

# **Analisi** trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

**I trimestre 2017**



# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2017

n. 2/2017

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](mailto:francesco.gracceva@enea.it))*

*Autori: Francesco Gracceva, Elena De Luca, Andrea Fidanza, Paola Del Nero, Laura Gaetana Giuffrida, Bruna Felici, Carlo Pona, Alessandro Zini*

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

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

## Sommario

Sintesi dei contenuti .....	4
1. Indice sintetico della transizione energetica .....	6
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia .....	8
2.1 Variabili guida del sistema energetico .....	8
2.2 L'andamento dei consumi energetici .....	11
3. Decarbonizzazione del sistema energetico .....	14
4. Sicurezza del sistema energetico italiano .....	17
4.1 Sistema petrolifero .....	17
4.2 Sistema del gas naturale .....	20
4.3 Sistema elettrico .....	26
5. Prezzi dell'energia per il sistema industriale .....	31
5.1 Prezzi dell'energia elettrica .....	31
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi .....	33
5.3 Prezzi del gas naturale .....	34
FOCUS – Dinamica del peso dei prodotti energetici sui costi dell'industria italiana .....	36
6. I fatti dell'energia nella comunicazione .....	38
Nota metodologica .....	44



- Nel I trimestre 2017 la stima ENEA dei **consumi di energia primaria** indica una crescita di poco meno di 1 punto percentuale rispetto al corrispondente periodo del 2016. Il trimestre si è caratterizzato per un altro forte aumento dei consumi di gas naturale (+9%, dopo il +14% del IV trimestre 2016) e un'altra drastica caduta dell'import netto di elettricità (-29%, dopo il -60% del IV trimestre 2016). Cala ancora leggermente il carbone, restano stabili petrolio e fonti rinnovabili.
- Le variazioni di maggior rilievo hanno riguardato il **settore elettrico**. La produzione elettrica nazionale è in aumento del 6,4% rispetto all'anno precedente, e il 73% di questa produzione è venuto dalla termoelettrica, con un picco del 77% a gennaio, valori che non si registravano da un decennio. Tre fattori hanno determinato questi cambiamenti: la riduzione delle importazioni di elettricità (con un picco del -68% a gennaio), legata al fermo temporaneo di parte degli impianti nucleari francesi tra fine 2016 e inizio 2017; il periodo di scarsa idraulicità, che ha portato la produzione idroelettrica all'ottavo trimestre consecutivo di scostamento negativo rispetto alla media degli ultimi dieci anni (un trend proseguito ad aprile 2017, quando si è registrato un calo del 30%); la continuazione del trend di sostituzione del carbone con gas, iniziato nel 2016 sulla spinta del forte aumento dei prezzi del carbone. Tutti e tre questi fattori hanno favorito la ripresa del ruolo del gas nel mix di generazione, che nel primo trimestre 2017 è aumentato di un altro 18%, dopo il +27% del IV trimestre 2016.
- La domanda di **gas naturale** è stata inoltre trainata dalle temperature più rigide registrate in particolare a gennaio (+21% la domanda di gas in quel mese). Insieme a una moderata ripresa dei consumi di energia dell'industria, l'aumento dei consumi per riscaldamento del settore civile è stato il principale driver della crescita dei consumi finali (+1,5%).
- L'inverno 2016/2017 ha fatto emergere alcune **fragilità del sistema energetico** italiano che negli ultimi anni erano state sottovalutate, e mostrato come la transizione energetica italiana continui a presentare aspetti problematici. La riduzione delle importazioni di elettricità in seguito alla fermata di diversi impianti nucleari francesi, insieme a un gennaio relativamente rigido e, in misura meno rilevante, a una ridotta idraulicità, sono i fattori che hanno evidenziato in modo efficace la stretta interdipendenza fra i mercati dell'elettricità e del gas, e le loro rispettive fragilità. Allo stesso tempo, il forte aumento della produzione interna di elettricità e la ripresa della domanda di gas per usi finali hanno determinato il secondo aumento trimestrale consecutivo delle emissioni di CO<sub>2</sub>, che nel 2017 potrebbero raggiungere livelli simili a quelli del 2013. Infine, anche sui mercati dell'elettricità e del gas si sono verificate tensioni, il cui impatto sui prezzi agli utenti finali si deve ancora registrare. Tutti questi aspetti sono ben sintetizzati dall'indice sintetico della transizione energetica **ISPRED** elaborato dall'ENEA, che nel I trimestre 2017 presenta un deciso calo (-10% rispetto al I trimestre 2016), come conseguenza di un peggioramento in tutte e tre le dimensioni del trilemma energetico.
- L'indice specifico relativo alla **decarbonizzazione** è in calo del 12%, perché dopo che nei primi nove mesi del 2016 le emissioni di CO<sub>2</sub> erano scese grazie alla sostituzione del carbone con gas il naturale nella termoelettrica, negli ultimi due trimestri le emissioni di CO<sub>2</sub> sono tornate ad aumentare (+2,8%), in corrispondenza con la riduzione dell'import elettrico e con le temperature più rigide di gennaio. Resta da capire quanta parte di queste recenti tendenze sia congiunturale e quanta parte sia invece legata a fattori strutturali. Ma una prospettiva di più lungo periodo mostra comunque che, con la fine degli impulsi depressivi sulla domanda di energia legati alla recessione economica, il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> sembra essere problematico, in particolare per i settori non-ETS. Allo stesso modo, anche lo sviluppo delle fonti rinnovabili procede a ritmi più lenti di quelli coerenti con il target di lungo periodo: come negli ultimi due anni, la quota di fonti rinnovabili sui consumi finali continua a crescere al ritmo del 2% annuo, insufficiente a raggiungere l'obiettivo del 27% dei consumi entro il 2030.
- Dal lato della **sicurezza energetica**, l'indice sintetico risulta in calo del 3% rispetto al primo trimestre 2016, a seguito di peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico e del sistema gas, mentre mostra un moderato miglioramento l'indice relativo al sistema petrolifero. Nel caso del **sistema elettrico**, sebbene la richiesta totale di energia resti sui minimi dell'ultimo decennio, la riduzione forzata delle importazioni nette (-68% a gennaio), combinata con i picchi di domanda registrati a gennaio, ha evidenziato la possibilità di problemi di adeguatezza del sistema, ben rappresentati dal ridotto margine di riserva raggiunto nella zona Nord e dai picchi di prezzo sia sul Mercato del Giorno Prima (+36% il prezzo medio di acquisto sulla borsa elettrica nel primo trimestre 2016, 94 €/MWh la media giornaliera nella zona Nord a gennaio) sia sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento. Inoltre, in linea con le valutazioni di ENTSO-E, anche le simulazioni ENEA mostrano che, in caso di combinazione di condizioni estreme (alte temperature, bassa produzione da fonti rinnovabili non programmabili, bassa idraulicità), nel corso della prossima estate potrebbero verificarsi problemi di adeguatezza in particolare nella zona Centro-Nord. A questo si aggiungono le preesistenti problematiche legate alle crescenti necessità di flessibilità del sistema e alla capacità del mercato di fornire segnali adeguati per gli investimenti in nuova capacità. Nel caso del **sistema del gas naturale** è significativo che la domanda di punta sia tornata su livelli non lontani dai massimi storici (425 Mm<sup>3</sup> il 14 gennaio), inducendo i decisori a invitare gli importatori a massimizzare le importazioni da tutti le fonti di approvvigionamento. Anche in questo caso ne hanno risentito i prezzi, con lo spread PSV-TTF che a gennaio ha raggiunto una media mensile di quasi 4€/MWh. L'analisi di questi eventi mostra che il margine rispetto al picco di domanda si conferma limitato e che in un orizzonte di breve periodo, nel caso in cui si combinassero situazioni climatiche relativamente estreme e non vi fosse la completa disponibilità di tutti i punti di entrata nella rete nazionale, potrebbe risultare difficoltoso sia il rispetto della regola N-1 sia la copertura dei picchi di domanda a fine inverno. Infine, nel caso del **sistema petrolifero** la situazione italiana resta abbastanza rassicurante per l'approvvigionamento di greggio e la disponibilità di prodotti petroliferi, anche grazie alla produzione interna di greggio (+7%) che ha superato la fase critica di metà 2016; inoltre, è risultato in crescita l'utilizzo degli impianti (+13%), nonostante un lieve peggioramento dei margini di raffinazione, comunque contenuto se si considera il contemporaneo aumento del prezzo del petrolio.
- Riguardo ai **prezzi dell'energia elettrica** pagati dalle imprese italiane, si registra mediamente un leggero calo (compreso tra -0,3% e -0,7%) rispetto al primo semestre 2016, per tutte e tre le fasce di consumo. La riduzione dei prezzi è però la risultante di un calo nel primo trimestre e di una leggera ripresa nel secondo trimestre, dovuto prevalentemente all'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica nel primo trimestre dell'anno, a seguito dei rialzi delle quotazioni registrati sul mercato all'ingrosso.

- Sul fronte dei **prezzi del gas**, nel seconda parte del 2016 si è ridotto il divario dagli altri maggiori Paesi europei, perché nel secondo semestre l'Italia ha registrato un calo dei prezzi decisamente più marcato (-7%) rispetto ai cali dell'UE-28. Nel confronto con il II semestre del 2015 la variazione dei prezzi italiani è invece in linea con quella degli altri maggiori paesi UE, per cui andrà verificato quanto la riduzione del divario del II semestre 2016 si possa considerare permanente. In effetti le stime ENEA relative al primo semestre del 2017 evidenziano un nuovo cambiamento di tendenza, in quanto i prezzi al netto delle imposte deducibili risultano in crescita per tutte e tre le fasce di consumo considerate. Resta stabile su livelli molto elevati il differenziale di prezzo tra piccola e alta utenza industriale (+88%).
- Questo numero dell'Analisi trimestrale contiene anche un **Focus** di approfondimento della dinamica del peso dell'energia sui costi dell'industria italiana, da cui emerge tra le altre cose che la crisi economica sembra aver portato a un peggioramento della posizione relativa dell'industria italiana *energy intensive*.
- In conclusione, nel breve-medio periodo sarà importante capire in che misura i fattori *congiunturali* che hanno determinato le criticità emerse negli ultimi mesi possano divenire *strutturali*. Le prospettive incerte del parco nucleare francese (negli scenari ENTSO-E la riduzione della potenza nucleare francese entro il 2030 è compresa tra il 10 e il 60%), la possibilità che i cambiamenti climatici già in atto abbiano effetti di lungo termine sull'idraulicità come anche sui picchi di caldo estivo, la possibilità che si verifichino nuovamente picchi invernali della domanda di gas vicini ai massimi storici (come delineato ad esempio dagli scenari elaborati da ENTSO-G), sono altrettante ragioni per ritenere che l'eventualità che le criticità recenti si protraggano nel tempo non possa essere esclusa a priori. Laddove queste nuove ragioni di criticità si sommassero a quelle preesistenti, che già coinvolgono tutti e tre gli aspetti del trilemma energetico, le difficoltà della transizione energetica italiana ne risulterebbero ulteriormente accentuate. Questo numero dell'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano mostra tra l'altro come questi temi così rilevanti faticino a trovare spazio nella principale stampa generalista italiana.

## 1. Indice sintetico della transizione energetica

L'insieme di indicatori riportati nella Figura 1, che sono alla base dell'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica), fornisce un quadro relativamente ampio e esaustivo dell'evoluzione delle diverse dimensioni del cosiddetto *trilemma energetico*, aiutando anche 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 valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1.

Riguardo alla dimensione *decarbonizzazione*, il primo trimestre 2017 ha confermato il trend negativo iniziato a fine 2016 con la forte ripresa della produzione nazionale di elettricità, necessaria a compensare il calo dell'import elettrico legato al fermo degli impianti nucleari francesi. Di conseguenza, per quasi tutti gli indicatori considerati c'è un peggioramento delle tendenze di breve periodo, legato alle variazioni registrate nell'ultimo anno (Figura 1). Ciononostante, relativamente agli obiettivi di breve-termine (2020) la situazione della transizione energetica italiana resta soddisfacente. Gli indicatori relativi agli obiettivi di medio periodo (2030) mostrano invece un livello di criticità media, perché negli ultimi due anni, con il ritorno ad una crescita economica positiva, il progresso su tutte e tre le variabili considerate è sensibilmente rallentato (vedi le valutazioni contenute nel numero 1/2017 dell'Analisi trimestrale). Nel caso delle emissioni di CO<sub>2</sub> questi valori restano ancora migliori di quelli di cinque anni fa (tendenza di medio periodo in miglioramento), mentre nel caso della proiezione di sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), sia la tendenza di breve periodo, sia la tendenza di lungo periodo sono in peggioramento. Dalla combinazione dei suddetti indicatori, complessivamente l'indice relativo alla dimensione decarbonizzazione risulta in calo del 12,5% rispetto al primo trimestre 2016, attestandosi intorno a 0,65 (Figura 2).

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

Decarbonizzazione	Valore I 2017	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2020 distanza dal target (Mt)	-26	0,66	↓	↑
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> non-ETS 2020 distanza dal target (Mt)	-20	0,81	↓	↑
Proiezione sviluppo FER al 2020	19%	0,95	↔	↑
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2030 distanza dal target (Mt)	6	0,47	↓	↑
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> non-ETS 2030 distanza dal target (Mt)	13	0,40	↓	↑
Proiezione sviluppo FER al 2030	22%	0,26	↓	↓

$0,66 \leq x \leq 1$   
 $0,33 \leq x < 0,66$   
 $0 \leq x < 0,33$

Prezzo dell'energia per il sistema industriale	Valore I 2017	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh)	0,176	0,19	↔	↑
Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh)	0,161	0,22	↔	↑
Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh)	0,142	0,26	↑	↑
Prezzi gasolio (€/L)	1.397	0,37	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ)	12,44	0,26	↔	↑
Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ)	8,71	0,61	↔	↑
Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ)	7,14	0,51	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ)	6,77	0,34	↔	↑

Sicurezza del sistema energetico		Valore I 2017	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	36,2%	0,44	↔	↔
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0,8	0,85	↑	↑
Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina-gasolio	1,5	0,84	↔	↔
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/b)	3,3	0,35	↓	↑
	Utilizzo impianti (%)	0,8	0,52	↑	↑
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema	36%	0,00	↓	↓
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0,27	0,61	↑	↓
Adeguatezza sistema gas naturale	Eccesso capacità import su domanda (%)	18%	0,35	↓	↑
Adeguatezza mercato gas naturale	Spread PSV - TTF (€/MWh)	2,2	0,27	↑	↑
	Liquidità PSV (TWh)	214	0,13	↔	↑
Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	26%	0,53	↓	↓
Flessibilità sistema elettrico	Indice ENTSO-E	11,1%	0,44	↓	↓
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread (€/MWh)	9,66	0,65	↑	↓

Sul fronte della *sicurezza energetica* il quadro resta variegato, anche per l'intrinseca complessità della questione, ma anche in questo caso l'indice sintetico, che riassume la pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali che caratterizzano la sicurezza energetica, risulta in calo (-3% rispetto al primo trimestre 2016) e scende al di sotto del valore di 0,5 (Figura 2). Ciò a seguito di un moderato miglioramento degli indici relativi al sistema petrolifero e di peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico e del sistema del gas naturale.

