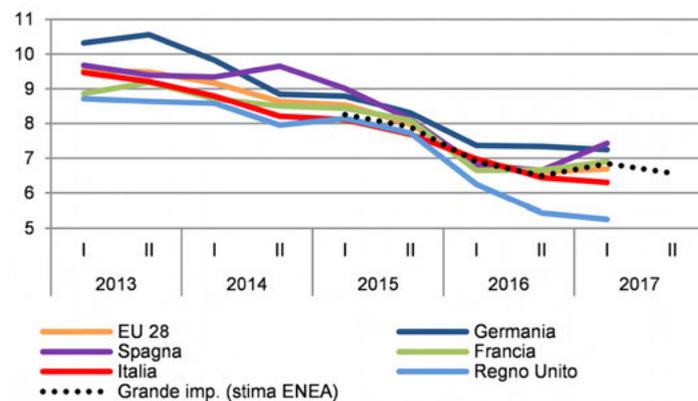


Figura 85 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

È invece stazionaria la posizione relativa dei prezzi per la grande utenza industriale (consumo annuo compreso tra 1.000.000- 4.000.000 GJ). Il gap positivo rispetto alla media EU-28 (+4,3%) è aumentato di 1 punto percentuale rispetto al semestre precedente (Figura 84). È da rimarcare come per le utenze ad alto consumo l'incidenza delle imposte non deducibili sul prezzo finale di energia sia estremamente ridotta (1,2% contro una media EU-28 del 7,5%; Figura 87).

Nel secondo semestre 2017 prezzi in calo, stazionario su valori elevati il differenziale di prezzo tra piccola e grande utenza industriale

Le Figure 84, 85, 86 riportano sia i dati Eurostat sia gli andamenti dei prezzi ricostruiti da ENEA sulla base dei dati trimestrali forniti da AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato (v. nota metodologica). Le stime ENEA sono generalmente in linea con dati Eurostat (disponibili solo cinque mesi dopo la fine del semestre cui si riferiscono), con la parziale eccezione del primo semestre 2017. La stima ENEA dei prezzi per il secondo semestre del 2017 mostra valori in diminuzione per tutte e tre fasce prese in esame, ma va tenuto conto che si tratta di un calo rispetto ai valori sovrastimati del I semestre dell'anno. La piccola utenza industriale, in particolare, beneficia di un abbassamento dei prezzi comprensivi di imposte non deducibili che riporterebbe il prezzo ai livelli del secondo semestre 2016 (Figura 84). Il differenziale di prezzo con le grandi utenze rimane su valori elevati (+84%).

In aumento i costi delle infrastrutture per le piccole imprese, ma diminuisce il divario tra Centro Sud e ambito Nord Orientale

Nel corso del 2017 l'incidenza della tariffa di distribuzione sul prezzo al netto delle imposte, che incide solo sulle piccole utenze industriali e non sulle grandi, è del 14,8%, pari a un costo medio trimestrale di 5,87 c€/m³ (o 1,5 €/GJ). Con riferimento al IV trimestre 2017 i costi dei servizi per le infrastrutture nel loro insieme (distribuzione, misura e trasporto) rappresentano circa il 29% della spesa per la fornitura di gas al netto di imposte. Rispetto al trimestre precedente, tali costi sono aumentati del 2,5%, così come i servizi di vendita per effetto dell'aumento del costo della materia prima (+4.7%). Gli oneri di sistema per gli interventi di risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas sono aumentati del 12,5%, con una incidenza in aumento rispetto ai trimestri precedenti che oscilla intorno al 7,2% (Figura 86).

Le tariffe del mercato libero per i servizi di distribuzione, misura e trasporto gas mostrano valori differenziati per ambito territoriale, in linea con quelli fissati annualmente dall'Autorità per il mercato tutelato. Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette sui costi dei servizi delle infrastrutture che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali. Si rileva tuttavia che nel IV trimestre 2017 rispetto al trimestre corrispondente del 2016 tale divario è diminuito di 8 punti percentuali raggiungendo valori in media intorno al 64% rispetto all'ambito Nord Orientale.

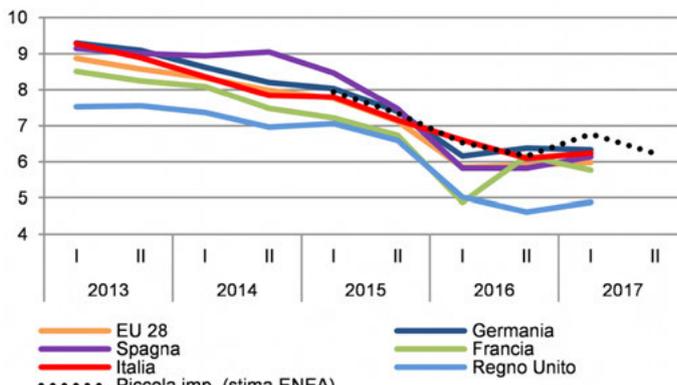


Figura 86 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ (€/GJ)

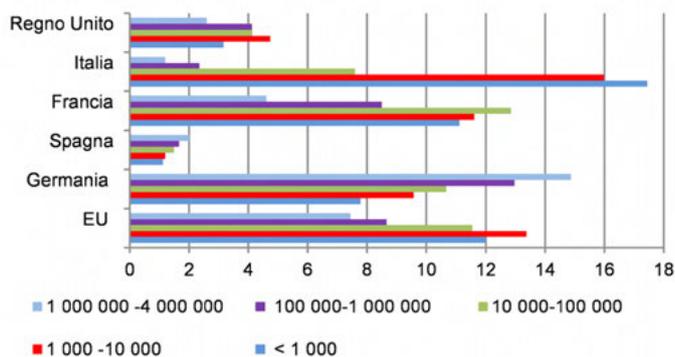


Figura 87 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - I semestre 2017

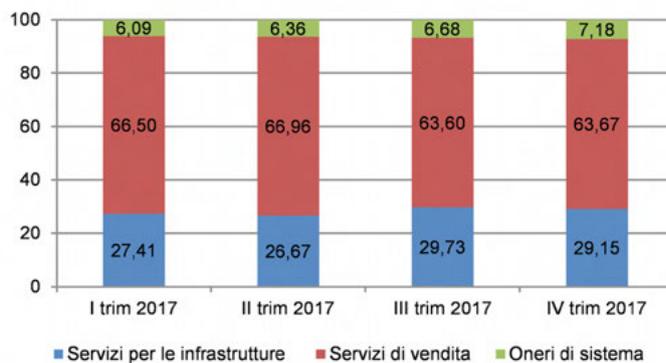


Figura 88 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

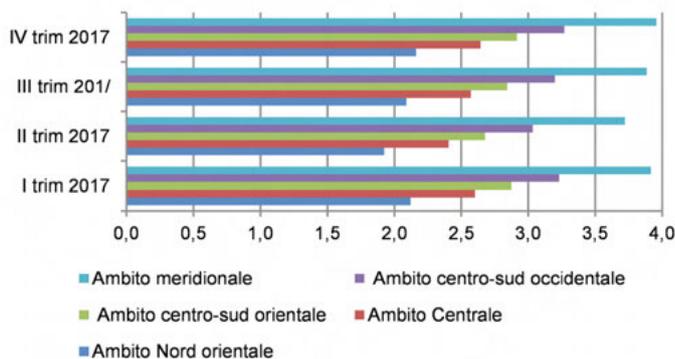


Figura 89 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

FOCUS – Grado di centralità del comparto energetico nell'economia italiana dal 2000 al 2014

Alessandro Zini

La disponibilità in serie storica delle tavole input-output, già oggetto di analisi nel numero II/2017 dell'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano, consente di focalizzare l'attenzione sul grado di centralità assunto dai settori afferenti al comparto energetico. Come sottolineato nel precedente numero, i settori che con una buona approssimazione possono essere identificati come *energetici* sono quelli che riportano nel sistema di classificazione ISIC, Rev. 4, le codifiche B (*prodotti delle miniere e delle cave*), C19 (*coke e prodotti petroliferi raffinati*), e D35 (*energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata*). Il grado di centralità di ciascun settore produttivo viene in questa sede analizzato in una duplice veste. Un settore può essere definito centrale se un volume consistente della sua produzione è destinato a soddisfare le esigenze produttive degli altri settori. Un settore può altresì essere definito centrale se la sua produzione

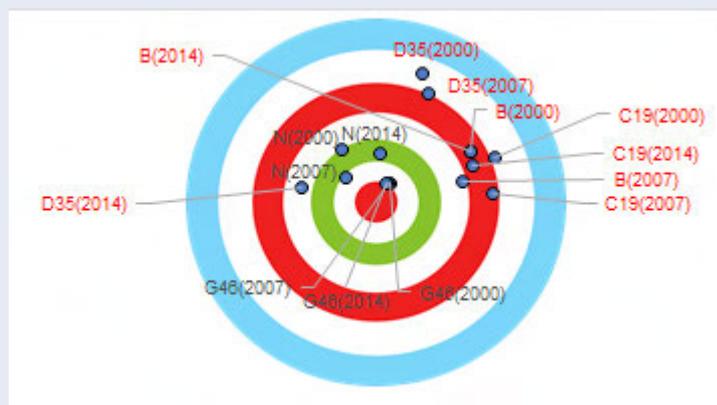


Figura 1 – Dinamica temporale del grado di centralità, in termini di fornitura di input, da parte dei settori energetici (B, C19 e D35) e confronto con i principali settori produttivi

Codice	Descrizione settore
B	Prodotti delle miniere e delle cave
C19	Coke e prodotti petroliferi raffinati
D35	Energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata
G46	Servizi di vendita all'ingrosso
N	Servizi amministrativi e di supporto alle attività

della *network analysis*, facendo distinzione tra due indicatori di centralità, quella in uscita (*out degree*) e quella in entrata (*in degree*).