Nel sistema petrolifero la situazione italiana sembra abbastanza rassicurante per l'approvvigionamento di greggio e la disponibilità di prodotti petroliferi, mentre resta invece necessario prestare attenzione alla competitività della raffinazione, che dopo la ripresa degli ultimi anni ha visto di nuovo peggiorare i margini. La redditività della raffinazione, elemento connesso con la sicurezza in

quanto assicura la produzione interna di derivati dal greggio, è infatti in lieve diminuzione se si guarda la tendenza di breve periodo, mentre si mantiene in crescita rispetto a momenti di spiccata crisi del settore. Tale calo risulta comunque piuttosto contenuto se si considera che nel periodo considerato c'è stato un rialzo del prezzo del petrolio che poteva avere effetti maggiori sui margini. L'indicatore relativo, che deriva dal confronto con altre realtà economiche, si mantiene dunque in una fascia di media criticità. In questo contesto, l'utilizzo degli impianti risulta in crescita e l'indicatore relativo, calcolato anch'esso come distanza dalle altre realtà economiche, si porta in una fascia di media criticità, ma in miglioramento sia sul breve sia sul medio periodo. Resta poi invariato ad un livello di media criticità l'indicatore della dipendenza dal petrolio, mentre la diversificazione degli approvvigionamenti e la copertura della domanda interna dei carburanti sono su valori elevati (Figura 1).

Nel caso del sistema del gas naturale, il ritorno della domanda di punta su livelli non lontani dai massimi storici (425 Mm<sup>3</sup> il 14 gennaio) ha evidenziato la possibilità di una fragilità che negli ultimi anni molti ritenevano superata. Come segnalato nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale, il margine rispetto al picco di domanda si è confermato limitato, per cui in un orizzonte di breve periodo, nel caso in cui si combinassero situazioni climatiche relativamente estreme e non vi fosse la completa disponibilità di tutti i punti di entrata nella rete nazionale, potrebbe risultare difficoltoso sia il rispetto della regola N-1 sia la copertura dei picchi di domanda a fine inverno. Di conseguenza, l'indicatore che rispecchia questi aspetti, cioè l'indice di flessibilità residua (che valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda), è tornato su livelli non lontani dal minimo assoluto di febbraio 2012 (Figura 1). L'aumento della dipendenza dall'import ha poi portato a zero l'indicatore relativo, mentre la diversificazione dei fornitori resta in fascia di criticità media e in miglioramento nell'ultimo anno. Infine, guardando al mercato italiano del gas, lo spread PSV-TTF ha fatto registrare un leggero miglioramento rispetto all'anno precedente, ma resta su valori molto elevati (2,2 €/MWh), decisamente non giustificati dai costi del trasporto internazionale. Anche la liquidità del mercato italiano è in miglioramento, ma resta ferma in fascia di criticità elevata.

Nel caso del sistema elettrico, sebbene la richiesta di energia elettrica resti sui minimi dell'ultimo decennio, la riduzione forzata delle importazioni, combinata con i picchi di domanda registrati a gennaio (i più elevati degli ultimi anni) ha evidenziato la possibilità di problemi di adeguatezza del sistema, ben rappresentati dal ridotto margine di riserva raggiunto nella zona Nord e dai picchi di prezzo sia sul Mercato del Giorno Prima (oltre i 200€/MWh nella zona Nord) sia sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento. Inoltre, in linea con le valutazioni di ENTSO-E, anche le simulazioni ENEA mostrano che, in caso di combinazione di condizioni estreme (alte temperature e bassa produzione da fonti rinnovabili non programmabili), nel corso della prossima estate potrebbero verificarsi problemi di adeguatezza in particolare nella zona Centro-Nord. L'indice di capacità in eccesso è dunque in calo e per la prima volta si colloca nella fascia di criticità media (Figura 1). Si conferma anche la tendenza decrescente dell'indicatore relativo alle necessità di flessibilità del sistema, sebbene i mesi invernali siano più favorevoli per la gestione della crescente penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico. Infine, le condizioni del mercato elettrico prodotte dal fermo degli impianti nucleari francesi hanno invece favorito la redditività degli impianti a gas, tornata a livelli che non si vedevano da diversi anni.

Sul fronte prezzi, dal confronto con le altre realtà europee emerge che il costo dell'energia per il sistema industriale rimane elevato, in particolar modo per l'energia elettrica, i cui indicatori, pur migliorati molto negli ultimi due anni, restano su valori di elevata criticità. Nel caso del gas naturale nel secondo semestre 2016 l'Italia ha registrato un calo congiunturale dei prezzi maggiore di quello registrato in media negli altri principali paesi, ma nel primo trimestre 2017 si rileva un nuovo peggioramento degli indicatori relativi, in particolare per i consumatori medio alti. Resta infine stabile l'indicatore relativo al prezzo del gasolio (Figura 1). L'indice complessivo della dimensione prezzi dell'energia si attesta a 0,33 (Figura 2), con una variazione negativa di quasi il 12% rispetto al primo trimestre 2016.

In sintesi, l'ultimo trimestre ha visto il contemporaneo peggioramento di tutte e tre le dimensioni del trilemma energetico – decarbonizzazione, sicurezza energetica e prezzi dell'energia – un dato rimarchevole e per certi versi nuovo. Nei precedenti numeri dell'Analisi trimestrale si è posto l'accento sulla possibilità che l'evoluzione recente del sistema energetico italiano presenti una relazione di *trade-off* tra le diverse

componenti del trilemma. Ciò non esclude ovviamente la possibilità che in casi particolari, come la combinazione di eventi che ha caratterizzato il primo trimestre 2017, la relazione di interdipendenza esistente tra le tre dimensioni del trilemma possa portare ad una evoluzione dello stesso segno per tutte.

In conseguenza di questo peggioramento di tutte e tre le sue componenti anche l'indice ISPRED, costruito come media pesata dei tre indici rappresentati in Figura 2, risulta evidentemente in netto calo, -9,5% rispetto a un anno prima, tornando a scendere dopo tre anni al di sotto della 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 del sesto calo tendenziale consecutivo, sebbene l'unico di questa dimensione.

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

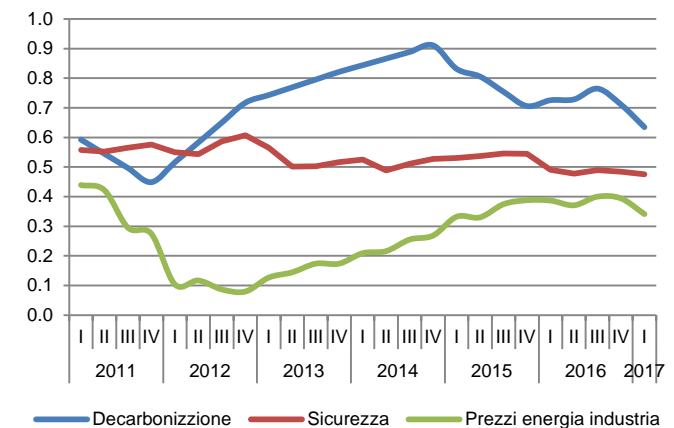


Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sn - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)



## 2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

### 2.1 Variabili guida del sistema energetico

*Le principali variabili guida continuano a supportare un moderato aumento dei consumi di energia*

Nel primo trimestre 2017 il superindice dei consumi energetici elaborato dall'ENEA (vedi Nota metodologica) ha presentato una modesta variazione positiva (+1,7% rispetto al I trimestre 2016, Figura 4). Si tratta della nona variazione positiva consecutiva, sebbene negli ultimi cinque trimestri le variazioni siano sempre rimaste al di sotto del 2%. Come nell'ultimo trimestre 2016 tutti i driver del sistema energetico inclusi nel superindice hanno spinto per un aumento dei consumi, con l'eccezione dei prezzi dell'energia. In termini grezzi il prodotto interno lordo (PIL) è cresciuto di un significativo 2,1% rispetto al I trimestre del 2016, anche grazie a due giornate lavorative in più, sia rispetto al trimestre precedente, sia rispetto al primo trimestre del 2016. Il dato corretto per gli effetti di calendario e destagionalizzato è di una crescita dell'1,2% nei confronti del I trimestre 2016 e dello 0,4% rispetto al trimestre precedente.

Anche la produzione industriale presenta, in termini grezzi, una crescita significativa (+3,9% il totale industria escluse costruzioni), che corrisponde a +1,6% se corretta per i dati di calendario. In continuità con quanto accaduto nel 2016 (vedi Analisi trimestrale n.1/2017) la crescita della produzione dei beni intermedi (+4,6% in termini grezzi), cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, è stata leggermente maggiore della crescita della produzione dell'industria nel suo insieme. Se si prende però in considerazione un orizzonte temporale più lungo si vede come continui a sussistere la forbice che si è aperta a partire dal 2012 tra la produzione complessiva dell'industria e la produzione a più alta intensità energetica, per quanto leggermente ridotta nel 2016, a indicare che con la crisi economica l'industria italiana si è evoluta in una direzione meno energivora (Figura 5). A questo si aggiunga che il valore aggiunto dell'industria si è ridotto in modo molto più marcato di quanto si sia ridotto il valore aggiunto del settore terziario, e mentre quest'ultimo è ormai tornato ai valori del 2010, il valore aggiunto dell'industria è ad oggi inferiore del 5%. Negli ultimi anni si è dunque verificata una accelerazione della terziarizzazione del sistema economico, con evidenti ricadute in termini di minor domanda di servizi energetici.

La temperatura ha avuto un ruolo rilevante nella variazione tendenziale dei consumi di energia rispetto all'anno precedente. Nel I trimestre la variabile "proxy gradi giorno riscaldamento" è risultata infatti significativamente più alta rispetto a un anno prima, con un aumento concentrato in particolare nel mese di gennaio, con effetti immediati in termini di spinta alla domanda di riscaldamento.

*Prezzo del petrolio in ripresa dopo l'accordo OPEC/non-OPEC, ma il riequilibrio del mercato resta difficile*

Dopo che nel corso del 2016 il prezzo del petrolio è risalito dai minimi di gennaio 2016, quando la media dei prezzi spot dei tre greggi Brent, WTI e Dubai Fateh, rilevata dal Fondo Monetario Internazionale, era scesa al di sotto dei 30 \$/bbl, il 30 novembre l'accordo tra paesi OPEC e non-OPEC per un taglio della produzione pari a 1,8 Mbbbl ha dato una nuova spinta alla ripresa dei prezzi, che nei successivi quattro mesi sono rimasti stabilmente al di sopra dei 50 \$/bbl. Nel confronto con il I trimestre 2016 il prezzo medio del I trimestre 2017 risulta dunque in aumento rimarchevole (+60%). Ma è il caso di sottolineare come il prezzo medio degli ultimi 12 mesi (04/2016-03/2017) sia stato pari a 48 \$/bbl, in marginale aumento rispetto ai 46 \$/bbl dei dodici mesi precedenti (04/2015-03/2016), e come tali prezzi restino decisamente inferiori alla media dell'ultimo decennio (Figura 6).

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

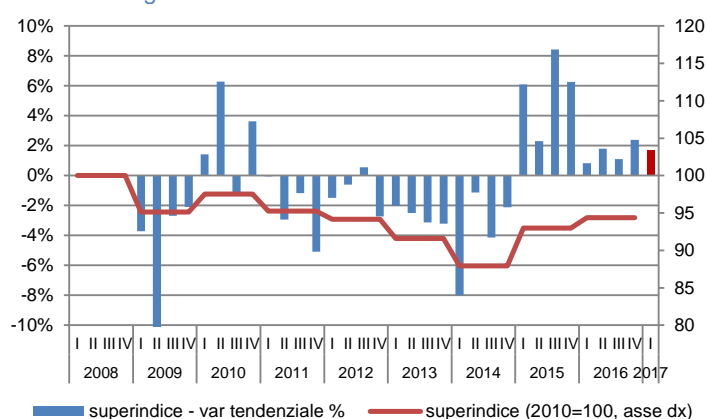


Figura 5 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100)

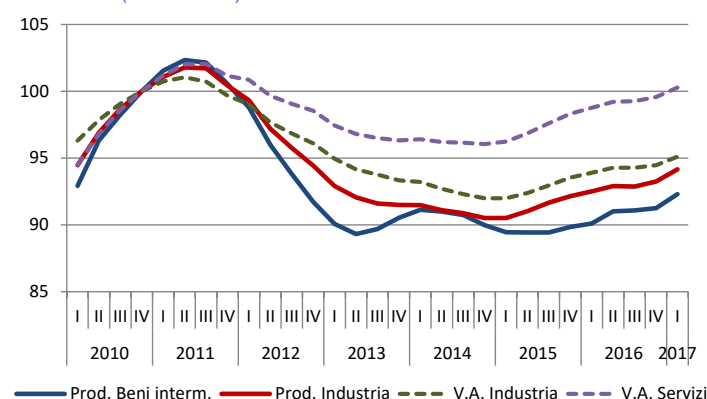
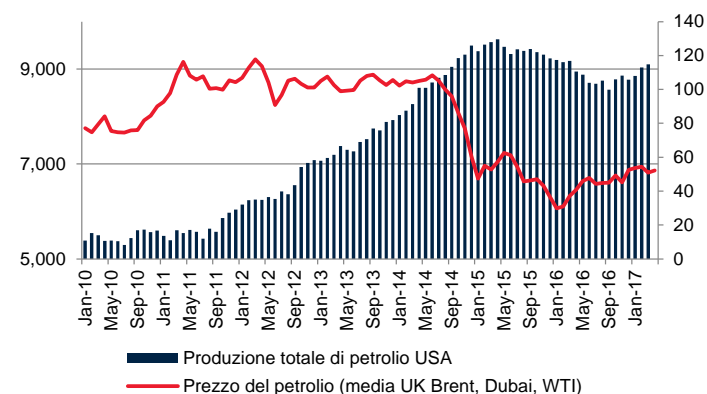


Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (kbbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)





Ne deriva che nell'ultimo anno dal prezzo della principale commodity energetica è certamente arrivato un freno ai consumi, ma in un contesto di prezzi che restano non lontani dai minimi storici.

L'orizzonte di medio periodo resta quello di un riequilibrio del mercato, a condizione ovviamente che la disciplina sul taglio produttivo OPEC/non-OPEC continui a reggere. Le prospettive di breve periodo sono invece di mantenimento dell'eccesso di offerta, con pressioni al ribasso fino al 2018, e per diversi motivi. In primo luogo, la sorprendente ripresa della produzione statunitense, trainata dallo *shale oil*, che a maggio 2017 ha superato tutte le aspettative, anche di fonte USA, e ha raggiunto i 9,3 Mbbl (Figura 6), in aumento di ben 500.000 bbl/g rispetto all'inizio dell'anno (a conferma delle ormai consolidate caratteristiche di elasticità ai prezzi e brevità del ciclo di investimenti tipiche di questa industria).

A questi aumenti si aggiungono inoltre gli aumenti produttivi in atto anche in altri paesi come Canada e Brasile. In secondo luogo, i limiti dell'accordo OPEC/non-OPEC, che esclude dai tagli Libia e Nigeria, due paesi con produzione in crescita. In terzo luogo, le prospettive della domanda, asiatica in particolare, che restano incerte. In conseguenza di tutto ciò, il livello delle scorte resta storicamente alto e fatica a ridursi, a differenza di quanto previsto ad esempio dall'Agenzia Internazionale dell'Energia solo tre mesi fa, che prospettava un mercato in deficit di offerta già nel secondo semestre 2017.

Una conferma di queste aspettative di breve periodo viene dal confronto fra l'andamento del prezzo del petrolio dopo il primo accordo sul taglio produttivo, del 30 novembre 2016, e l'andamento del prezzo del petrolio dopo il secondo accordo, del 25 maggio 2017 (Figura 7).

Il primo accordo ha determinato un forte aumento dei prezzi del petrolio, che si sono poi stabilizzati sui livelli raggiunti nella settimana successiva al taglio. Il secondo accordo, che ha esteso il primo taglio per ulteriori nove mesi, è arrivato in una fase di tendenze ribassiste, e sembrerebbe che fatichi perfino a frenare tali tendenze.