La Figura 2 espone in maniera sintetica i risultati di quest'analisi. In primo luogo, vi si trova rappresentazione dei principali flussi di transazione, con le relative direzionalità. Lo spessore della linea è direttamente proporzionale al volume della transazione. In rosso vengono evidenziati i flussi relativi ai settori energetici. I settori con i quali questi ultimi intrattengono maggiormente una relazione di inter-dipendenza sono immediatamente visibili. Un primo aspetto da sottolineare è che i tre settori energetici si collocano in una parte assolutamente centrale e ampia del sistema produttivo nazionale (come evidenzia il cluster dal colore arancione di cui in Figura 2). Tra i settori energetici individuati, quello che riporta la codifica B (industrie estrattive) conferma il caratteristico profilo di fornitore di input verso il sistema industriale. In particolar modo, il valore delle transazioni da B verso C19 è una delle più rilevanti tra due settori qualsiasi dell'intero sistema industriale. Altri settori per i quali le transazioni di B sono particolarmente rilevanti sono quello dei trasporti e, in questo caso nella duplice veste di acquirente e fornitore, quello delle *industrie chimiche* (C20) e dei *servizi di trasporto terrestre* (H49). Il settore D35 (principalmente, energia elettrica e gas) rifornisce più intensamente il settore della *produzione, trattamento e distribuzione delle acque* (E36), l'*industria cartaria* propriamente detta (C17), l'*industria dei prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi* (C23) e quella *metallifera* (C24).

richiede l'acquisto di un alto volume di input intermedi provenienti dagli altri settori. Nel primo caso viene caratterizzata una nozione di centralità in uscita, per la quale un settore è tanto più importante quanto più è fornitore di input intermedi in favore degli altri. Nel secondo caso, invece, viene in rilievo la dimensione della centralità in entrata, grazie alla quale un settore *utilizzatore* è tanto più centrale quanto più è in grado di stimolare il resto del sistema produttivo.

La Figura 1 evidenzia il primo tipo di centralità, quella in uscita, assunto dai settori energetici in tre diversi anni, a partire dal 2000. A posizioni più prossime al centro corrispondono valori di centralità maggiori in termini di fornitura verso gli altri settori. In posizione centrale e semi-centrale sono posti due settori notoriamente fornitori di servizi per il sistema produttivo, quali i *servizi amministrativi e di supporto alle attività* (N) e i *servizi di vendita all'ingrosso* (G46), in questa sede usati come termini di confronto. È possibile notare altresì come per due dei tre settori energetici considerati (D35 e C19) si sia realizzato nel tempo un progressivo avvicinamento al centro. Ad un livello successivo d'analisi, si è voluto rappresentare lo stato delle interdipendenze settoriali al 2014, ultimo anno disponibile, alla luce degli strumenti

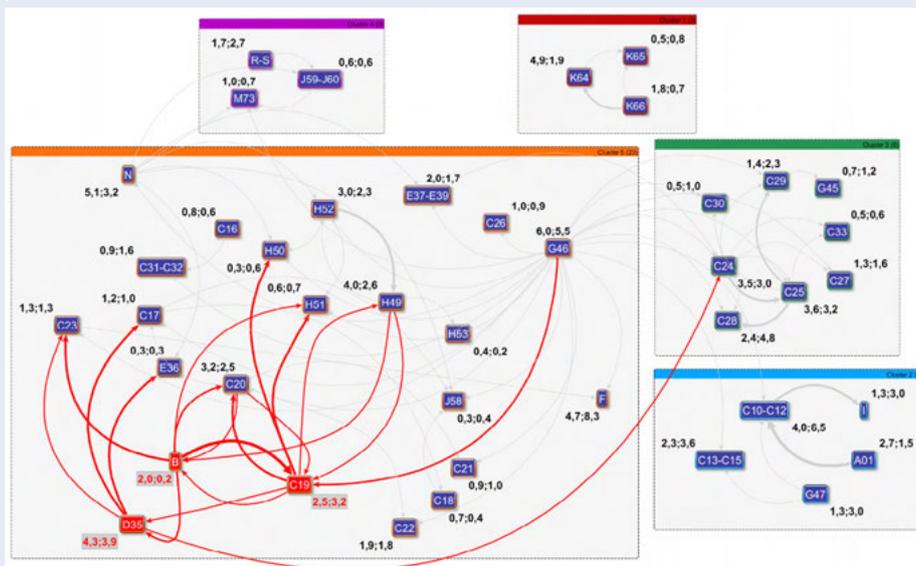


Figura 2 – Rappresentazione delle principali transazioni tra le branche produttive nel 2014

Nella Figura 2, accanto a ciascuna etichetta che indica il settore merceologico, sono posti in evidenza due valori. Il primo valore a sinistra si riferisce alla dimensione della centralità in termini di *fornitura* totale nei confronti del sistema economico. Corrisponde al valore percentuale delle transazioni che hanno origine nello specifico settore a vantaggio di tutte le branche intermedie della produzione (centralità in uscita, o *out degree*). Il secondo valore si riferisce al valore percentuale delle transazioni che hanno come target lo specifico settore (centralità in entrata, o *in degree*). Leggendo congiuntamente questi due indicatori è possibile ricavarne il profilo caratteristico del singolo settore.

Ad esempio, il settore F (industria delle costruzioni) richiede un'elevata quantità di input intermedi dagli altri (8,3%), confermandone l'idea tradizionale di "volano dell'economia". Il settore G46 (commercio all'ingrosso) è invece quello che più di tutti rifornisce gli altri settori (6%). I settori energetici mostrano valori piuttosto elevati di centralità in uscita (il primo valore riportato nel grafico di Figura 2), ad eccezione di quello delle industrie estrattive, che concentra i propri pur consistenti output in favore di poche industrie. Anche in termini di centralità in entrata si può dire che i settori energetici occupino un ruolo di primo piano, ad eccezione del settore delle industrie estrattive. Il dato relativo al settore D35 è quello che più risalta, poiché lo pone al 6° posto in termini di centralità in uscita e, con una certa sorpresa, al 5° in termini di centralità in entrata. Fin a questo punto ci si è limitati ad esaminare le interdipendenze dirette del sistema produttivo. Un ulteriore passo è quello di individuare il grado di centralità del singolo settore in termini di capacità di attivazione della produzione interna, utilizzando il classico schema d'analisi delle tavole input-output. In questo caso il concetto di centralità in entrata viene ulteriormente sviluppato fino a comprendere la catena delle interdipendenze settoriali. L'indicatore analizzato corrisponde alla somma del vettore colonna della matrice dei coefficienti di fabbisogno diretto e indiretto della produzione interna, e corrisponde al moltiplicatore della produzione interna a fronte di un aumento della domanda finale indirizzata allo specifico settore. Ancora una volta emerge il valore del settore D35. Il suo coefficiente è pari a 1,8 circa, intendendo con questo che un incremento della domanda finale di *energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata* pari a 100 attiva un incremento nella produzione interna pari a 180. Per dare un termine di confronto, si tratta di un valore analogo a quello del *commercio all'ingrosso* (G46) e dei *servizi di alloggio e ristorazione* (I). Leggermente più bassi i corrispondenti valori per i settori B e C19. In conclusione, dall'analisi viene in rilievo un ruolo di indubbia centralità del settore energetico, anche in termini di dinamica temporale, in alcuni casi anche in proporzioni non scontate.

Le seguenti figure (Figura 92, Figura 93, Figura 94) illustrano l'analisi degli articoli sulla base di una ripartizione relativa agli argomenti, settori energetici e trilemma energetico.