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

Dopo che i prezzi medi dell'anno erano rimasti sui minimi di lungo periodo, in tutti e tre i mercati regionali, nell'ultima parte del 2016, i prezzi del gas sono risaliti, spinti dalla forte domanda sia in Asia che in Europa (Figura 8). La domanda asiatica, legata al clima e ai fermi di alcuni impianti nucleari, ha poi riaperto per un breve periodo la forbice tra i prezzi europei e quelli asiatici, decisiva nell'orientare i flussi di gas naturale liquefatto (GNL). Nel primo trimestre 2017 il prezzo del gas sul mercato europeo si è collocato su valori nettamente superiori a quelli dell'anno precedente (+45% il TTF, +28% il gas russo alla frontiera tedesca) e lo stesso vale per il prezzo all'Henry Hub statunitense. La parziale convergenza fra TTF e Henry Hub fa ritenere concreta l'ipotesi che il gas USA possa gradualmente assumere il ruolo di swing producer, determinando una convergenza tra i prezzi all'Henry Hub (incrementati dei costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione) e i prezzi sugli hub europei. I prezzi sul mercato asiatico beneficiano invece del percorso di convergenza con gli altri mercati regionali effettuato nel 2016, per cui nel I trimestre 2017 risultano in leggera diminuzione rispetto a un anno prima.

Per il breve-medio periodo sembra difficile aspettarsi tendenze rialziste (Figura 8). Nei prossimi anni la principale variabile-guida del mercato sarà probabilmente l'eventuale eccesso di capacità di GNL. L'attesa imponente nuova offerta di GNL (fino a 150 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione entro il 2021) deve ancora materializzarsi, perché buona parte dei progetti avviati continua a subire slittamenti. D'altra parte, i progetti di liquefazione rappresentano investimenti complessi, caratterizzati da costi di capitale dell'ordine di decine di miliardi di dollari. Mentre accade spesso che vi siano slittamenti nei tempi, non vi sono molti dubbi che, una volta avviati, tali progetti entrino prima o poi effettivamente in funzione. Ad ogni modo, nonostante i ritardi, nel 2016 l'offerta globale di GNL è comunque aumentata del 6%, ed è stata assorbita dai mercati asiatici e del Medio Oriente, lasciando pressoché invariata la disponibilità di GNL per il mercato europeo, che resta il mercato "di ultima istanza" del GNL.

Figura 7 – Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)

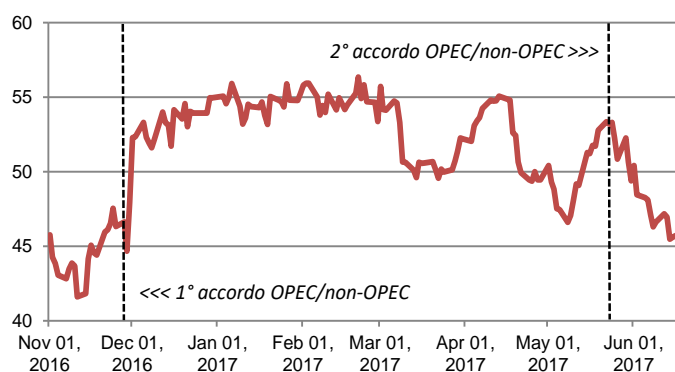
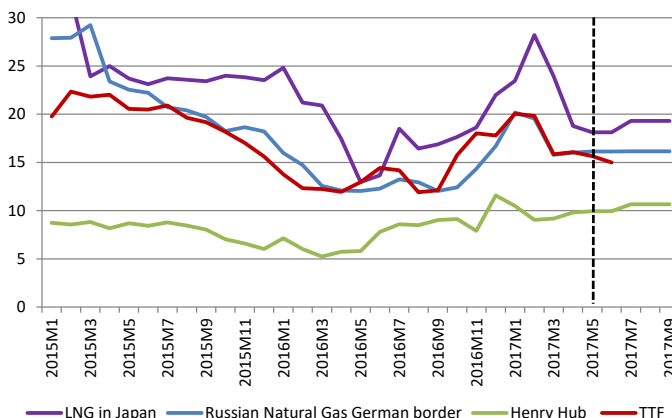


Figura 8 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF (€/MWh)



Allo stesso modo, anche nel breve-medio periodo (5 anni) il fattore chiave che determinerà gli effetti del progressivo arrivo sul mercato della nuova offerta di GNL sarà l'evoluzione della domanda del mercato asiatico, legata a fattori altamente incerti come la ripresa della produzione nucleare in Giappone e la dimensione della sostituzione di carbone con gas in Cina.

Mentre uno scenario di bassa domanda asiatica renderebbe disponibili notevoli volumi di GNL per il mercato europeo, in competizione con il pipeline gas russo, uno scenario di alta domanda potrebbe invece portare a un più veloce ribilanciamento del mercato globale. Infine, nel corso del 2016 un dato che ha avuto conseguenze rilevanti è stato il forte rialzo del prezzo del carbone, un fattore decisivo per il notevole fenomeno di *fuel switching* carbone/gas che ha caratterizzato l'ultimo anno. Nel primo trimestre 2017 il prezzo del carbone è tornato a scendere dai massimi di fine 2016, ma resta comunque su livelli maggiori del 60-80% rispetto a quelli di inizio 2016.

In conclusione, nel confronto con un anno fa l'impulso che a inizio 2017 arriva dai prezzi dell'energia sulla domanda è di freno, perché il livello dei prezzi di tutte le commodity resta significativamente elevato. In ottica di più lungo periodo il contesto resta però quello di prezzi relativamente bassi sia per il petrolio sia per il gas naturale. A questo si aggiunga che l'elevata incidenza della fiscalità sui prezzi agli utenti finali, sia per i prodotti petroliferi sia per il gas naturale, contribuisce a stemperare molto le oscillazioni del prezzo delle commodity (vedi capitolo 5). È vero invece che nel caso del carbone i prezzi attuali sono su valori storicamente elevati.

## 2.2 L'andamento dei consumi energetici

### Secondo aumento tendenziale consecutivo per i consumi di energia primaria

Secondo le stime ENEA, i consumi di energia primaria nel I trimestre 2017 si sono attestati a circa 45,4 Mtep (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi Nota metodologica). Tale dato risulta in crescita di poco meno di 1 punto percentuale rispetto al corrispondente periodo del 2016 (Figura 9), in linea col trend positivo registrato nell'ultimo trimestre del 2016. L'aumento sarebbe inoltre maggiore se la sostituzione dell'import elettrico con produzione interna (cioè quanto avvenuto negli ultimi due trimestri) non determinasse una riduzione dei consumi di energia primaria per ragioni puramente contabili, cioè per la metodologia di valorizzazione dell'import elettrico nel bilancio energetico nazionale.

Il parallelo fra l'evoluzione delle variabili guida del sistema energetico – PIL, produzione industriale, prezzi dell'energia e gradi giorno riscaldamento - sintetizzata dal *superindice* ENEA (vedi cap. 2.1, Figura 4), mostra come l'aumento dei consumi di energia degli ultimi due trimestri sia stato coerente con l'andamento delle variabili guida, sebbene la crescita percentuale dei consumi sia stata inferiore alla crescita del superindice (Figura 10). In effetti, nell'ultimo trimestre l'aumento dei consumi di energia è stato legato fondamentalmente all'aumento dei consumi di gas nel settore civile, spinti da un clima più rigido rispetto agli ultimi tre anni, particolarmente a gennaio. Allo stesso tempo, il progressivo allargamento della forbice tra le curve dei consumi e del superindice sottintende la presenza di componenti *strutturali* che influenzano il sistema (ad esempio l'efficienza energetica e lo *shift* verso produzioni meno energivore), ma che non sono considerate nel *superindice*, che di per sé rappresenta solo le variabili guida che hanno carattere *congiunturale* (per una discussione più approfondita si rimanda al Focus contenuto nel numero 1/2017 dell'Analisi trimestrale)

### Gas naturale in forte aumento per tutto l'inverno

In termini di fonti primarie, il primo trimestre 2017 risulta molto simile all'ultimo del 2016 (Figura 11). Continua a calare il ricorso ai combustibili solidi (-0,3 Mtep, -2% rispetto allo stesso periodo del 2016), mentre il gas naturale presenta un altro aumento notevole (+1,7 Mtep, equivalenti al +9%), il petrolio si mantiene sostanzialmente inalterato, e l'import netto di elettricità presenta un'altra drastica caduta, pari a 0,8 Mtep, equivalente a -29%, dopo che nel IV trimestre 2016 si era contratto di ben il 60%. Infine, le fonti energetiche rinnovabili (FER) subiscono un calo marginale pari a 0,1 Mtep.

Guardando ai valori assoluti e allargando la prospettiva a un orizzonte temporale più lungo, al di là dell'inversa stagionalità del gas naturale rispetto a prodotti petroliferi e FER, la Figura 12 mostra chiaramente due trend diversi, un trend caratteristico del periodo 2010-2014, con una progressiva riduzione del ricorso ai combustibili fossili e lo sviluppo delle FER, e un trend caratteristico del periodo 2014-2017, nel quale tutte e tre le fonti tendono a stabilizzarsi sui valori del 2014, perfino con un leggero calo delle FER, legato principalmente alla riduzione della produzione idroelettrica per fattori climatici.

Figura 9 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sn) e annuale (2007=100, asse dx)

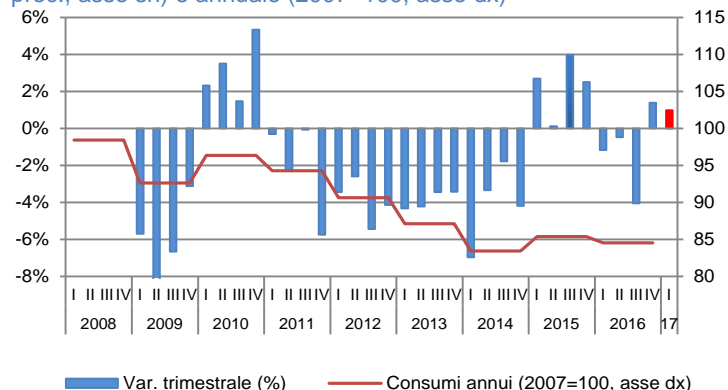


Figura 10 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

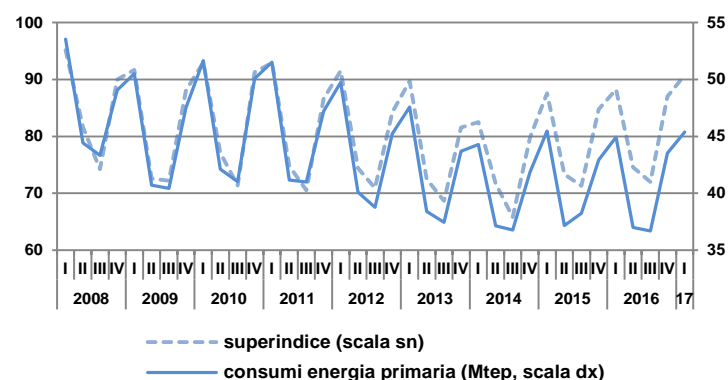


Figura 11 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

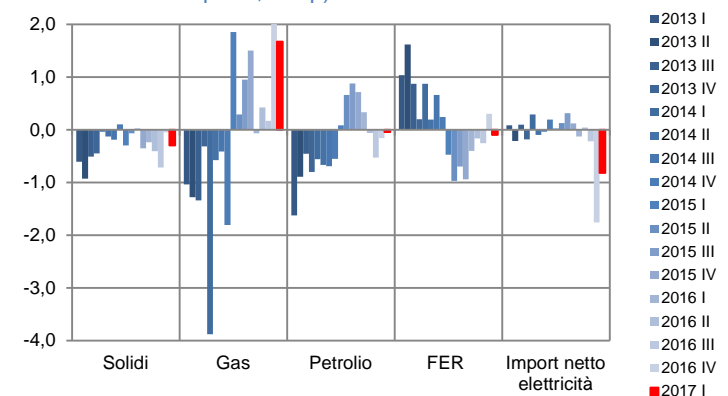
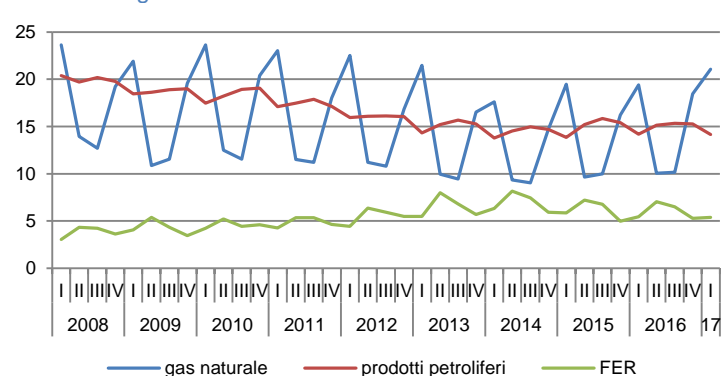


Figura 12 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e fonti di energia rinnovabile



**Nella generazione elettrica gas ancora in forte aumento per compensare le ridotte importazioni**

Si è già detto che la generazione elettrica è il settore del sistema energetico italiano che negli ultimi trimestri ha mostrato le variazioni di maggior rilievo. In sintesi, complessivamente nel primo trimestre 2017 la produzione elettrica nazionale è stata pari a 70,4 TWh, in aumento del 6,4% rispetto all'anno precedente. Il 73% di questa produzione è venuto dalla termoelettrica (che a gennaio ha raggiunto la quota del 77%). Vi sono tre fattori dietro a questi cambiamenti: la sostituzione del carbone con il gas nella termoelettrica, che ha caratterizzato buona parte dell'anno passato; la riduzione delle importazioni di elettricità, legata al fermo temporaneo di parte degli impianti nucleari francesi tra fine 2016 e inizio 2017; il periodo di scarsa idraulicità, che a giugno 2017 sembra in ulteriore accentuazione.

L'effetto primario di questi fattori è la significativa ripresa del ruolo del gas nel mix di generazione, spinto da tutti e tre i fattori suddetti. Dopo il +27% registrato nel IV trimestre 2016, nel I trimestre 2017 l'input di gas alla termoelettrica è aumentato di un altro 18%, mentre il carbone è tornato a scendere dopo il piccolo rimbalzo del IV trimestre 2016. Infine le FER mostrano un marginale calo tendenziale (Figura 13), come risultante di una significativa crescita della produzione fotovoltaica da un lato, di una riduzione della produzione eolica, da biomasse e idroelettrica dall'altro. In particolare, la generazione idroelettrica mostra nel trimestre un calo del 5%, con un significativo scostamento rispetto alla media degli ultimi dieci anni (Figura 14), ma una riduzione di ben il 30% è già stata registrata ad aprile. Le variazioni nel regime delle precipitazioni stanno avendo notevoli effetti sul sistema elettrico, determinando cambiamenti che potrebbero non essere solo congiunturali.

**I consumi elettrici tornano a una modesta crescita dopo molto tempo**

Nel I trimestre 2017 i consumi di elettricità si sono attestati a 78.962 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto al primo trimestre 2016 (Figura 15). Si tratta di un aumento piuttosto marginale, ma che interrompe un trend negativo che negli ultimi cinque anni si era interrotto solo con il picco di domanda del luglio 2015. Considerando però che in effetti l'aumento dei consumi si è concentrato a gennaio, perché a febbraio e marzo i consumi sono risultati inferiori rispetto all'anno scorso, anche in questo caso hanno probabilmente giocato un ruolo le temperature più rigide, coadiuvate dalla crescita della produzione industriale (a gennaio spinta da due giornate lavorative in più rispetto all'anno precedente).

Figura 13 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

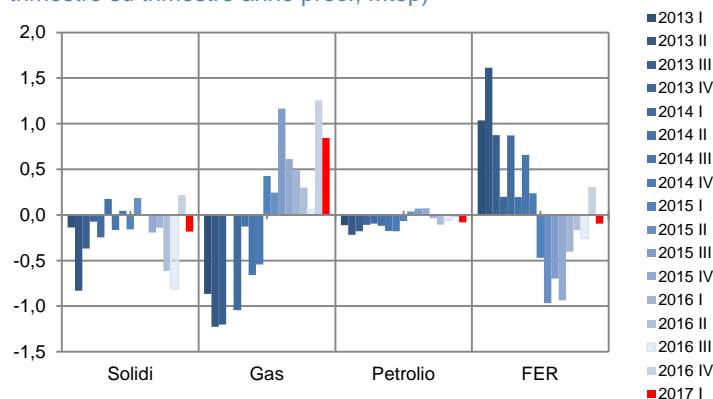


Figura 14 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2016 (TWh, asse dx)

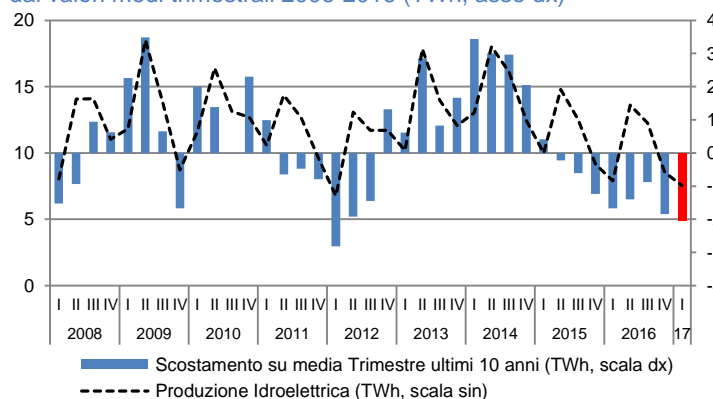
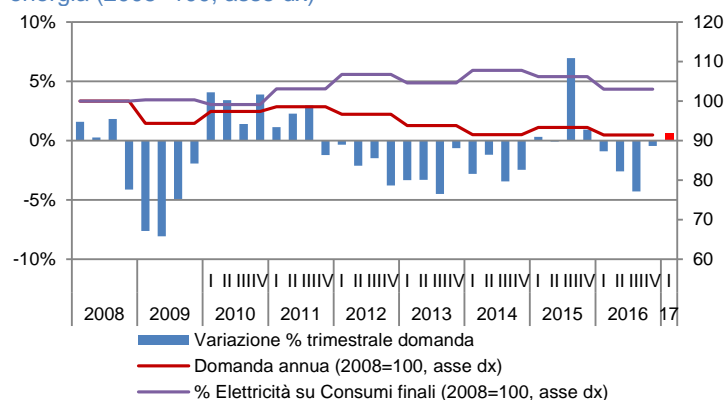


Figura 15 – Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec., asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)





### Stabili i consumi nei trasporti

La stima dei consumi finali di energia relativi al primo trimestre 2017 presenta un aumento tendenziale pari a +1,7% (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali, in particolare per civile e industria presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica).

Nel settore dei trasporti i consumi sono rimasti pressoché invariati, a 8,9 Mtep, in sostanziale continuità con quanto osservato nel 2016, quando si era interrotto il trend positivo dei due anni precedenti. In Figura 16 le variazioni trimestrali dei consumi sono associate alle variazioni relative al traffico dei veicoli leggeri e pesanti sulla rete autostradale che, pur rappresentando solo un segmento degli automezzi circolanti, può essere considerato una proxy del traffico totale, la principale variabile guida dei consumi di energia del settore. Fino al primo trimestre 2016 le due variabili relative al traffico sono sempre apparse correlate al consumo di energia nel settore. In seguito, nel II e nel III trimestre 2016 i consumi di energia hanno mostrato, per la prima volta in due anni, variazioni di segno negativo, a fronte di una variazione positiva del traffico. Infine, nel I trimestre 2017 i consumi di energia sono stati interessati da un aumento marginale, in corrispondenza di un calo del traffico leggero e di un notevole incremento di quello pesante (che però pesa meno sui consumi di energia del settore).

### In aumento i consumi di energia nel civile, in stretta correlazione con le condizioni climatiche

I consumi di energia del settore civile sono aumentati del 3%, passando dai circa 15,8 Mtep del primo trimestre 2016 ai 16,2 Mtep del primo trimestre 2017 (Figura 17). Allo stesso tempo la proxy "gradi giorno riscaldamento", indicatore del fabbisogno energetico per il riscaldamento degli edifici, ha subito un aumento del 7%. Le due curve riportate in Figura 17, evidenziano la correlazione esistente tra le due variabili, con i consumi energetici del settore che seguono in modo molto evidente l'evoluzione del fattore climatico, sebbene con un'elasticità non unitaria: nel primo trimestre 2017, come anche nel 2011 e nel 2014, la variazione dei consumi, pur dello stesso segno della variazione della proxy gradi giorno, è stata decisamente inferiore in termini assoluti.

### Consumi di energia dell'industria in ripresa con la produzione industriale

La stima ENEA dei consumi dell'industria per il primo trimestre 2017 indica un incremento del 2% rispetto all'anno precedente, legato all'aumento dei consumi di gas naturale, perché per le altre fonti si stimano variazioni minime. La crescita dei consumi energetici sarebbe in linea con la ripresa della produzione industriale, in particolare quella dei beni intermedi (più energivori), sebbene la variazione percentuale dei consumi risulti di entità minore rispetto alla variazione della produzione. Si tratta in effetti di un fenomeno in linea con le tendenze degli ultimi anni, nei quali si è osservato un parziale disaccoppiamento tra le due variabili (Figura 18). Diversi fattori di tipo strutturale, non tutti necessariamente "virtuosi", possono spiegare questo fenomeno: dall'incremento dell'efficienza energetica della produzione, cioè la riduzione del consumo di energia a parità di servizio energetico richiesto, alla riduzione della produzione fisica di beni (ad es. l'acciaio), allo spostamento della produzione industriale verso beni meno *energy intensive*.

Figura 16 – Consumi di energia nei trasporti e traffico veicoli pesanti e leggeri su autostrade (var.% su trim prec.)

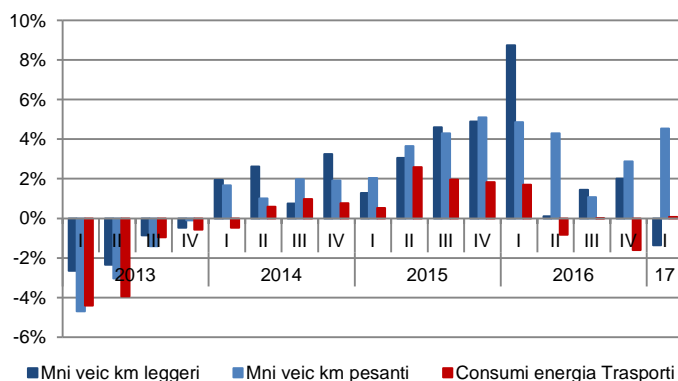


Figura 17 – Consumi di energia nel settore civile e proxy gradi giorno riscaldamento (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

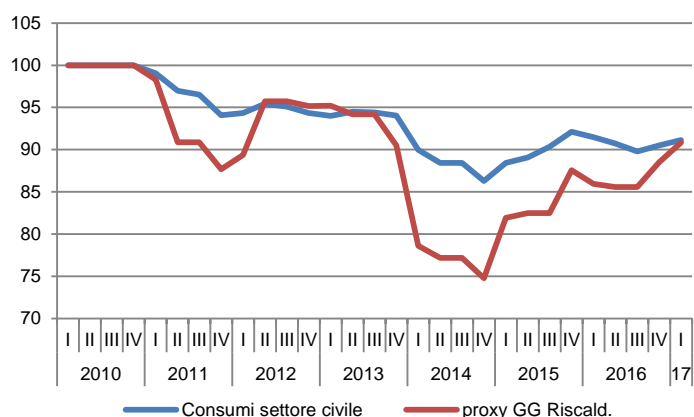
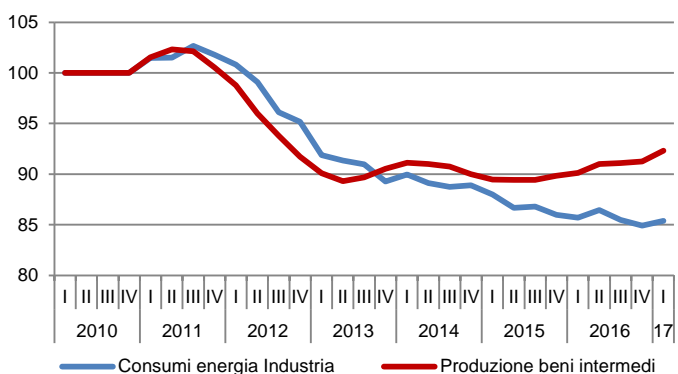


Figura 18 – Industria: consumi finali di energia e indici della produzione industriale (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



### 3. Decarbonizzazione del sistema energetico

#### Emissioni di CO<sub>2</sub> in aumento per il secondo trimestre consecutivo

Secondo le stime ENEA nel I trimestre 2017 le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano sono aumentate del 2.8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 19; N.B.: vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA). Nei primi nove mesi dell'anno la riduzione delle emissioni era stata, in effetti, molto maggiore, grazie prevalentemente alla forte riduzione della generazione elettrica da carbone, legata all'aumento del prezzo della materia prima. Nei due trimestri successivi la fermata dei reattori francesi ha determinato un forte aumento della produzione termoelettrica, che ha più che compensato la riduzione delle emissioni legata al *fuel switch* carbone/gas. Le emissioni del settore elettrico sono dunque aumentate di quasi 4 Mt nel IV trimestre 2016 (+15% circa) e di più di 1 Mt nel I trimestre 2017 (+3,5%). Queste forti oscillazioni delle emissioni della generazione elettrica hanno determinato l'evoluzione delle emissioni complessive dei settori che rientrano nell'Emission Trading System (ETS) (Figura 20), perché le emissioni dell'industria energivora (l'altro principale settore ETS) hanno avuto variazioni molto più contenute, con una riduzione inferiore al milione di tonnellate nel IV trimestre 2016 e un marginale aumento nel I trimestre 2017.

In entrambi gli ultimi due trimestri sono poi aumentate anche le emissioni legate all'uso del gas naturale nel settore civile (+3,6% nel I trimestre 2017), tornato ai livelli più alti degli ultimi 5 anni a causa delle temperature più rigide registrate a gennaio. Anche in questo caso, l'andamento delle emissioni del civile spiega buona parte dell'andamento delle emissioni dei settori non coperti dall'ETS (ma disciplinati dalla cosiddetta Effort Sharing Decision, n. 406/2009/CE), perché le emissioni dei trasporti (l'altro principale settore ESD) hanno presentato marginali variazioni negative in entrambi i trimestri (Figura 20).

#### La traiettoria di decarbonizzazione si è fermata ai livelli del 2013

La conseguenza di queste tendenze recenti è che, in caso di variazione nulla nei restanti trimestri del 2017, le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano potrebbero tornare a fine anno a livelli di poco inferiori a quelli del 2013, dunque con una riduzione del 27% circa rispetto al 2005, laddove nel 2014 si era raggiunta una riduzione del 30% (Figura 21).

Si tratterebbe, inoltre, di un valore molto vicino all'obiettivo stabilito per il 2020 nella Strategia Energetica Nazionale del 2013 (-15% rispetto al 2005, relativamente alla sola CO<sub>2</sub>).

Per una valutazione della coerenza di questa traiettoria di decarbonizzazione del sistema energetico italiano con gli obiettivi di riduzione di più lungo periodo è utile un esercizio di proiezione delle emissioni al 2030, assumendo che le variabili popolazione, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili continuino a crescere al tasso medio annuo registrato negli ultimi cinque anni (calcolato mediante la scomposizione di Kaya, vedi Nota di Figura 22), e che il PIL abbia invece una crescita media annua positiva pari allo 0,5%. Ne deriva che la traiettoria delle emissioni di CO<sub>2</sub> complessive del sistema energetico italiano risulta coerente gli obiettivi relativi al 2030 (ipotizzati pari a -40% rispetto al 2005, leggermente più stringente del target proposto dalla Commissione UE, che fissa una riduzione del 33% per i settori non-ETS e del 43% per l'insieme dei settori ETS europei). Ma la traiettoria di decarbonizzazione non sarebbe invece coerente con gli obiettivi se per la proiezione delle variabili su elencate si utilizzassero i tassi di variazione medi registrati negli ultimi tre anni, nei quali la decarbonizzazione ha registrato una decisa frenata.

Figura 19 – Emissioni totali di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Variazione tendenziale %)

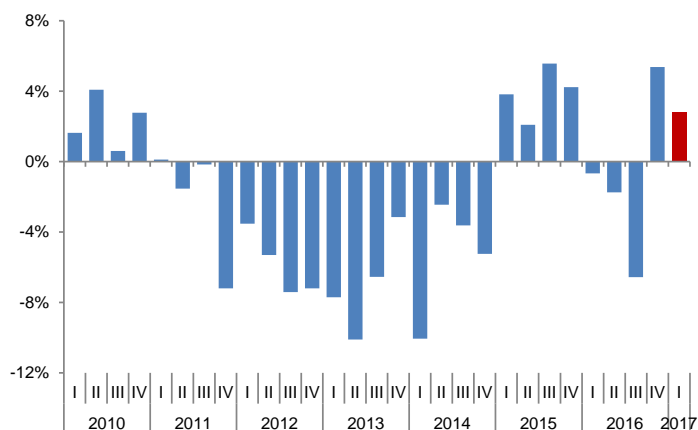
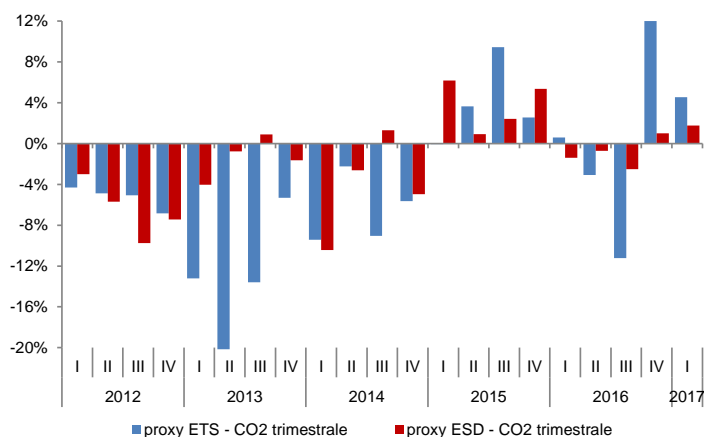


Figura 20 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ETS e ESD (variazione tendenziale %)



### Aspetti congiunturali e strutturali dell'evoluzione recente delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia

Da quanto visto sopra, una questione centrale, per valutare le prospettive della decarbonizzazione nel medio-lungo periodo, è la comprensione di quanta parte delle recenti tendenze sia congiunturale e quanta parte sia invece legata a fattori strutturali. A tale scopo, l'identità di Kaya è un utile strumento di analisi. La Figura 22 mostra l'evoluzione nel tempo delle cinque variabili dell'identità di Kaya a partire dal 2010. Ne emerge come la forte riduzione delle emissioni avvenuta tra il 2012 e il 2014 sia stata guidata da tre componenti - PIL pro-capite, intensità energetica del PIL e quota di fossili sull'energia primaria - mentre ha spinto in direzione perfino opposta l'intensità carbonica dell'energia fossile (per la riduzione della generazione elettrica da gas naturale, laddove la generazione da carbone scendeva meno). Dal 2014, invece, la leggera ripresa delle emissioni è stata guidata dal ritorno a variazioni positive sia del PIL pro-capite sia della quota di fossili nel mix (per la ripresa del ruolo del gas nella generazione), mentre l'intensità energetica ha avuto un andamento altalenante. In particolare, negli ultimi due trimestri, la crescita delle emissioni è stata dovuta alla combinazione di aumento del PIL e forte aumento della quota di fossili nel mix, aumenti che il *fuel switch* carbone/gas non è stato sufficiente a compensare. Questa prospettiva di medio periodo sembra dunque mostrare che, anche al netto dell'impennata della curva relativa alla quota di fossili sull'energia primaria (curva azzurra della Figura 22), con la fine degli impulsi depressivi sulla domanda di energia legati alla recessione economica il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> sembra diventato problematico. Ciò è vero in particolare per i settori non-ETS (vedi il numero 1/2017 dell'Analisi trimestrale). Allo stesso modo, anche lo sviluppo delle fonti rinnovabili procede a ritmi più lenti di quelli coerenti con il target di lungo periodo: come negli ultimi due anni, anche a inizio 2017 la quota di fonti rinnovabili sui consumi finali continua a crescere al ritmo del 2% annuo, insufficiente a raggiungere l'obiettivo del 27% dei consumi entro il 2030.