Nel trimestre considerato la stampa specialistica ha dato grande spazio agli argomenti sulle infrastrutture e trasporti (*distribuzione, consumi e trasporti*), quindi ai temi della *Politica energetica e mercato nazionale* e della *Politica energetica internazionale*.

Efficienza e Risparmio energetico sono invece gli argomenti più trattati negli articoli classificati per fonte energetica seguiti dagli articoli sul *gas*. Tale distribuzione rimanda alle priorità indicate dalla Strategia Energetica Nazionale, la cui fase di consultazione pubblica si è conclusa nel corso del mese di settembre.

L'analisi delle voci relative al *Trilemma energetico* consente di rilevare la maggiore numerosità degli articoli classificati sotto la voce *decarbonizzazione*, che trattano tematiche relative all'ambiente ed al clima, all'impatto ambientale locale, alle scelte energetiche fatte sulla base della riduzione delle emissioni nocive.

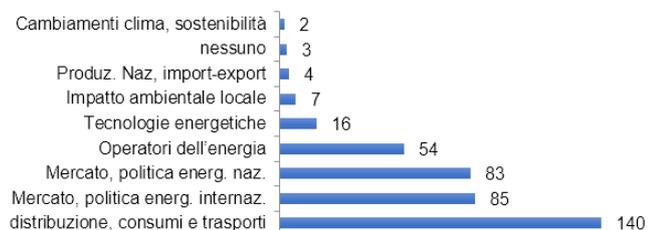


Figura 92 – Numerosità dei principali argomenti trattati dalla stampa specialistica

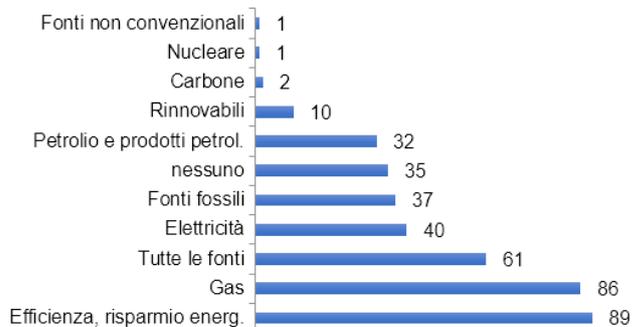


Figura 93 – Numerosità delle voci relative ai settori energetici nella stampa specialistica

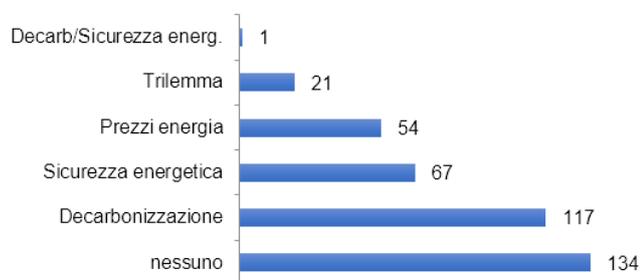


Figura 94 – Numerosità delle voci relative al Trilemma energetico

6.2 L'energia nella stampa generalista nel corso del III trimestre 2017

Per questo numero sono stati esaminati 655 testi presenti sulle quattro principali testate giornalistiche italiane nel terzo trimestre del 2017, che affrontano tematiche relative al settore dell'energia.

Nell'ambito del mercato internazionale dell'energia, il tema preminente è rimasto quello dell'andamento del prezzo del petrolio. Come si rileva da alcuni articoli, esso è stato tenuto sotto pressione dall'abbondanza dell'offerta, appesantita anche dalle maggiori estrazioni negli Stati Uniti, in Libia e in Nigeria, sfiorando tuttavia, intorno alla fine del mese di settembre, la soglia dei 60 dollari.

Anche in questo trimestre, l'argomento dell'uscita degli Stati Uniti dall'Accordo sul clima di Parigi è stato ripreso diffusamente dalle testate esaminate, soprattutto in occasione del meeting G20 svoltosi ad Amburgo nel mese di luglio e, in misura minore, in concomitanza con la pubblicazione sul New York Times, nel mese di agosto, del rapporto attraverso il quale tredici agenzie federali americane hanno lanciato l'allarme sui cambiamenti climatici in atto.

Inoltre, seppure per un periodo di tempo limitato, i giornali hanno largamente parlato delle conseguenze per il comparto energetico dei fenomeni climatici estremi che hanno colpito gli Stati Uniti, causando problemi sia alla sicurezza degli impianti che agli approvvigionamenti, con impatti anche sul prezzo del petrolio.

Un altro argomento ripreso dalla stampa generalista, anche in occasione del salone dell'auto svoltosi a Francoforte nel mese di settembre, è stato quello della diffusione dell'auto elettrica nel mercato internazionale e dello sviluppo di innovazioni tecnologiche ad essa collegate.

Grande risalto è stato dato dalla stampa generalista alla diversificazione geografica e tecnologica del piano di investimenti dell'operatore ENEL, con riferimento soprattutto alla realizzazione di nuovi impianti di generazione rinnovabile e allo sviluppo, in Italia, delle infrastrutture di ricarica per le auto elettriche.

A livello di politica energetica nazionale, la questione dei benefici fiscali derivanti da interventi di riqualificazione energetica degli edifici è stata trattata in maniera ricorrente. In particolare, sono state fornite informazioni sulla possibilità di cessione del credito relativo all'ecobonus sia da parte di soggetti "incapienti" che "non incapienti".

Altri articoli, hanno trattato, sebbene qualche volta solo di riflesso, i contenuti della strategia energetica nazionale, il documento di indirizzo per le politiche del settore, la cui fase di consultazione è terminata il 12 settembre 2017.

La stampa, inoltre, si è occupata del ddl Concorrenza, convertito in legge nel mese di agosto, dopo un lungo periodo di discussione in Parlamento. Relativamente al mercato energetico, e più in particolare al superamento della maggior tutela a partire dal 1° luglio 2019, è stato sottolineato che, su disposizione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, sarà creato un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione in modalità open data delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, al fine di garantirne la piena confrontabilità.

Infine, si riportano di seguito altri temi trattati nei testi esaminati, seppure con una minor frequenza rispetto ai precedenti. A proposito di geopolitica energetica, alcuni articoli hanno ipotizzato gli scenari che potrebbero aprirsi a valle del meeting Sarraj-Haftar, svoltosi in Francia alla fine del mese di luglio. Scenari importanti, secondo la stampa, anche per l'Italia, data la forte presenza dell'ENI in Libia. Nell'ambito del mercato internazionale, alcuni testi hanno affrontato la questione degli investimenti cinesi nel settore energetico russo, in particolare l'acquisto di quote della società Rosneft.

Di seguito, invece, vengono presentati i risultati delle analisi statistiche relative ai testi esaminati nel terzo trimestre del 2017 (Figura 95). In linea con il trimestre precedente, i testi sono collocati quasi totalmente (98%) nelle pagine interne delle testate (Figura 96) e il 13% di questi è stato annunciato in prima pagina (Figura 97).

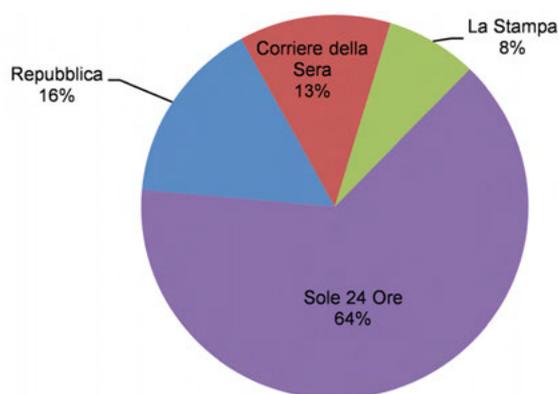


Figura 95 – Testi esaminati per testata giornalistica

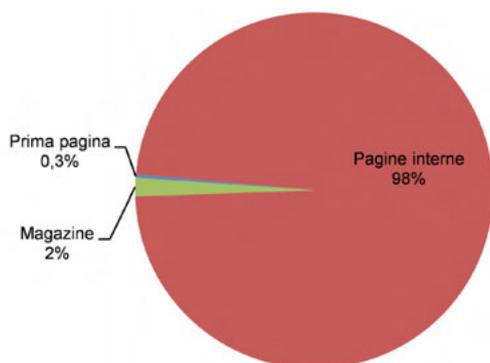


Figura 96 – Testi esaminati per collocazione

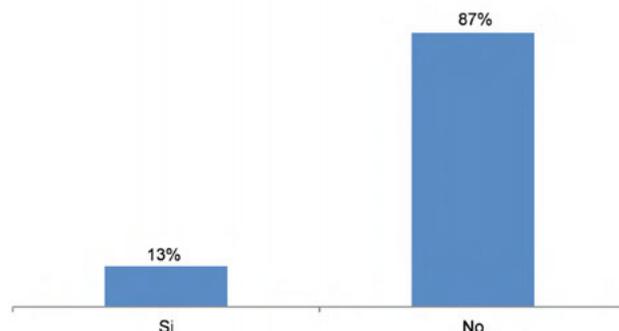


Figura 97 – Testi annunciati in prima pagina

Per quanto attiene, invece, alla tipologia di testi adottati (Figura 98), si registra nel terzo trimestre 2017 un leggero aumento delle tipologie "Articolo" e "Notizia", arrivate a rappresentare rispettivamente quasi l'70% e il 20% dei testi complessivi, mentre seguono a netta distanza le altre tipologie di testi come "Corsivo/fondo" (5%), "Inchiesta" (4%), "Intervista" (3%), "Lettera" (0,5%) "Editoriale" (0,3%).

Riguardo agli argomenti più trattati nel terzo trimestre 2017 (Figura 99), i primi quattro rimangono gli stessi del trimestre precedente. Gli "Operatori dell'energia", con 228 testi, rappresentano ancora in termini assoluti l'argomento più discusso, incrementando anche, rispetto al trimestre precedente, la quota sul totale dei testi esaminati da 28% a 35%.

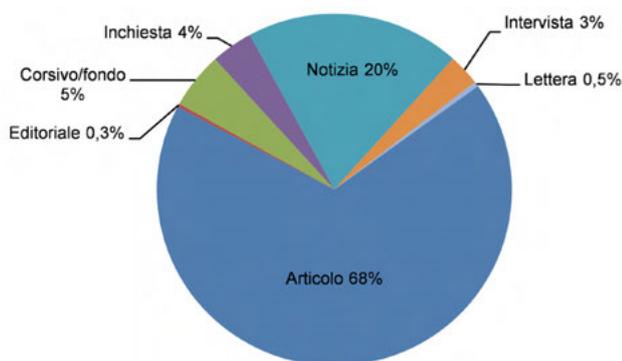


Figura 98 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

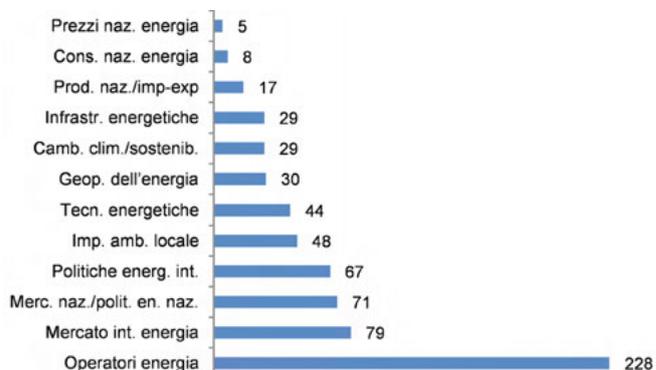


Figura 99 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

Con riferimento ai settori dell'energia trattati nei testi (Figura 100), "Tutte le fonti" continua a rappresentare la voce più frequente con 179 testi (27% del totale). Con 51 testi scende la voce "Gas", dal quarto (10%) al sesto posto (8%), mentre salgono, dal quinto (9%) al quarto posto (11%), la voce "Rinnovabili" e, dal sesto (7%) al quinto (9%), la voce "Fonti fossili".

Nel terzo trimestre del 2017, i testi relativi agli "Operatori dell'energia" hanno trattato per quasi il 30% di tematiche che attingono al sistema energetico nel suo complesso ("Tutte le fonti"), per quasi il 20% di tematiche afferenti alle "Rinnovabili" e per il 12% al settore "Gas" (Figura 101).

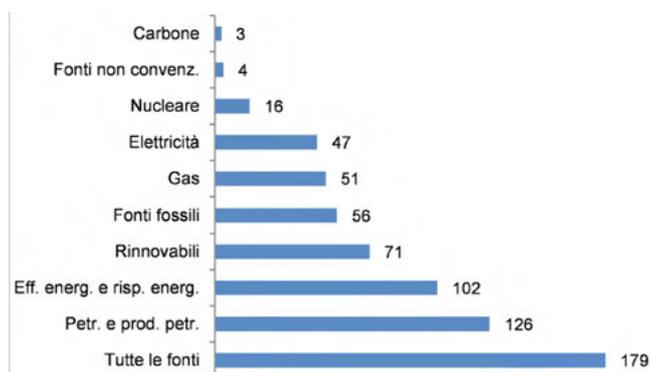


Figura 100 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

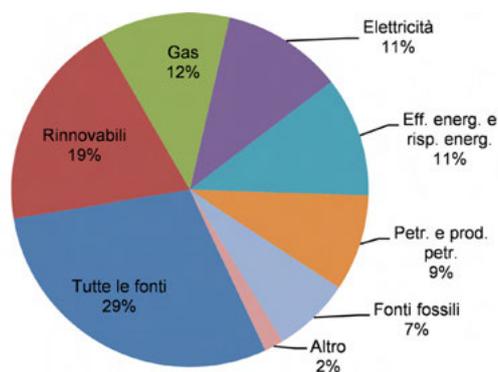


Figura 101 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

Nel caso del secondo argomento più trattato nei testi esaminati, ossia "Mercato internazionale dell'energia" (Figura 102), la categoria "Petrolio e prodotti petroliferi" continua ad essere quella più frequente, incrementando anche la propria quota da 68% nel secondo semestre a 76% nel terzo, seguita da "Tutte le fonti" (15%) e "Fonti fossili" (5%). Il terzo argomento maggiormente affrontato nei testi, cioè "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale" (Figura 103), vede le prime due posizioni invertite rispetto al trimestre passato. Al primo posto, infatti, si trova ora la voce "Tutte le fonti" con il 42% e al secondo la voce "Efficienza energetica e risparmio energetico" con il 34% dei testi, seguita al terzo posto dalla voce "Rinnovabili" (11%).

Infine, in Figura 104 e in Figura 105- sono riportati, per singola testata giornalistica, la frequenza dei principali argomenti e quella dei singoli settori dell'energia.

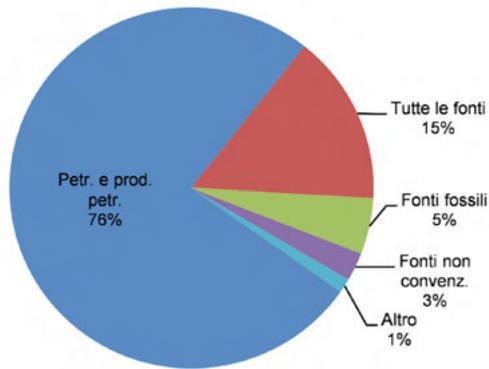


Figura 102 – Frequenza dei singoli settori dell’energia nei testi compresi in “Mercato internazionale dell’energia”

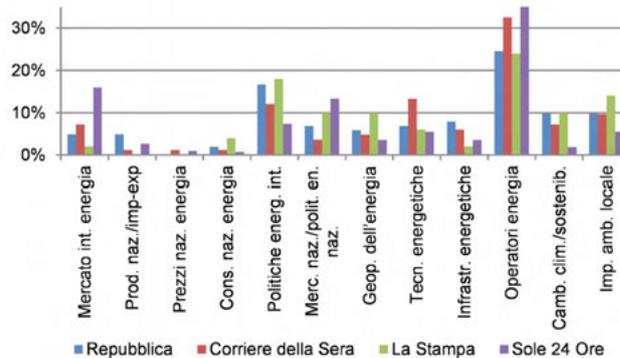


Figura 104 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

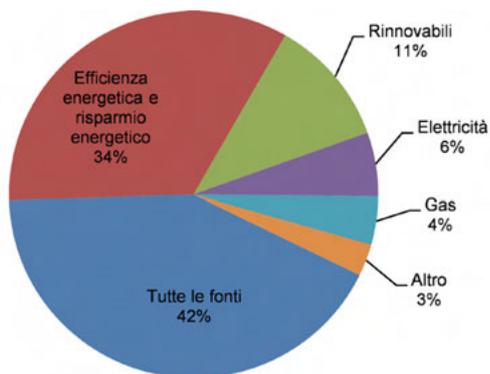


Figura 103 – Frequenza dei singoli settori dell’energia nei testi compresi in “Mercato nazionale dell’energia e politica energetica nazionale”

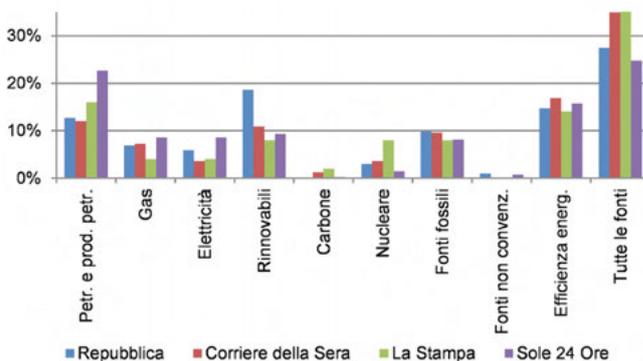


Figura 105 – Frequenza dei singoli settori dell’energia per testata giornalistica

Nota metodologica

Il seguente documento costituisce la nota metodologica della pubblicazione ENEA "Analisi trimestrale del sistema energetico nazionale".