### Emissioni del settore elettrico in forte aumento a seguito della crisi del nucleare francese

La Figura 23 mostra l'andamento delle emissioni del settore della generazione elettrica nel corso degli ultimi anni. Dopo le continue riduzioni degli anni 2012-2014, legate al balzo della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico) e la ripresa del 2015, in primis per la bassa idraulicità, negli ultimi trimestri si è assistito dapprima a una fase di significative riduzioni, guidate dalla sostituzione carbone/gas, poi a una nuova ripresa, particolarmente forte nel IV trimestre. Un dato significativo che emerge dalla Figura 23, nella quale la variazione delle emissioni è scomposta in variazione della produzione netta e variazione dell'intensità carbonica della produzione elettrica, è che negli ultimi due trimestri la parte maggioritaria dell'aumento delle emissioni è venuta dall'aumento della produzione netta (+5 TWh rispetto al I trimestre 2016), necessaria a rimpiazzare la diminuzione delle importazioni di elettricità dalla Francia.

L'intensità carbonica dei kilowattora prodotti è invece aumentata nel IV trimestre 2016, per l'aumento della percentuale di generazione da gas naturale e la riduzione della quota di FER, mentre è marginalmente diminuita nel I trimestre 2017, per una più forte riduzione della generazione da carbone.

Figura 21 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

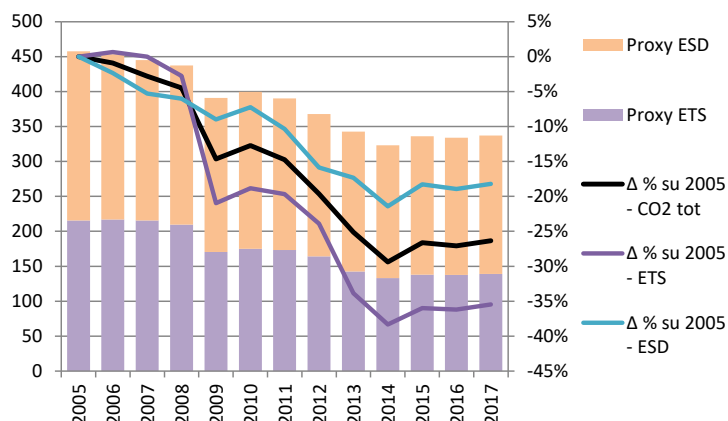


Figura 22 – Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia e suoi driver (2005=100)

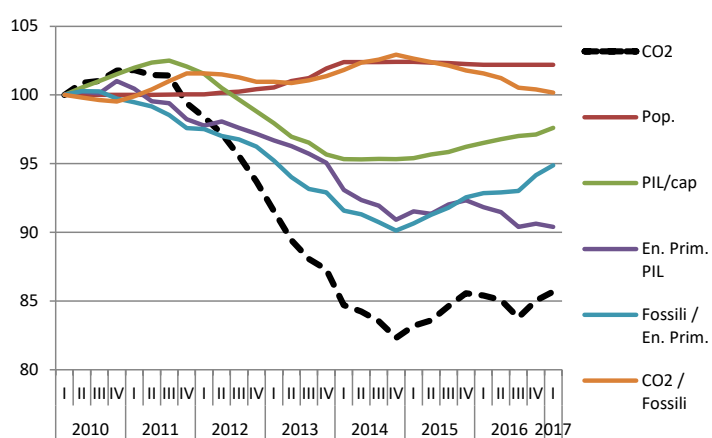
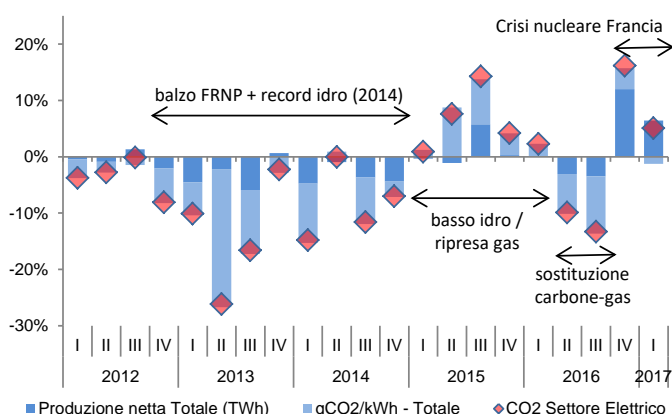


Figura 23 – CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)



*In aumento la domanda dei settori ESD (civile e trasporti), in linea con il PIL e l'andamento del meteo*

Per valutare più precisamente le prospettive di decarbonizzazione del sistema alla luce degli obiettivi stabiliti in sede europea, è utile una analisi più approfondita delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ESD, cioè principalmente trasporti e climatizzazione degli edifici, disciplinati dalla Effort Sharing Decision, che stabilisce obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> vincolanti per ogni Stato membro (per l'Italia pari a -33% rispetto al 2005).

La Figura 24 fornisce una spiegazione delle difficoltà che questi settori hanno incontrato nell'ottenere riduzioni significative delle emissioni (come visto sopra, v. Figura 22), in particolare nel momento in cui viene meno la forte spinta alla riduzione dei consumi di energia esercitata negli ultimi anni dalla lunga recessione economica. Dalla figura emerge, infatti, 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 (stimata in modo simile a quanto fatto per il superindice ENEA; vedi Nota metodologica). Sebbene la figura mostri un progressivo disallineamento tra le due curve, una più marcata riduzione delle emissioni del settore richiederebbe un sostanziale disaccoppiamento, dunque più forti incrementi di efficienza e/o cambiamenti delle scelte dei consumatori in direzioni meno *energy intensive* (risparmio energetico). In mancanza di questo, l'unica rimanente fonte possibile di riduzione delle emissioni consisterebbe nella diminuzione dell'intensità carbonica dei combustibili utilizzati dal settore, cioè nella sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili, una strada però più costosa e più difficilmente percorribile. Infatti, nel settore civile il gas naturale già copre la gran parte dei consumi, mentre nei trasporti le alternative ai prodotti petroliferi restano ancora su livelli marginali, come dimostra la Figura 25.

*In riduzione le emissioni medie dei nuovi veicoli, ma la variazione del parco auto procede molto lentamente*

Continuano a ridursi le emissioni medie dei nuovi veicoli immatricolati (Figura 25), che rispetto al I trimestre 2016 sono calate dell'1% portandosi a circa 112 g CO<sub>2</sub>/km. Il mercato dell'auto si conferma inoltre in crescita, in quanto l'anno si è aperto con circa 583.000 nuovi veicoli (+12% rispetto al I trimestre 2016) con significativi aumenti per le ibride elettriche e a GPL e le elettriche, mentre crollano le immatricolazioni delle auto a metano. Nonostante la forte ripresa del mercato avvenuta nell'ultimo anno, con un parallelo aumento della quota delle auto a minor impatto ambientale, il parco circolante presenta però una inerzia molto forte, e resta costituito principalmente da veicoli di categoria pari o inferiore a Euro 4 (Figura 26), che rappresentano il 70% degli oltre 36 milioni di autoveicoli. Il contenimento delle emissioni di sostanze inquinanti – come ossidi di azoto e particolato – attraverso misure di regolamentazione del traffico nelle grandi città, è dunque destinato a restare un tema centrale, come peraltro dimostrato dall'attenzione ad esso rivolta dalla stampa (vedi capitolo 6).

Figura 24 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori ESD

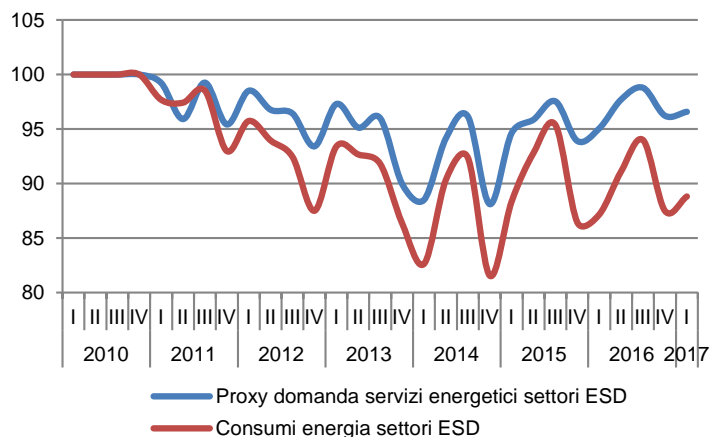


Figura 25 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO<sub>2</sub> dei nuovi veicoli immatricolati (gCO<sub>2</sub>/km, asse dx)

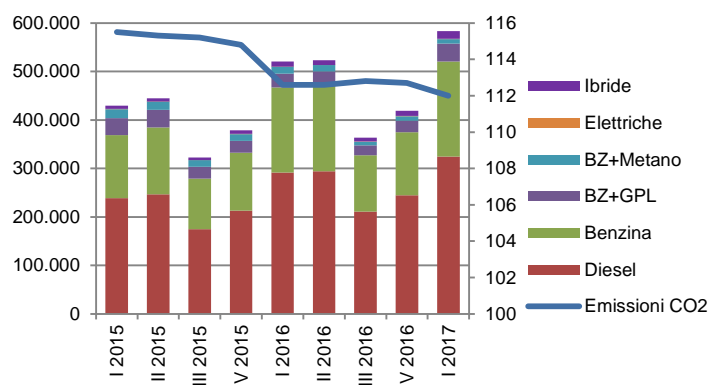
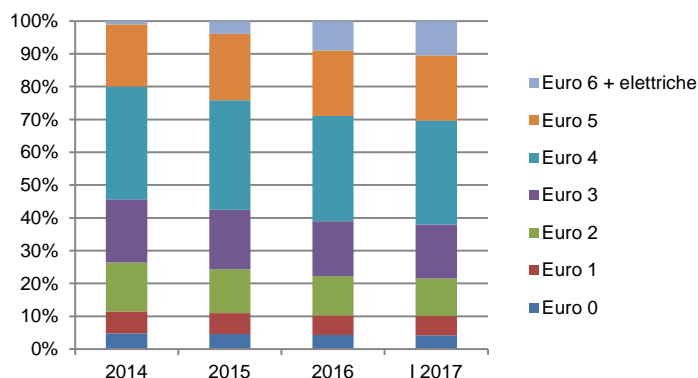


Figura 26 – Parco auto per direttive di emissione





## 4. Sicurezza del sistema energetico italiano

### 4.1 Sistema petrolifero

#### *In ripresa l'import e la produzione interna di greggio*

Nel primo trimestre 2017 l'import di greggio è tornato ad aumentare in maniera significativa (+15% rispetto al I trimestre 2016) dopo il rallentamento che aveva seguito la ripresa osservata nel 2015 (Figura 27), ad un costo medio del greggio importato pari a 52,5 \$/bbl, contro i 32,5 \$/bbl del I trimestre 2016 (+62%), dunque in perfetta coincidenza con la variazione del prezzo del petrolio sul mercato internazionale (vedi cap. 2.1). Anche sul fronte della produzione interna di greggio (Figura 28) si assiste ad una ripresa (+7%), un segnale particolarmente significativo dopo il crollo delle estrazioni osservato nel periodo centrale del 2016, dovuto al blocco degli impianti della Val d'Agri. Sono invece diminuite di ben 800.000 tonnellate le importazioni di semilavorati, con un crollo in particolare dalla Russia (-40%).

#### *In crescita l'import dal Medio Oriente, il petrolio russo ha un ruolo minore che nell'Europa-OCSE*

La Figura 29 mostra la ripartizione della provenienza dei greggi dalle diverse aree geografiche, con un confronto tra la situazione italiana e quella europea (in particolare per i paesi OCSE). La liquidità del mercato petrolifero ha fatto sì che, negli ultimi 5 anni, il mix importato sia più volte cambiato in modo sostanziale per entrambe le realtà economiche in risposta a fattori geopolitici che hanno condizionato il mercato stesso. In particolare, nell'ultimo anno l'import dall'area mediorientale (Iran, Iraq e Kuwait) è tornato a coprire un'ampia fetta di mercato, grazie alla ripresa delle esportazioni dall'Iran, che sono cresciute in maniera notevole nell'ultima parte del 2016, fino a rappresentare circa il 4% dell'import italiano a fine 2016, il 15% a marzo 2017. Anche nell'area europea OCSE l'import dall'Iran ha avuto un andamento simile, arrivando a fine 2016 al 4% dell'import totale, il doppio di cinque anni fa.

Nell'area Europa-OCSE il petrolio russo si contende con il greggio di provenienza interna la maggior parte delle forniture, mantenendo il 30% del mercato. In Italia copre invece il 15% delle importazioni e negli ultimi cinque anni ha subito un calo del 30%.

Negli ultimi cinque anni crescono le importazioni dall'Africa in Italia, quasi raddoppiate al 22%, mentre scendono nell'area europea OCSE, dal 16 al 14%. L'import dall'intero continente americano è costante per l'Europa-OCSE, con leggera tendenza crescente, mentre in Italia si mantiene su una piccola quota di mercato (2,7%).

#### *In netta ripresa le lavorazioni di greggio*

In linea con l'aumento della produzione interna e delle importazioni, nel primo trimestre 2017 si è assistito ad una significativa ripresa delle lavorazioni di greggio (+10% rispetto al I trimestre 2016) che avevano mostrato una variazione negativa per tutto il 2016. Tra gennaio e marzo alle raffinerie sono pervenute circa 16.530 kt di petrolio, valore massimo dal 2012 (Figura 30). Si tratta di un dato in netto contrasto con quello dei semilavorati, che hanno subito un calo del 37% (-600 kt). Rispetto alle altre realtà economiche europee la ripresa delle lavorazioni risulta essere molto maggiore: nell'UE-28 la crescita è del 2%, in Francia dell'1%, Germania, Spagna e Regno Unito mostrano invece cali compresi tra l'1 e il 2%.