La nota metodologica è articolata per singola Figura contenuta nella pubblicazione ENEA, per le quali viene indicata:

1. la descrizione e spiegazione delle elaborazioni;
2. le fonti dati utilizzate;
3. i link alle fonti dati (quando possibile).

Numero e titolo delle figure riportate nella seguente nota metodologica sono coincidenti con quanto contenuto nel testo.

1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica:

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 costituito 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.

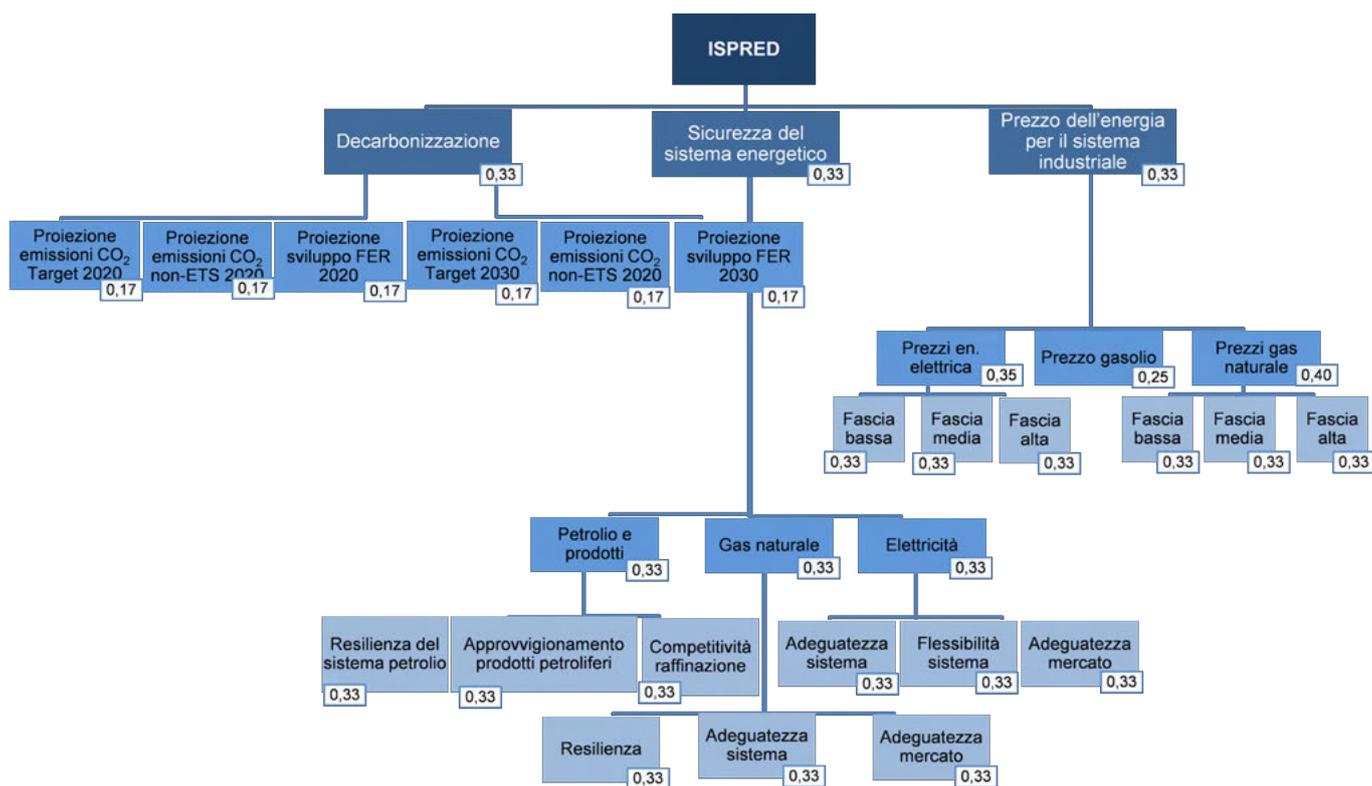


Grafico 1 – Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono

I valori degli indicatori sono stati ricavati dalle variabili analizzate e discusse nel testo dell'Analisi trimestrale. Molti indicatori trovano corrispondenza nelle figure inserite nel testo. Le successive Tabelle A, B e C spiegano comunque il significato di ciascun indicatore ed esplicitano la corrispondenza tra ogni indicatore e le figure del testo.

Dimensione	Indicatore - Descrizione		n° figura
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. del periodo 2011-2016; Pil =0,5% m.a. - distanza dal target (Mt)	26
	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. del periodo 2011-2016; Pil =0,5% m.a. - distanza dal target (Mt)	27
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3 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. del periodo 2011-2016; Pil/cap =1% m.a. - distanza dal target (Mt)	26
	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. del periodo 2011-2016; Pil/cap =1% m.a. - distanza dal target (Mt)	27
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3 anni	-

Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

Dimensione	Settore	Indicatore - Descrizione		n° figura
Sicurezza del sistema energetico	Petrolio greggio	Resilienza del sistema petrolio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	-
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	35
	Prodotti petroliferi	Approvvigionamento dei prodotti petroliferi	% di copertura domanda benzina-gasolio da produzione interna	42-43
	Raffinazione	Competitività della raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bl)	44
			Utilizzo impianti (%)	45
	Gas naturale	Resilienza del sistema gas	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema	55
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	-
		Adeguatezza del sistema gas	Minimo indice di flessibilità residua (% di capacità di import in eccesso rispetto alla domanda)	56
		Adeguatezza del mercato gas	Integrazione con i mercati del Nord Europa Spread PSV-TTF (€/MWh)	53
	Distanza dalla liquidità PSV media dei mercati UE (TWh)		54	
	Energia elettrica	Adeguatezza del sistema elettrico	Margine di riserva minimo (%)	62
		Flessibilità del sistema elettrico	Indice ENTSO-E	67
Adeguatezza del mercato elettrico		Spark spread (€/MWh)	72	

Tabella B – Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

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.

Dimensione	Indicatore - Descrizione		n° figura
Prezzi dell'energia per il sistema industriale	Prezzi energia elettrica per fascia di consumo (€/kWh)	20 - 500 MWh	73
		20 - 2.000 MWh	74
		500 - 20.000 MWh	75
	Prezzi gasolio	€/1000L	81
	Prezzi gas naturale per fascia di consumo (€/GJ)	1.000 - 10.000 GJ	87
		10.000 - 100.000 GJ	-
		100.000 - 1.000.000 GJ	88
		1.000.000 - 4.000.000 GJ	89

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

Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni

Sono riportati i valori ottenuti dalla combinazione degli indicatori, con i relativi pesi, delle tre dimensioni considerate, vedi nota Figura 1.

Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sn - 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 4 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

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.tutitempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.

Fonti dati:

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

Figura 5 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100)

Fonte dati:

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

Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (kbbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media Brent, Dubai, WTI, \$/bbl, asse dx)

Per i dati riguardanti il prezzo del petrolio: <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

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

Figura 7 – Prezzo del petrolio: dati storici e previsioni IMF (\$/bbl)

Fonte dati: <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 8 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF (€/MWh)

Le fonti dei dati sui prezzi di gas naturale sono <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e

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

Figura 10 – 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) e trimestrali Assoelettrica (Newsletter trimestrale Assoelettrica); per la stima dell'ultimo trimestre, elaborazioni su dati Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MISE (consumi petroliferi).

Nei consumi di energia primaria non sono considerati:

- Fonti rinnovabili termiche quali solare, legna, fonti aerotermiche, idrotermiche e geotermiche;

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.

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/rapporтомensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Elettricità futura, http://www.elettricitafutura.it/s/Energia-in-numeri/La-congiuntura-del-settore-elettrico_34.html

Figura 11 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

Fonti dati: vedi Figura 10.

Figura 12 – 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 Figura 10.

Figura 13 – Trend (somma ultimi 4 trimestri) dei consumi di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (Mtep)

Fonti dati: vedi Figura 10.

Figura 14 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Fonti dati: vedi Figura 10.