Figura 27 – Import netto di greggio (asse sn, var.% trim; asse dx, import totale kt)

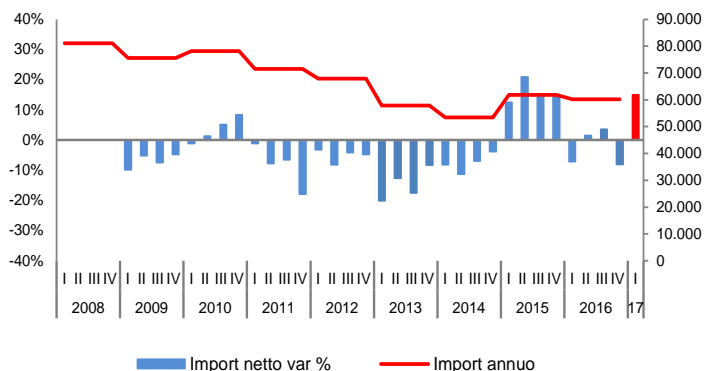


Figura 28 – Produzione interna di greggio (kt)

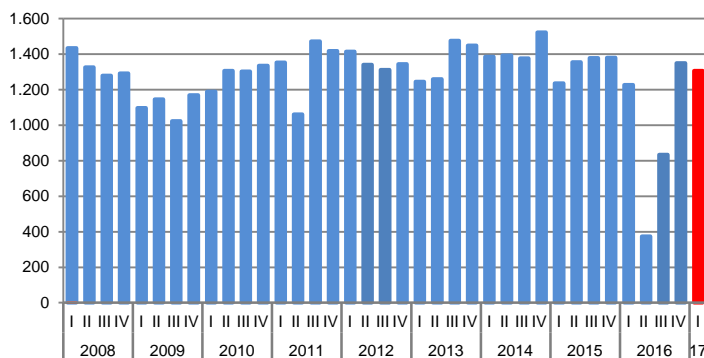


Figura 29 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %) per Europa-OCSE e Italia

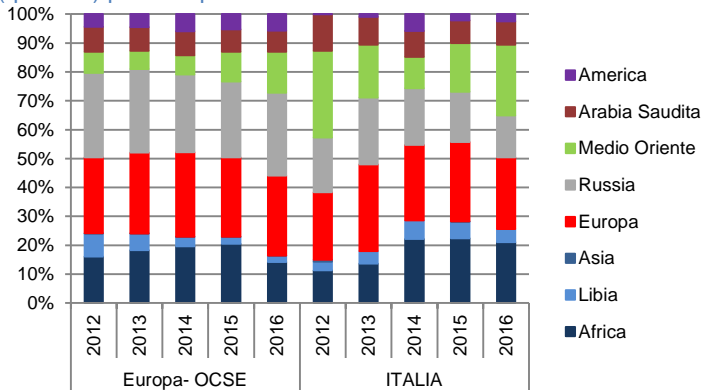
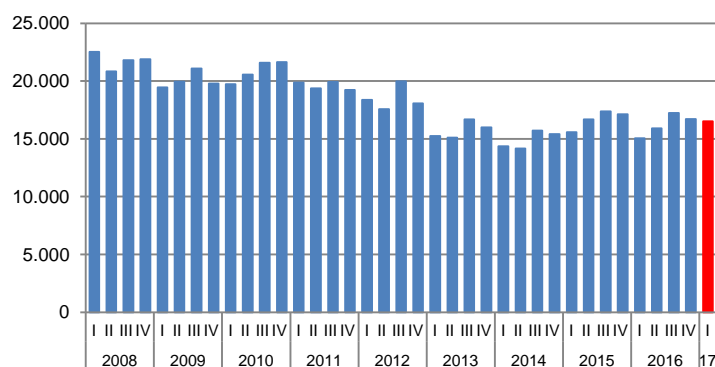


Figura 30 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)



**Stabile il consumo dei principali prodotti petroliferi**

Complessivamente il consumo di prodotti petroliferi è rimasto stabile rispetto al primo trimestre 2016 (-0,3%). Nel dettaglio, il trend non è però lo stesso per tutti i prodotti. La benzina subisce un calo importante di circa 4 punti percentuali, mentre il gasolio e i distillati pesanti mostrano variazioni più contenute (-0,6% e -2% rispettivamente). In positivo chiudono i consumi di carboturbo (+3,4%), GPL (+4%) e la nafta (+3,7%) (Figura 31).

In prospettiva, le analisi ENEA (descritte nella Nota metodologica) mostrano come una traiettoria di consumi relativamente stabili sui valori odierni può essere compatibile con uno scenario al 2030 di riduzione delle emissioni totali di CO<sub>2</sub> del 30% rispetto al 2005 (pur nell'ipotesi di crescita della mobilità). In effetti negli ultimi cinque anni i consumi di prodotti petroliferi sembrano aver seguito una traiettoria simile, in particolare se si concentra l'attenzione sui consumi dei trasporti (peraltro la gran parte del totale): tra il 2012 e il 2017 i consumi del I trimestre hanno oscillato tra 8,2 e 8,6 Mtep (8,3 Mtep nel 2017).

**Si espande il parco auto, benzina e gasolio restano dominanti nell'alimentazione delle autovetture**

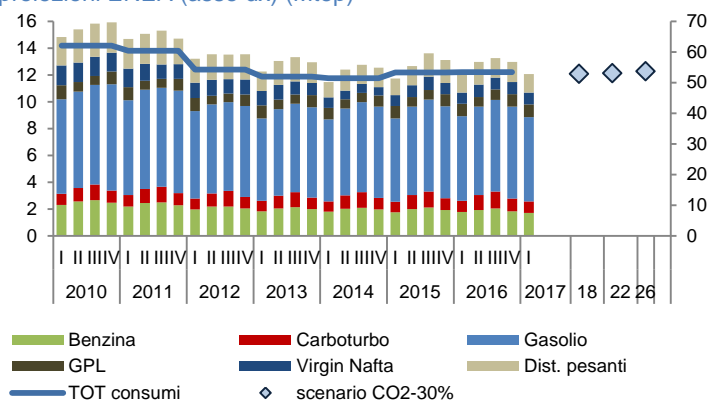
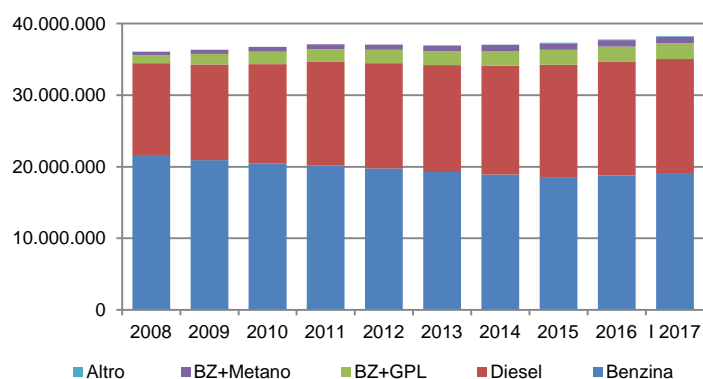
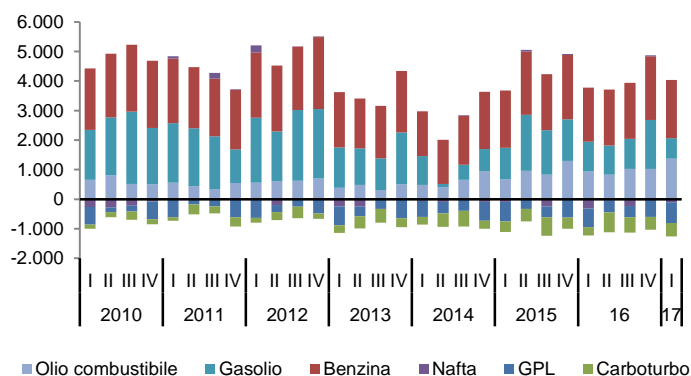
Una ragione di questa stabilità dei consumi sta nella notevole inerzia del parco auto, che pure è ancora in crescita. Nel primo trimestre 2017 si stimano infatti circa 38.000.000 di veicoli formalmente circolanti (Figura 32), in aumento del 1% rispetto al primo trimestre 2016. Le alimentazioni "tradizionali" (benzina e gasolio) sono ancora prevalenti e rappresentano rispettivamente circa il 50% e il 42% del totale. Come nel 2016, l'insieme dei veicoli ad alimentazione mista (benzina+GPL e benzina+metano) rappresenta poco più dell'8% del totale, mentre la quota di auto elettriche e ibride si mantiene costante allo 0,24%.

La dominanza dei prodotti petroliferi si conferma anche se si guarda alle nuove immatricolazioni, che rispetto al primo trimestre 2016 vedono un incremento dell'11% per benzina e gasolio e di circa il 30% per le auto con alimentazione mista a GPL - benzina e ibride. C'è invece una importante variazione negativa, pari al 30%, per le immatricolazioni delle auto a metano, dovuta al fatto che devono ancora materializzarsi le spinte attese dall'accordo FCA-SNAM-Iveco finalizzato a raddoppiare i distributori di metano e triplicare le auto in circolazione alimentate a gas, come anche gli effetti della nuova incentivazione del biometano.

**Cresce l'export di olio combustibile e benzina mentre è in aumento l'import di carboturbo e GPL**

Complessivamente, nel primo trimestre 2017 l'export netto di prodotti petroliferi è aumentato (Figura 33) per la ripresa delle esportazioni di olio combustibile (+45%, 1,4 Mt totali) e benzina (+5%, 1,9 Mt totali), mentre un'importante variazione negativa si è invece osservata per l'export di gasolio (-48%, 0,5 Mt totali).

Rallenta l'import di nafta che però, come abbiamo visto nella sezione relativa ai consumi dove si registra un aumento, è stato evidentemente compensato dalla produzione interna. Aumenta l'import di carboturbo (+62%) e quello del GPL (+12%) che ha soddisfatto la crescita della domanda.

**Figura 31 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali (asse sn) e proiezioni ENEA (asse dx) (Mtep)****Figura 32 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)****Figura 33 – Export netto prodotti petroliferi (kt)**

**Stabile l'eccesso di produzione di gasolio. La benzina recupera il forte sbilanciamento di fine 2016**

Per quanto riguarda il gasolio, anche nel primo trimestre 2017 l'Italia si conferma come unico Paese, rispetto alle altre principali realtà economiche europee, con un rapporto produzione/consumo costantemente maggiore di 1, sebbene con una moderata tendenza di lungo periodo decrescente (Figura 34).

Riguardo alla benzina, nell'ultima parte del 2016 il rapporto produzione/consumo era cresciuto fino a toccare il valore di 2, con la produzione che evidentemente non aveva seguito il calo dei consumi interni. Nel I trimestre 2017 il rapporto produzione/consumo si è ridimensionato, ma resta su valori molto elevati (Figura 35). Come detto, nel trimestre vi è stato inoltre un aumento dell'export di benzina, per cui l'eccesso di produzione è stato utilmente collocato sul mercato estero.

Sul fronte internazionale il Regno Unito è il paese con una maggiore stabilità del rapporto produzione/consumo di benzina, che dalla seconda metà del 2015 si mantiene stabile intorno a 1,4. La Germania, che alla fine del 2016 aveva mostrato un aumento dell'eccesso di produzione, nel primo trimestre 2017 torna a valori inferiori a 1,2. Francia e Spagna continuano a mostrare andamenti piuttosto altalenanti, con variazioni importanti che possono forse denotare una difficoltà del sistema.

**Margini della raffinazione in flessione**

Per l'area mediterranea nel primo trimestre 2017 i margini della raffinazione hanno subito un lieve calo portandosi a 3,3 \$/bbl (Figura 36). Un lieve decremento, con i margini a 5,3 \$/bbl, si è osservato anche per le raffinerie nordeuropee mantenendo così un trend molto simile a quelle mediterranee. La riduzione dei margini in parte è dovuta all'aumento del prezzo del greggio registrato nel primo trimestre, il Brent in particolare, che seppur contenuto rispetto a quanto ci si aspettava dopo l'accordo OPEC/non-OPEC per il taglio della produzione di greggio, ha comunque influenzato la redditività delle raffinerie. Più precisamente lo spread tra greggio WTI e Brent si è attestato intorno a -2\$/bbl per tutto il trimestre, mentre quello tra il Dubai e Brent, pur mantenendosi di segno negativo intorno a circa -0,7\$/bbl in media nel trimestre, nella seconda metà di marzo si è quasi annullato. Di conseguenza anche le raffinerie europee hanno subito una flessione nella redditività, mentre quelle asiatiche complessivamente hanno tenuto. In tale contesto ne ha beneficiato il mercato americano, favorito anche dall'incremento della domanda di distillati leggeri e dalla riduzione delle relative scorte, legata anche alla consueta stagione di manutenzione operata in questo periodo dell'anno.

**In aumento l'utilizzo degli impianti, in controtendenza rispetto all'Europa**

L'utilizzo degli impianti delle raffinerie italiane, che nel 2016 aveva subito un calo, nel primo trimestre 2017 è tornato a valori paragonabili alla fine del 2015, con circa il 79% della capacità impegnata (+13% rispetto al primo trimestre 2016). Questo trend positivo non si osserva per le altre realtà economiche prese a confronto nell'area europea (Figura 37), sulle quali probabilmente ha pesato maggiormente l'aumento del costo del petrolio. Negli ultimi tre anni, a partire dal momento più critico, quello degli anni 2013-2014, il miglioramento relativo italiano è stato notevole. Tuttavia, l'Italia rimane il Paese con tassi di utilizzo inferiori, per cui resta la possibilità di una ulteriore razionalizzazione del sistema della raffinazione.

Figura 34 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

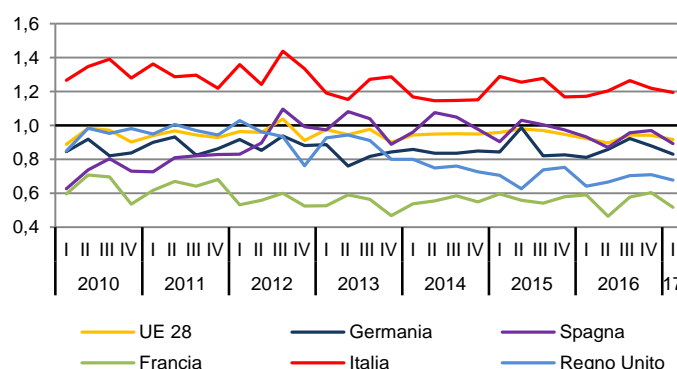


Figura 35 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

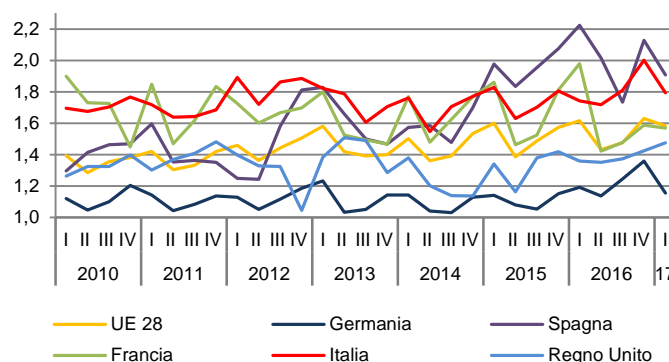


Figura 36 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

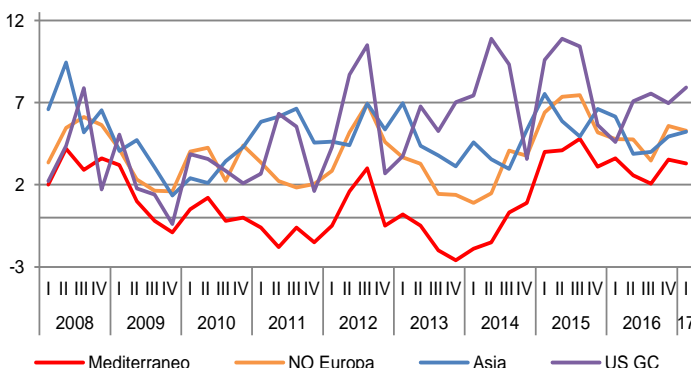
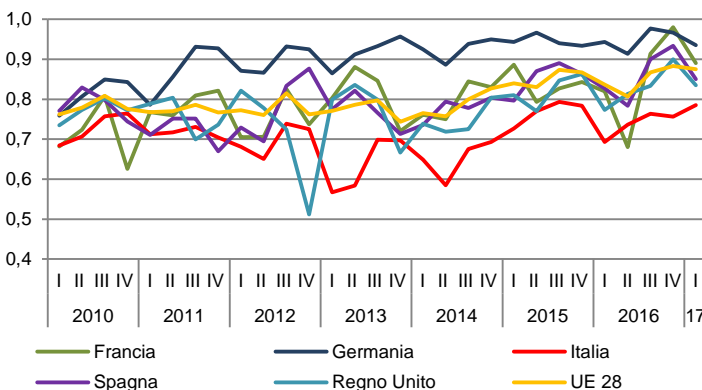


Figura 37 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche



## 4.2 Sistema del gas naturale

*Nel I trimestre 2017 domanda in forte aumento nel termoelettrico e in crescita anche negli altri settori*

Nel primo trimestre 2017 la domanda di gas naturale in Italia è ammontata a circa 25,6 miliardi di m<sup>3</sup>, in aumento di quasi il 9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 38), in termini assoluti pari a ben 2 miliardi di m<sup>3</sup>. Si tratta del quarto incremento tendenziale consecutivo, e segue il +14% registrato nel IV trimestre 2016. Come nel trimestre precedente a trainare la crescita della domanda è stato il settore termoelettrico (+28%), la cui richiesta è stata spinta dagli eventi che hanno caratterizzato il mercato elettrico europeo nel corso dell'inverno, con il fermo di parte rilevante del parco nucleare francese, la drastica riduzione delle esportazioni francesi di energia elettrica, la conseguente necessità di coprire il gap con produzione interna, prevalentemente da gas naturale. Anche la domanda dell'industria è aumentata di un rimarchevole 10%, spinta dalla ripresa della produzione industriale (vedi cap. 2.1), mentre la domanda delle reti di distribuzione ha beneficiato del clima più rigido rispetto all'anno precedente, aumentando del 4% circa. È interessante notare che la domanda cumulata degli ultimi quattro trimestri risulta pari a circa 72,5 miliardi di m<sup>3</sup>, un valore che si colloca a metà tra i massimi assoluti raggiunti tra il 2007 e il 2010 e il minimo del 2014. In particolare nell'ultimo trimestre i consumi del termoelettrico e dell'industria sono stati significativamente superiori alla media decennale relativa allo stesso periodo.