Figura 15 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2016 (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/dispatchamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

Figura 16 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispatchamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>
- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2017 elaborazioni ENEA

Figura 17 – Richiesta sulla rete di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi) con intervallo di previsione al 95%, con considerazione dell'effetto climatico (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 18 – Consumi di energia nei trasporti, traffico veicolare sulla rete autostradale (veic/km) e IMR (veicoli) (variazione % tendenziale)

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/pubbl_mensili.htm?ck=1&sub=1&id=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 19 – Consumi del settore trasporti (Mtep, asse dx) e stime di emissioni medie di CO₂ del parco auto circolante (gCO₂/km, asse sin)

Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Ispra, <http://annuario.isprambiente.it/>: Emissioni specifiche medie di CO₂ dalle autovetture su strada

Per la stima delle emissioni del parco auto degli anni 2016 e 2017 è stato considerato il fattore emissivo dell'anno corrispondente all'età media dei veicoli rottamati e dei nuovi immatricolati.

Figura 20 – Immatricolazioni annue di autovetture (NB: per il 2017 stima preliminare)

Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione

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 21 – Industria: consumi finali di energia e indice della produzione industriale dei beni intermedi (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPIND_1

Figura 22 – 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 2016 elaborazioni ENEA.

Per la proxy gradi giorno si rimanda alla nota della Figura 4.

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 23 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

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

Fonti dati:

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

Figura 24 – Emissioni di CO₂ dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)

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

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

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

La serie storica dei consumi energia dei settori non-ETS è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS è costruita come combinazione lineare delle variabili guida della domanda di servizi energetici dei settori Civile e Trasporti, in modo simile a quanto fatto per il superindice (vedi nota di Figura 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 4.

Figura 25 – Proiezione emissioni di CO₂ dei settori ESD

Vedi nota di Figura 24.

Figura 26 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue

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

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

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

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

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

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

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

Figura 27 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

La Figura 27 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2005.

Vedi nota di Figura 26.

Figura 28 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 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 29 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori ESD

La serie storica dei consumi energia dei settori ESD è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori ESD 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 4).

Fonti dati:

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

Per la proxy domanda servizi energetici dei settori ESD rimanda alla nota della Figura 4.

Figura 30 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO2 dei veicoli immatricolati

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 1 - Posizione in graduatoria mondiale per quota alle esportazioni nell'aggregato tecnologie energetiche low-carbon– Anno 2016

Dalla base dati *Harmonized System-HS 6*, sistema armonizzato di classificazione delle merci elaborato e gestito da *World Customs Organization (WCO)*, sono stati individuati codici identificativi di cinque tecnologie energetiche *low-carbon* (Autoveicoli elettrici, Sistemi di Accumulo elettrici - altrimenti detti "Batterie Secondarie" - Solare Fotovoltaico, Solare Termico, Eolico). Il sistema HS comprende oltre 5000 raggruppamenti di merci, ciascuno dei quali è identificato da un codice numerico a 6 cifre. I flussi commerciali sono analizzati in termini monetari: importazioni ed esportazioni espressi in dollari correnti.

Concordanza tra Tecnologie Energetiche *low-carbon* e Codici *Harmonized System*

Tecnologia Energetica <i>low-carbon</i>	Codice HS	Descrizione del codice HS
Autoveicoli Elettrici	870390	Motor cars and other motor vehicles principally designed for the transport of persons (other than those of heading No. 87. 02), including station wagons and racing cars: Other
Sistemi di Accumulo elettrici	850710	Electric accumulators; lead-acid, of a kind used for starting piston engines
	850720	Electric accumulators; lead-acid (other than for starting piston engines)
	850730	Electric accumulators; nickel-cadmium, including separators
	850740	Electric accumulators; nickel-iron
	850750	Electric accumulators; nickel-metal hydride
	850760	Electric accumulators; lithium-ion
	850780	Electric accumulators; other than lead-acid, nickel-cadmium, nickel-iron, nickel-metal hydride and lithium-ion
	850790	Electric accumulators; parts n.e.c. in heading no. 8507
Solare Fotovoltaico	854140	Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells whether/not assembled in modules/made up into panels; light emitting diodes
Solare Termico	841919	Instantaneous or storage water heaters, non-electric (excl. instantaneous gas water heaters and boilers or water heaters for central heating)
Eolico	730820	Towers and lattice masts, of iron or steel
	850231	Wind-powered electric generating sets

Fonte: www.comtrade.un.org

Figura 2 – Quota di export mondiale, tecnologie energetiche low-carbon, 2013-2016

Fonte: www.comtrade.un.org

Figura 3 – Saldi normalizzati tecnologie energetiche low-carbon, 2013-2016

Il saldo normalizzato è costruito come rapporto tra il saldo della bilancia commerciale (esportazioni – importazioni) e il valore dell'interscambio (esportazioni + importazioni). Il suo campo di variazione è -1/+1, con un valore '0' che corrisponde al perfetto pareggio di bilancio.

Fonte: www.comtrade.un.org

Figura 4 – Indice di vantaggio comparato rivelato, tecnologie energetiche low-carbon, 2013-2016

L'indice di vantaggio comparato rivelato, noto anche come indice di Balassa, è volto a sottolineare il modello di specializzazione di un paese nel quadro internazionale. Corrisponde al rapporto tra l'incidenza che hanno le esportazioni del bene considerato nella struttura commerciale del Paese e la quota rappresentata da quel settore sul totale delle esportazioni aggregate di tutti i Paesi rispetto ai quali si ritiene di effettuare il confronto. L'indicatore possiede un limite inferiore, 0, ma non un limite superiore. Un valore maggiore di 1 indica una specializzazione del Paese nella produzione di quel determinato bene, in quanto l'incidenza che le esportazioni di quel bene hanno nella sua struttura produttiva/di mercato è mediamente superiore rispetto a quella che ha luogo in altri Paesi.

Fonte: www.comtrade.un.org

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 31 – Import netto di greggio (asse sn, var. % trim; asse dx, import totale kt)

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.

Fontedati:elaborazioniENEA su dati Eurostat, http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 32 – Produzione interna di greggio (kt)

Produzione interna di greggio. Base dati trimestrale.

Fontedati:elaborazioniENEA su dati Eurostat, http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 33 – Zolfo (% , asse sin) nel greggio importato e consumi di olio combustibile ATZ e BTZ (kt, asse dx)

Fonte dati: Bollettino petrolifero MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>

Figura 34 – Emissioni di SOx in atmosfera provenienti dalla combustione di olio combustibile ATZ e BTZ (kg, asse sin) e consumi totali di olio combustibile (kt, asse dx)

Fonti dati:

- Per le emissioni di SOx Inventario nazionale ISPRA 2017
- Per i consumi di olio combustibile Bollettino petrolifero MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>

Figura 35 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

Le lavorazioni di greggio sono espresse come quantità (kt) in input nelle raffinerie italiane. Base dati trimestrale.

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

Figura 36 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali (asse sn) e totale consumi annui (asse dx) (Mtep)

Fonti dati: <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliiferi.asp> per i dati storici,

Figura 37 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

Stima del parco auto circolante per tipo di alimentazione al primo trimestre 2017, basata sul dato 2016 corretto con i dati delle immatricolazioni e radiazioni 2016.

Fonti dati: ACI, <http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico/annuario-statistico-2009.html>

Figura 38 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati MISE <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>

Figura 39 – Rapporto tra produzione interna 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 40 – Rapporto tra produzione interna e 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 41 – 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 42 – 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/>

Fonte dati: MISE, Bilancio del Gas Naturale, dati mensili, vari anni.

Figura 43 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm³, asse sn) e generazione elettrica da carbone (GWh, asse dx)

Fonte dati: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

Figura 44 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas in Europa (Mm³, asse sn), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- <https://www.iea.org/gtf/>
- <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 45 – Domanda trimestrale di gas naturale (MSm³)

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

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

Figura 46 – Domanda mensile di gas naturale per settore – Differenza rispetto alla media decennale

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

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

Figura 47 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm³)

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

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

Figura 48 – Importazioni mensili di gas russo (asse sn) e spread medio mensile tra prezzo del gas russo in Europa e TTF (asse 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 mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 49 – Immissioni di gas naturale per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm³)

Fonte dati:

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

Figura 50 – Dipendenza dall'import (asse sn) e peso del gas sul sistema energetico (asse dx) – dati storici e proiezione 2017

Elaborazioni ENEA sulle stime dei consumi di energia primaria (vedi nota di Figura 10)

Figura 51 – Indice N-1

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 52 – 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 53 – 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 54 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

Richiesta di energia elettrica in ciascun mese del 2016 e del 2017 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 55 – 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.