*Freddo e crisi del nucleare francese hanno spinto la punta di domanda giornaliera*

Sebbene la domanda complessiva resti significativamente inferiore ai massimi storici, la domanda di punta giornaliera, spinta anche dai fattori congiunturali citati sopra, ha raggiunto il massimo storico in ben 7 dei 31 giorni di gennaio (Figura 39). Inoltre per quattro giorni consecutivi (tra il 9 e il 12 gennaio) la punta di domanda è tornata ben al di sopra dei 400 milioni di metri cubi, valori che non si registravano dal 2012 (sebbene i 425 milioni di metri cubi del 14 gennaio siano rimasti ancora lontani dal massimo assoluto di 464 milioni di metri del febbraio 2012).

In particolare il 10 e 11 gennaio la domanda di riscaldamento ha raggiunto i 260 milioni di metri cubi e quella del termoelettrico ha superato di poco i 100 milioni di metri cubi, mentre la domanda industriale, che ha una variabilità minore, si collocava intorno ai 47 milioni di metri cubi. È utile collocare questi dati in un prospettiva di lungo periodo, confrontandoli con i valori massimi dell'ultimo decennio (Figura 40). Ne emerge che sia il picco di domanda nel 2017 del settore civile sia quello del termoelettrico sono comunque inferiori di circa il 15% rispetto ai massimi decennali, mentre nel caso dell'industria il massimo 2017 è di appena il 3% inferiore al massimo decennale e ripresa dell'8% rispetto al minimo del 2014. Per una prospettiva di breve periodo il confronto tra questi dati e gli scenari di massima domanda elaborati da EntsoG (l'associazione degli operatori europei dei sistemi di trasporto gas) per il 2020 evidenzia come sia per la termoelettrica sia per il civile non si possa escludere un ritorno del picco di domanda ai livelli dei massimi storici (Figura 40).

Figura 38 – Domanda trimestrale di gas naturale (MSm<sup>3</sup>)

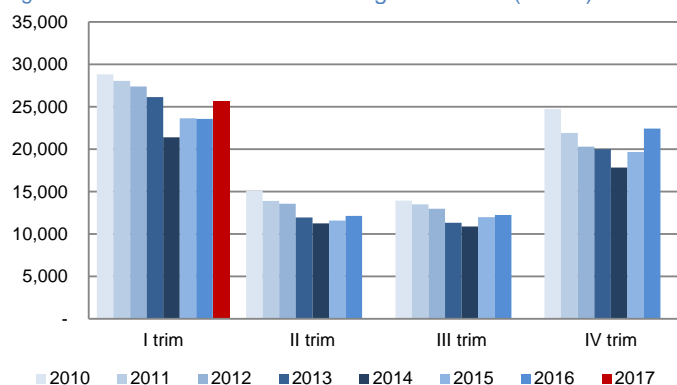


Figura 39 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm<sup>3</sup>)

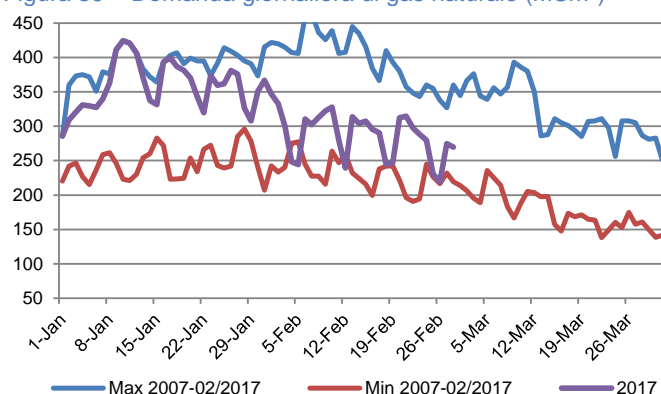


Figura 40 – Picco di domanda giornaliera di gas naturale – dati storici e scenari ENTSG di massima domanda (MSm<sup>3</sup>)

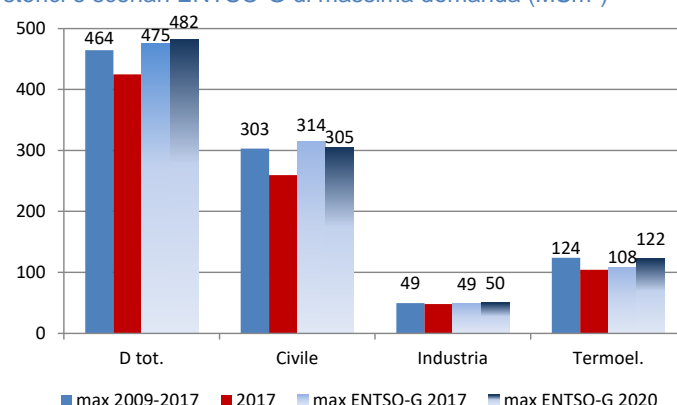
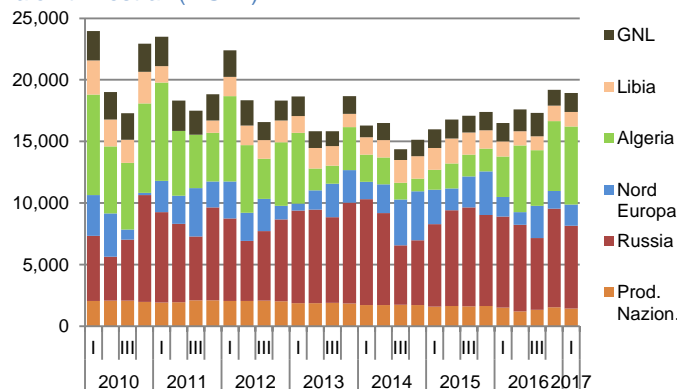


Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm<sup>3</sup>)





### In forte aumento le importazioni dall'Algeria, leggero calo per la Russia, forte calo del Nord Europa

Dal lato dell'offerta, il primo trimestre è stato caratterizzato da un nuovo forte aumento delle importazioni dall'Algeria (+3 miliardi di m<sup>3</sup> rispetto allo stesso periodo, +94%) (Figura 41), che hanno registrato il quarto aumento consecutivo su base tendenziale, dunque l'intero anno termico 2016/2017. I 70 milioni di m<sup>3</sup> giornalieri medi del trimestre sono ampiamente sopra la media degli ultimi sette anni (Figura 42) e hanno rappresentato il 36% delle importazioni totali, un valore appena inferiore alla quota delle importazioni dalla Russia (38%). Come già segnalato nel precedente numero dell'Analisi trimestrale un ruolo decisivo nella crescita dell'import dall'Algeria è venuto dall'accordo fra ENI e la compagnia di Stato Sonatrach sulle forniture per l'anno termico 2016/2017, che per un ammontare di dieci miliardi di m<sup>3</sup> ha incluso un meccanismo di aggiustamento al prezzo spot (quello del Punto di Scambio Virtuale). In effetti è forse significativo che ad aprile 2017, con l'inizio del nuovo anno termico, le importazioni dall'Algeria sono scese bruscamente. Nonostante l'import totale in crescita (+17%, circa 2,5 miliardi di m<sup>3</sup> in più), la forte ripresa delle importazioni algerine ha leggermente penalizzato le importazioni dalla Russia, scese a 6,7 Gm<sup>3</sup> (-7% al primo trimestre del 2016), rimaste comunque su valori maggiori della media degli ultimi sette anni (75 milioni di m<sup>3</sup> al giorno, contro i 73 medi del 2010-2017). Inoltre, la nuova inversione di tendenza dell'import algerino verificatasi da aprile in poi ha di nuovo riportato le importazioni dalla Russia ad aumentare in modo significativo.

Dunque non solo la Russia resta ampiamente il primo fornitore italiano, ma il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (70% circa, con una deviazione standard del 15%, che indica un utilizzo medio maggiore del 50% nella grande maggioranza dei giorni dell'anno).

Le importazioni di gas dal Nord Europa sono in aumento del 7% rispetto al primo trimestre del 2016, con valori medi giornalieri comunque sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo (19 milioni di m<sup>3</sup> contro i 25 del 2015 e della media di lungo periodo). Evidentemente tali forniture, più flessibili e indicizzate ai prezzi spot, continuano come negli ultimi ad essere penalizzate dal premio del prezzo PSV rispetto al prezzo del gas russo (Figura 43). Sia l'import dal Nord Europa sia le importazioni di GNL (grazie al terminal di Cavarzere), risultano però in significativo aumento all'inizio del secondo trimestre, in corrispondenza del suddetto brusco calo dell'import dall'Algeria.

### Nell'UE continua ad aumentare il gas russo

Dopo che l'export di gas russo verso l'UE aveva raggiunto il nuovo massimo storico, grazie a prezzi ai minimi degli ultimi dodici anni e inferiori ai prezzi spot (vedi Analisi trimestrale n. 1/2017), le esportazioni russe verso l'Europa sono continuate ad aumentare nel I trimestre 2017, anche grazie allo sconto (peraltro modesto) del prezzo del gas russo rispetto ai prezzi spot, coprendo buona parte del significativo aumento della domanda (Figura 44). Continua infatti la ripresa dei consumi in tutta Europa, guidati dal *fuel switching* da carbone a gas nella termoelettrica, favorito dall'andamento divergente dei prezzi del carbone e del gas e dalla fermata di parte significativa dei reattori nucleari francesi. Nel breve periodo, un nuovo supporto alla crescita delle importazioni russe può venire dal miglioramento delle relazioni fra Russia e UE, grazie agli impegni presi da Gazprom per chiudere la procedura antitrust avviata dalla Commissione Ue per abuso di posizione dominante nei mercati dell'Est Europa. Gli impegni alla rimozione delle limitazioni al diritto di rivendita a paesi terzi, a prezzi che riflettano benchmark competitivi (inclusi gli hub dell'Europa Continentale), a maggiore frequenza delle revisioni contrattuali, possono rafforzare ulteriormente le esportazioni russe.

Il mancato aumento dell'import europeo di GNL nel corso dell'inverno 2016/2017 è invece spiegabile con la forte domanda asiatica che, spinta dal clima e da alcuni fermi di impianti nucleari, ha dunque assorbito il primo arrivo della prevista ondata di nuova offerta di GNL su scala globale. Non a caso, nei primi mesi dell'anno è tornato ad allargarsi lo spread fra mercato asiatico e mercato nord europeo.

Figura 42 – Immissioni di gas naturale per punto entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (Mm<sup>3</sup>)

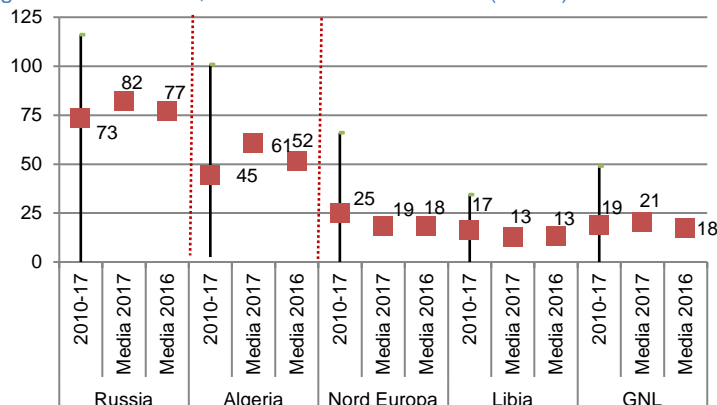


Figura 43 – Importazioni di gas da Russia e Nord Europa (asse sn) e spread tra prezzo del gas russo e prezzo al TTF (asse dx)

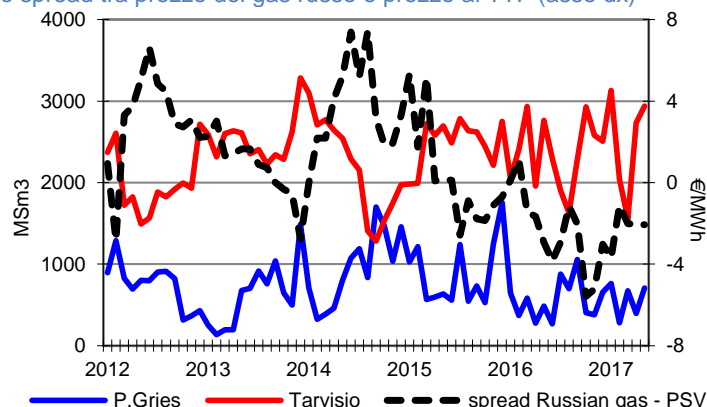
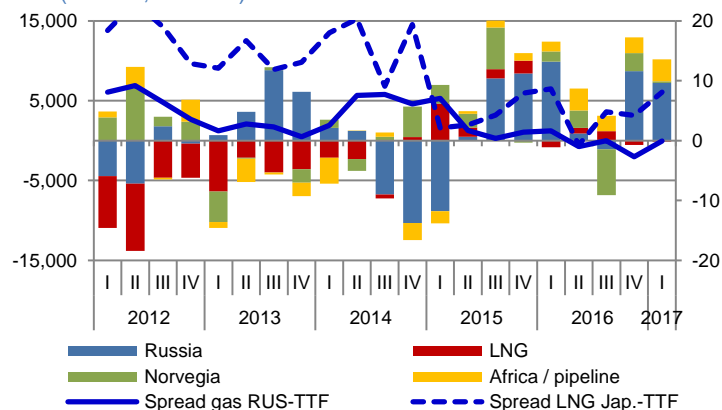


Figura 44 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas naturale in Europa (Mm<sup>3</sup>, asse sn), spread fra prezzo del gas russo e prezzo al TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e prezzo al TTF (€/MWh, asse dx)



Come accaduto negli ultimi mesi, anche nel breve-medio periodo (5 anni) il fattore chiave che determinerà gli effetti dell'arrivo sul mercato della nuova massiccia offerta di GNL sarà l'evoluzione della domanda del mercato asiatico (altamente incerta, in primis in Cina). Uno scenario di bassa domanda asiatica renderebbe disponibili per il mercato europeo significative quantità di GNL proveniente dalla nuova capacità di liquefazione in costruzione, in competizione con il pipeline gas russo. In quel caso, ipotizzando che la Russia adotti la strategia di difendere una quota minima di esportazioni pari a circa 150 miliardi di metri cubi/anno (cioè l'85% delle Annual Contract Quantities), resterebbe un surplus di GNL sul mercato globale, prezzi di conseguenza bassi e tendenzialmente allineati fra i diversi mercati, uno stimolo alla domanda di gas nelle varie aree. Come riconosciuto nella nuova Strategia Energetica Nazionale attualmente in consultazione (SEN 2017), si tratta di uno scenario di mercato che può comportare effetti positivi per la sicurezza e la competitività degli approvvigionamento, a condizione di riuscire "a mettere in competizione rotte e Paesi alternativi, via gasdotti e GNL, massimizzando i flussi commerciali effettivamente importabili dal mercato italiano alle migliori condizioni economiche" (SEN 2017, p. 93). D'altra parte, è opportuno rimarcare la possibilità di uno scenario affatto diverso: nel caso di alta domanda asiatica (anch'esso plausibile) l'eccesso di offerta di GNL disponibile per i mercati europei sarebbe molto più ridotto e di più breve durata, con il mercato globale che tornerebbe in equilibrio già entro il 2020.