Figura 56 – Punta di domanda in potenza (GW)

Punta di domanda in potenza raggiunta in ciascun mese del 2016 e del 2017 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 57 – 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 58 – 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).

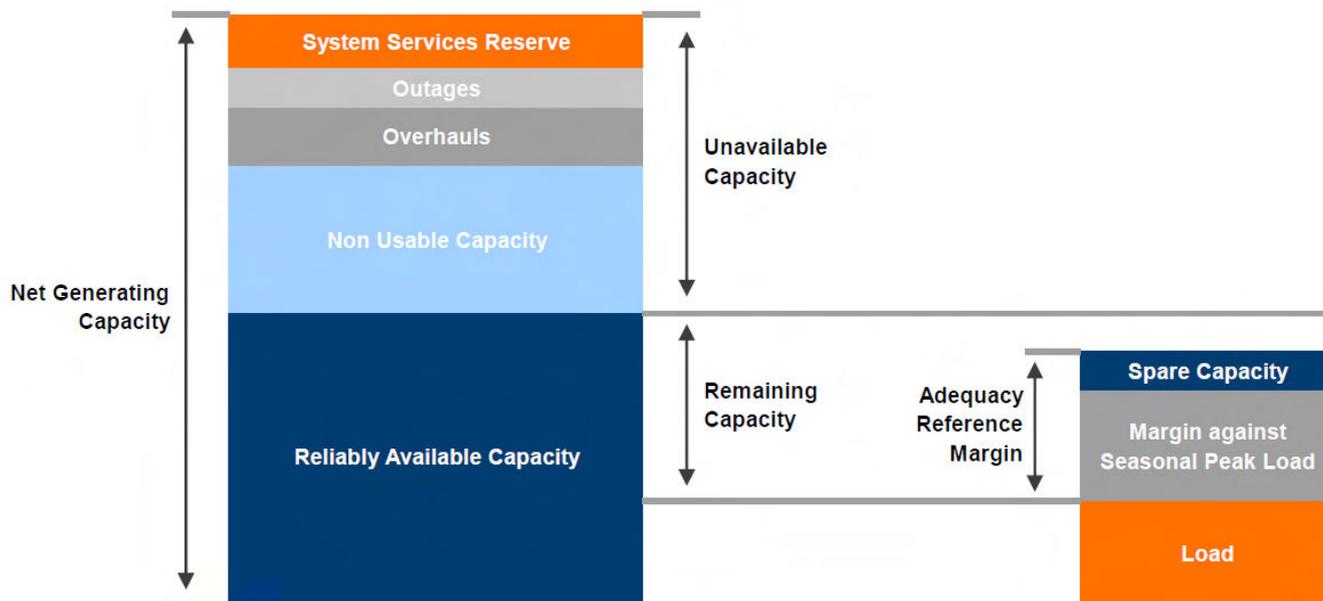


Grafico 2 – Schema della metodologia di calcolo dell'adeguatezza della generazione

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 59 – Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

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

Figura 60 – Massima penetrazione delle FRNP (%)

L'indice di penetrazione delle FRNP è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)*. L'indice è calcolato per ogni ora dell'anno, come il massimo del rapporto tra la generazione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili e la domanda totale:

- RES Load Penetration Index = Maximum hourly coverage of Load by RES =
 $\text{Max} (W_i + S_i) / L_i$ for $i=1,2,3,\dots,8760$

Fonti dati:

- ENTSO-E, *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report*,
<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*.

Figura 61 – Percentuale di ore di variazione oraria della domanda residua > 10% della domanda

L'indicatore è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)*. L'obiettivo dell'indice è di fornire una valutazione della variazione infragiornaliera della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, mediante le variazioni orarie:

- ΔP_{1h} è ottenuto da $\Delta P_{1h} = P_{i+1} - P_i$

Queste variazioni orarie sono poi rapportate al carico, in modo da analizzare l'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sulle rampe di carico in modo indipendente dalla quantità assoluta di generazione. In tal modo i valori dell'indice riflettono le necessità di flessibilità del sistema elettrico. Secondo ENTSO-E, i sistemi elettrici caratterizzati da variazioni orarie della produzione da fonti rinnovabili non programmabili che eccedono il 10% del carico sono "potenzialmente a rischio", perché "they might be affected by insufficient flexible capacities. This threshold was set as a preliminary value, and its representativeness needs further detailed assessment and historical back testing."

Fonti dati:

- ENTSO-E, *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report*,
<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna,
<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 62 – Variazione oraria della domanda residua

Fonti dei dati:

- Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, *Ex post data on the actual generation*

Figura 63 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima variazione oraria negativa della domanda residua – zona Sud (MW)

L'indice è costruito a partire dalla serie delle variazioni orarie della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (vedi nota relativa alla Figura precedente, anche riguardo alle fonti utilizzate). Esso mostra la percentuale di ore in cui la variazione oraria della produzione da fonti rinnovabili non programmabili supera il 10% della domanda.

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

Figura 64 – Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2017 vs 2016 (Gennaio-Settembre)

Fonte dati: Newsletter mensile GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>

Figura 65 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel I trimestre 2017 (€/MWh)

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

Figura 66 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra F1 e 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 67 – Spark spread 2012-2016 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//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 68 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica, III trimestre 2017 (€/MWh)

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

5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

Figura 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

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. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 500 MWh. Informazioni dettagliate sulla metodologia di raccolta dati da parte di Eurostat sono contenute nella [Direttiva 2008/92/CE](#) e nella sezione "[Explanatory text \(metadata\)](#)" della tabella ad essi relativa. Per la ricostruzione del prezzo pagato dal piccolo consumatore di energia non domestico (in Figura "piccola impresa") si sono prese a riferimento alcune tipologie d'impresa rilevate da REF Ricerche nell'ambito delle attività di rilevazione dei prezzi dell'energia pagati dalle imprese italiane. Per la ricostruzione del prezzo indicato in Figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 169 MWh, potenza impegnata di 95 kW, in bassa tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "piccola impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La stima di prezzo è al netto dell'IVA e corrisponde alla somma delle voci "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" a cui viene aggiunta l'accisa erariale. La "quota energia" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori mensili forniti trimestralmente dall'AEEGSI, ponderata per i consumi nelle fasce F1, F2 e F3. I dati 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. I pesi assegnati riflettono l'ipotesi di distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica per l'impresa considerata e sono: 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. La "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI, suddivisa per il consumo annuo di energia. La voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti DIS, TRAS, MIS fornite dall'AEEGSI per l'impresa di riferimento. Dal 2016 vengono aggiunte le componenti UC3 e UC6. La "quota fissa" della voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti di cui sopra, suddivisa per il consumo annuo di energia. La "quota potenza" della voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come prodotto della componente DIS per la potenza disponibile diviso per il consumo annuo di energia. La voce "oneri di sistema" corrisponde alla media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento. La "quota fissa" della voce "oneri di sistema" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento suddivisa per il consumo annuo di energia.

Figura 70 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

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. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 2.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 20 e 500 MWh e tra 500 e 2.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 557 MWh, potenza impegnata di 257 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "media impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia utilizzate fare riferimento alla metodologia di Figura 67.

Figura 71 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

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. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 20.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh e tra 2.000 e 20.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato in Figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 2.505 MWh, potenza impegnata di 984 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "grande impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La "quota energia" e la "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" sono calcolate come indicato nella metodologia di Figura 67. Il valore ottenuto è successivamente moltiplicato per il complemento a 1 della differenza in percentuale tra il valore medio della componente di approvvigionamento delle imprese in Bassa Tensione e quelle in Media Tensione. La fonte del valore medio della componente di approvvigionamento è la Relazione Annuale dell'AEEGSI. Per il

2016 si utilizza la media delle differenze dei tre anni precedenti.

Figura 72 – Scostamento semestrale del prezzo dell'energia elettrica tra Italia e UE28 (cent. €/kWh)

Il confronto 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. Il prezzo per l'Italia corrisponde quello indicato in Figura 1, Figura 2 e Figura 3.

Figura 73 – Percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia (al netto di IVA e imposte deducibili): consumi tra 500-2.000 MWh

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) ed è stato ottenuto come differenza tra il "prezzo al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili" (P_{rec}) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (P_{net}). La quota di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili corrisponde quindi a:

$$(P_{rec} - P_{net}) / P_{rec}$$

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Figura 74 – Percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte deducibili): scostamento rispetto alla media UE

Il dato semestrale sullo scostamento dell'Italia rispetto alla media dei Paesi UE relativamente alla quota di tasse e imposte non detraibili sul prezzo finale dell'energia è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)).

Il dato sullo scostamento corrisponde al rapporto tra il dato dell'Italia e quello medio UE-28 per ogni periodo di riferimento. Un valore pari a 1 indica perfetto allineamento dell'Italia alla media UE. Un valore superiore o inferiore a 1 indica rispettivamente un peso di tasse e imposte non detraibili maggiore o inferiore rispetto alla media UE. Le tre fasce di consumo annuo di energia elettrica selezionate sono le seguenti:

- consumi tra 20 MWh e 500 MWh;
- consumi tra 500 MWh e 2.000 MWh;
- consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh.

Figura 75 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

Vedi metodologia di Figura 69.

Figura 76 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

Per quanto riguarda il 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.

Il dato preso in considerazione per l'analisi riguarda 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. I valori considerati comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Il dato relativo alle voci "servizi di vendita" e "materia energia" corrisponde alla media dei valori della fascia F1 dei tre mesi del trimestre di riferimento.

Figura 77 – Variazione trimestrale delle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

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. Il prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa corrisponde a quello di Figura 74.

Figura 78 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

La Figura fa riferimento ai valori delle componenti tariffarie degli oneri di sistema fornite dall'AEEGSI trimestralmente, per i consumatori in bassa, media e alta tensione. I valori comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Le utenze considerate sono le seguenti:

- utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW, potenza impegnata superiore a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh;
- utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenza impegnata superiore a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh;
- utenze in media tensione (escluse utenze di illuminazione pubblica);
- utenze in alta tensione.

Figura 79 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali dell'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio del *Weekly Oil Bulletin* della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 80 – Prezzo al consumo del 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. Il dato mostrato in Figura corrisponde alla media mobile del prezzo settimanale di ciascun Paese calcolata per cinque settimane.

Figura 81 – Scostamento trimestrale del prezzo industriale medio del gasolio rispetto alla media UE

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti al netto di imposte e tasse del *Weekly Oil Bulletin* della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea. Il dato mostrato in Figura corrisponde alla media trimestrale degli scostamenti tra i prezzi di ciascun paese e i prezzi a livello UE.

Figura 82 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ e prezzo spot sul TTF (asse sin €/GJ, asse dx MWh)

La Figura mette a confronto il costo all'ingrosso della materia prima e i prezzi al consumatore finale industriale del gas in Italia e nei principali Paesi europei. I dati semestrali sui prezzi del gas sono tratti da Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e si riferiscono ai prezzi al netto di tutte le imposte e oneri. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ (quarta fascia Eurostat), che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definita medio-alta.

Per il costo all'ingrosso della materia prima si è fatto riferimento al prezzo spot registrato sul mercato olandese TTF (Title Transfer Facility), tenuto conto che la maggior parte dei contratti di fornitura a clienti industriali sono indicizzati al TTF. Il dato semestrale è stato calcolato come media semplice dei dati mensili per gli anni 2013-2017. Il termine prezzo spot è qui utilizzato in senso lato con riferimento ai mercati all'ingrosso del gas, dove vengono negoziati prodotti "a pronti e/o prodotti a termine", in contrapposizione ai contratti pluriennali di importazione.

Figura 83 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione II semestre 2016/ I semestre 2017 (%)

Il confronto europeo sulle variazioni percentuali (primo semestre 2017 rispetto al secondo semestre 2016) dei prezzi del gas al netto di tutte le imposte e oneri per i principali Paesi europei è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards).

Figura 84 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera i prezzi al netto delle imposte recuperabili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei 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, indicata in Figura, si è basata sui corrispettivi per i "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" al netto delle imposte definiti trimestralmente da AEEGSI per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. I valori si riferiscono a un consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno e sono stati calcolati come media dei valori delle fasce 5001 e 80.000 Smc/anno e 80.001 e 200.000 Smc/anno. Si è ipotizzato una perfetta corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

Figura 85 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte recuperabili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definita medio-alta.

La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per l'utenza medio alta, indicata in Figura, è stata effettuata riproporzionando i valori stimati della piccola utenza industriale (vedi Fig. 3) sulla base degli scostamenti tra i prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e della fascia con consumi compresi tra 100.000-1.000.000 GJ, di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

Figura 86 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ) (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ (quinto fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, in assoluta prevalenza allacciata direttamente alla rete di trasporto, può essere definitiva come alta.

La ricostruzione degli andamenti dei prezzi praticati in Italia per l'utenza alta, indicata in Figura, è stata effettuata riproporzionando i valori stimati della piccola utenza industriale (vedi fig. 79) sulla base degli scostamenti tra prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000GJ e fascia con consumi compresi tra 1.000.000-4.000.000 GJ, di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

Figura 87 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - I semestre 2017

La Figura analizza l'incidenza percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo al lordo delle imposte nell'industria in Italia e in altri Paesi europei in riferimento al primo semestre 2017.

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non deducibili è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) ed è stato ottenuto come differenza tra il "prezzo al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili" (Prec) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (Pnet). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(Prec - Pnet) / Ptot * 100$$

dove Ptot è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

Ai fini del confronto sono state considerate le cinque fasce di consumo individuate da Eurostat per rappresentare tutte le diverse dimensioni d'impresa che compongono il sistema industriale europeo.

Figura 88 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

L'incidenza percentuale dei servizi delle infrastrutture, di vendita e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto delle imposte è stata calcolata sulla base dei corrispettivi definiti trimestralmente da AEEGSI per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela, prendendo a riferimento le fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno

Figura 89 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

I costi dei servizi delle infrastrutture (di distribuzione, misura e trasporti) variabili per ambiti territoriali fanno riferimento ai dati trimestrali forniti da AEEGSI 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

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Figura 90 – Grafo relativo al tema Mercato e Politica Energetica Nazionale

Allo scopo di mantenere un approccio d'analisi esplorativo, l'identificazione delle forme lessicali più salienti degli articoli di stampa non è superimposta ma viene raggiunta ricorrendo all'algoritmo TF-IDF:

$$TF-IDF_{x,y} = (N_{x,y} / N^*,y) * \log (Art / Art_x)$$

dove:

x = singola forma lessicale;

y = singolo titolo, occhiello e sommario dell'articolo di stampa;

$N_{x,y}$ = numero di volte che la la forma lessicale x si presenta nel titolo, occhiello e sommario;

N^*,y = numero totale delle parole nel singolo titolo, occhiello e sommario;

Art = numero totale di articoli di stampa;

Art_x = numero di articoli di stampa in cui la forma lessicale x compare almeno una volta nel relativo titolo, occhiello e sommario.

La componente $(N_{x,y} / N^*,y)$ misura la frequenza di una parola all'interno del singolo titolo-occhiello-sommario. La componente $\log (Art / Art_x)$ individua il grado di specificità della parola all'interno dell'intero archivio considerato. In sintesi, l'importanza di una determinata parola aumenta proporzionalmente al numero di volte che essa compare nel titolo-occhiello-

sommario ma diminuisce se questa è generica, come accade nelle parole comuni.

Il software utilizzato per il layout del network e per l'analisi in cluster è: VOSviewer 1.65 – Nees Jan van Eck and Ludo Waltman- Centre for Science and Technology Studies (CWTS) of Leiden University, The Netherlands.

Figura 91 – Grafo relativo al tema Mercato e Politica Energetica Internazionale

Vedi nota di Figura 90.

Figura 92 – Numerosità dei principali argomenti trattati dalla stampa specialistica

Fonte dati: <http://www.staffettaonline.com/>

Figura 93 – Numerosità delle voci relative ai settori energetici nella stampa specialistica

Fonte dati: <http://www.staffettaonline.com/>

Figura 94 – Numerosità delle voci relative al Trilemma energetico

Fonte dati: <http://www.staffettaonline.com/>

Figura 95 – Testi esaminati per testata giornalistica

La Figura indica la percentuale dei testi presenti su ogni testata rispetto al totale dei testi considerati.

Figura 96 – Testi esaminati per collocazione

La Figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base al tipo di collocazione all'interno delle testate.

Figura 97 – Testi annunciati in prima pagina

La Figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla presenza o meno dell'annuncio del pezzo in prima pagina.

Figura 98 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

La Figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla tipologia di testo

Figura 99 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

La Figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base all'argomento affrontato in ciascuno di essi.

Figura 100 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

La Figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato in ciascuno di essi.

Figura 101 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

La Figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale quello indicato nella didascalia.

Figura 102 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

La Figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale quello indicato nella didascalia.

Figura 103 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale"

La Figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale quello indicato nella didascalia.

Figura 104 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

La Figura indica la ripartizione in percentuale, per ciascuna testata giornalistica, di tutti i testi esaminati in base all'argomento trattato.

Figura 105 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica

La Figura indica la ripartizione in percentuale, per ciascuna testata giornalistica, di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato.