### *Il PSV resta non allineato con i mercati Nord Europei. A gennaio record dello spread PSV-TTF*

Una condizione essenziale perché si realizzi lo scenario di mercato descritto dalla SEN 2017, nel quale si abbia piena competizione tra rotte e Paesi alternativi e la massimizzazione dei flussi commerciali alle migliori condizioni economiche, è che il mercato italiano migliori la sua capacità di attrarre GNL per operazioni di breve termine, che negli ultimi anni è stata modesta pur in presenza di un rilevante spread positivo fra il prezzo sul mercato italiano e i prezzi sui mercati del Nord Europa. La SEN 2017 segnala che una ragione importante sta nella limitata competitività del sistema tariffario in vigore, che dovrebbe essere superata dal passaggio al sistema ad aste (presumibilmente a partire dal 2017-2018). Un' spiegazione più strutturale sta nel livello di maturità del mercato italiano, che anche le analisi più recenti<sup>1</sup> continuano a collocare tra i mercati europei poco sviluppati, per numero di partecipanti attivi, per tipologia e numerosità di prodotti scambiati, per volumi scambiati, per *churn rates* (che rapporta i volumi scambiati alla quantità fisica acquistata).

Questo nonostante i progressi degli ultimi anni, che hanno visto il mercato italiano in costante crescita per volumi scambiati (+134% tra il 2013 e il 2017). Nel I trimestre 2017 gli scambi sul PSV hanno raggiunto i 266 TWh (+10% rispetto al 2016), ma restano ancora molto distanti da quelli dei due principali hub europei, in particolare il TTF olandese, che continua a crescere in modo sostenuto, in linea con la crescita delle transazioni fisiche sui mercati dell'Europa continentale (Figura 45). Nel corso del 2016 l'hub olandese ha infatti sorpassato il National Balancing Point britannico come primo hub europeo. Anche in termini di churn ratio il valore del PSV (3,1 la media annuale 2016, dati SNAM) resta quasi di un ordine di grandezza inferiore a quello del TTF e del NBP, e molto lontano dalla soglia che definisce i mercati maturi, convenzionalmente fissata a 10.

Per valutare la maturità dei mercati all'ingrosso è utile affiancare all'analisi della liquidità dei diversi mercati un'analisi della dinamica dei prezzi, con particolare attenzione alla convergenza dei segnali di prezzo fra i prezzi di borsa e i prezzi delle transazioni Over the Counter e fra i diversi mercati. Dal primo punto di vista la borsa italiana del gas resta ancora molto poco sviluppata, per cui non è possibile effettuare una valutazione quantitativa. Dal punto di vista della convergenza con i mercati nord-europei, il prezzo del gas naturale al PSV (Punto di Scambio Virtuale) continua a presentare un significativo premio rispetto al prezzo registrato al TTF (Figura 46). Negli ultimi due anni non è mai sceso stabilmente sotto i 2 €/MWh, un valore molto maggiore dei costi variabili di trasporto fra i due mercati (stimati in 0,5 €/MWh, vedi SEN 2017) e nel periodo dell'allarme sul sistema gas (vedi oltre) ha raggiunto valori anche molto più elevati, con una media mensile che a gennaio è stata pari a quasi 4 €/MWh.

Figura 45 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati (TWh)

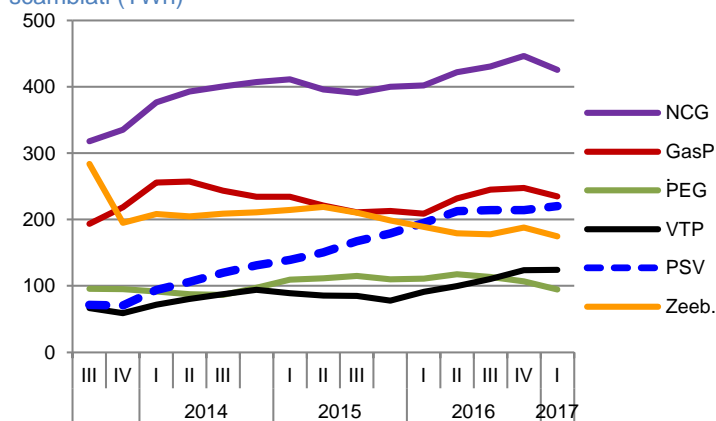
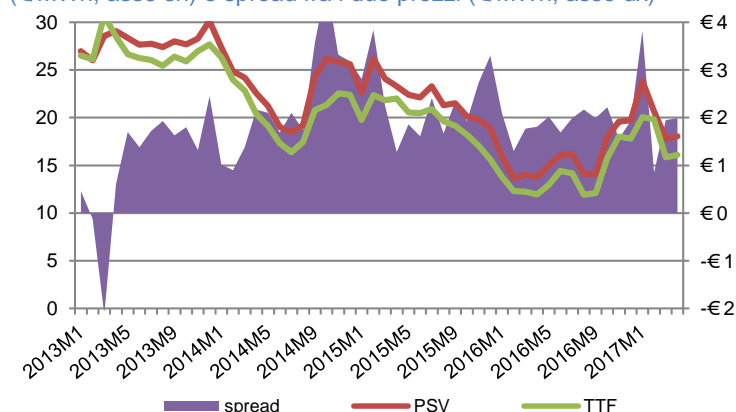


Figura 46 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

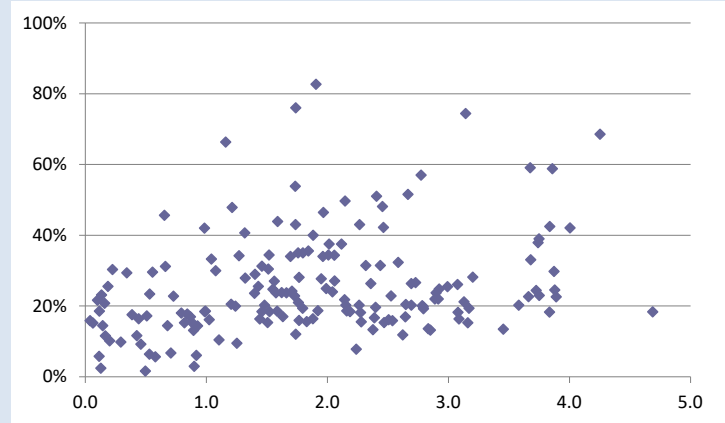


<sup>1</sup>Heather and Petrovic, *European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration*, Oxford Institute for Energy Studies, 05/2017

### Barriere non fisiche all'allineamento dei prezzi italiani a quelli nord-europei

Per valutare l'esistenza di barriere non fisiche all'allineamento dei prezzi italiani ai prezzi nord-europei è interessante correlare lo spread giornaliero fra prezzo italiano e prezzo sugli hub europei con la percentuale della capacità di trasporto che connette il mercato italiano a quello nord-europeo (il gasdotto *Transitgas*). In ragione della disponibilità di dati, per la Figura 47 si è utilizzato lo spread fra il prezzo registrato sul Mercato Infragiornaliero italiano e il prezzo registrato al mercato francese PEG-Nord, che presenta un'elevatissima correlazione con il prezzo al TTF, i cui prezzi sono dunque assimilabili a quest'ultimo. Dalla figura emerge che nel periodo 01/10/2016-28/04/2017 lo spread è rimasto positivo nel 90% delle ore (per una migliore leggibilità della figura i limitati casi di spread negativo non sono riportati). Inoltre in quasi la metà dei giorni lo spread si è collocato al di sopra dei 2 €/MWh, e in un numero molto elevato di giorni si è verificata una combinazione di spread elevato (ad esempio maggiore di 2 €/MWh) e di utilizzo ridotto della capacità di trasporto tra mercati nord-europei e mercato italiano. Un dato, quest'ultimo, che indica una opportunità di arbitraggio non sfruttata.

Figura 47 – Scatterplot: spread fra prezzo giornaliero del gas naturale sul Mercato Infragiornaliero italiano e PEG (€/MWh, asse x) e percentuale di utilizzo del gasdotto *Transitgas* (asse y) – 01/10/2016-28/04/2017



Un motivo di questa mancata opportunità di arbitraggio sta nell'utilizzo non efficiente del gasdotto *Transitgas*, legata ai contratti di lungo termine dell'ENI (stimati pari all'80% della capacità di trasporto dal TTF al PSV via Svizzera), cui si aggiunge la difficoltà di rendere questa capacità disponibile per attività di arbitraggio quando non è utilizzata dall'ENI. L'introduzione nella seconda metà del 2016 di alcune novità regolatorie relative alle procedure di congestion management potrebbero migliorare questo stato di cose, ma secondo alcuni analisti "performing arbitrage trading on the TTF/NCG-Switzerland/PSV route is likely to remain a rather costly option which will likely be triggered only when it is not possible to ship cheaper North West European gas to Italy via the cheaper and more flexible Germany-to-PSV route passing through Austria (i.e. via Oberkappel and Tarvisio). In fact, ENI's long term capacity on the TENP-*Transitgas* route that is released regularly through auctions is marketed at a price that most of the other players are not willing to pay, unless in the presence of exceptional PSV price premia, as occurred for instance in the second week of December 2016." (Heather e Petrovic, 2017, cit.). Un'analisi simile è contenuta anche nella SEN 2017, nella quale si sottolinea che l'ancora incompleta integrazione del mercato italiano rispetto ai mercati più liquidi del Nord Europa è legata al limitato accesso da parte di operatori terzi alla capacità di transito sui gasdotti da Nord (in particolare il *Transitgas*) e alla limitata disponibilità di importazioni via gasdotti e GNL con formule di prezzo direttamente ancorate ai prezzi che si formano al PSV. Mentre la presenza in concomitanza di contratti oil indexed e contratti a lungo termine con clausole take-or-pay favorisce la formazione di prezzi che non sono rappresentativi del rapporto fra domanda e offerta. Inoltre, "il mercato italiano è condizionato dalla presenza di contratti di importazione long-term Take-or-Pay per oltre 90 bcm/y che, essendo ancora basati in modo preponderante su aggiornamenti oil-linked del prezzo, incidono in modo significativo sui meccanismi di formazione dei prezzi al PSV, contribuendo a rendere i volumi di gas importati su base spot dal Nord Europa fonti marginali nei momenti in cui i prezzi oil-linked si apprezzano rispetto ai riferimenti spot" (SEN 2017, pp. 94-95).

### Potenziati criticità del sistema gas evidenziate dallo "stress-test" di gennaio 2017

Nell'inverno scorso gli eventi legati al fermo parziale del parco nucleare francese hanno prodotto una sorta di stress test per il sistema gas italiano, dunque un "caso studio" per la valutazione del suo livello di sicurezza. Il 9 gennaio, in corrispondenza di un'ondata di freddo che si sommava alla situazione di forte aumento della domanda di gas dalla termoelettrica per compensare le minori importazioni di elettricità dalla Francia, il Mise ha dichiarato l'allarme sul sistema gas (Alert), facendo ricorso alle "misure di mercato" previste dal Piano Emergenza, con l'invito agli importatori ad aumentare le importazioni sfruttando la flessibilità contrattuale oppure mediante carichi spot di GNL, anche al fine di contenere i prelievi da stoccaggio. Nel mese di gennaio le importazioni di gas russo hanno dunque raggiunto per tre giorni consecutivi il massimo storico di circa 116 milioni di metri<sup>3</sup> (raggiunti in precedenza solo a dicembre 2015) e anche i flussi da Algeria, Libia e Nord Europa sono aumentati sensibilmente, mentre anche i prelievi da stoccaggio sono avvenuti a un ritmo sostenuto, ma in aumento non rilevante rispetto al 2016 (118 milioni giorno contro 108 nel 2016).

Dal lato della domanda, lo stress test di gennaio ha mostrato come un ritorno della domanda di punta su livelli non lontani dai massimi storici (425 Mm<sup>3</sup> il 14 gennaio) possa essere un'ipotesi non così remota come spesso ritenuto assodato fino a pochi mesi fa. Tanto più se si considera che uno dei driver dell'aumento della domanda, la riduzione dell'import elettrico francese, entro pochi anni potrebbe divenire un dato strutturale, qualora si dovesse realizzare la recente programmazione pluriennale francese - sebbene probabilmente in via di revisione - che prevede una forte riduzione del ruolo del nucleare (e anche negli scenari ENTSO-E è prevista una riduzione della potenza nucleare francese entro il 2030 compresa tra il 10 e il 60%). Da questo punto di vista è interessante il ventaglio di scenari di breve-medio termine elaborati da ENTSO-G, che risultano significativamente diversi dagli scenari contenuti nella SEN 2017 (vedi riquadro a pagina 25). L'analisi della sicurezza energetica impone evidentemente di concentrare l'attenzione sugli scenari di massima domanda, sia giornaliera sia totale annuale. Negli scenari ENTSO-G, elaborati a partire da ipotesi di miglioramento del quadro macroeconomico e quindi di domanda di energia, di mantenimento del prezzo del gas sugli attuali minimi storici, di forte penetrazione del Gas Naturale Compresso nei trasporti, nel 2020 la domanda annua arriva fino a 77 miliardi di metri cubi, mentre la giornaliera arriva fino a 482 milioni di metri cubi.

**Rispetto formale del criterio N-1 ma margine limitato in caso di picchi di domanda**

Dal lato dell'offerta, per valutare il livello di criticità raggiunto dal sistema è in primo luogo utile guardare all'evoluzione dell'indice di flessibilità residua (Figura 48), che valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda: i valori minimi del gennaio 2017 non venivano raggiunti da diversi anni, e il minimo di 0,176 raggiunto il 10 gennaio (stimato ipotizzando una capacità degli stoccaggi pari al minimo di fine inverno, vedi Nota metodologica), non è lontano dal minimo assoluto di 0,107 raggiunto il 7 febbraio 2012, quando si verificò l'ultima crisi degli approvvigionamenti di gas.

Lo stress test ha poi mostrato come la diversificazione reale del sistema gas italiano sia inferiore a quella potenziale, perché non tutte le fonti di approvvigionamento hanno la stessa elasticità. In effetti, la Figura 49 mostra come a gennaio la sollecitazione del Mise agli importatori a bilanciare i più elevati consumi aumentando le importazioni abbia determinato un utilizzo elevatissimo del gasdotto che porta il gas dalla Russia e una notevole flessibilità del Transgas e del terminal di rigassificazione di Cavarzere, che hanno oscillato tra valori molto bassi e valori prossimi al 100%. È rimasto invece su valori molto più bassi l'utilizzo degli altri punti di entrata nella rete nazionale. Questi dati sono confermati dalla SEN 2017, che segnala che "nel caso di una sospensione totale e prolungata delle importazioni dalla Russia è molto difficile ipotizzare di poter approvvigionare circa 27/30 miliardi di metri cubi da fonti di approvvigionamento diverse", perché anche gli altri paesi europei sarebbero probabilmente in una situazione analoga. Non a caso, secondo gli stress test effettuati da ENTSO-G, il contesto europeo è quello di un UE che non sarebbe in grado di sostituire integralmente il gas russo in caso di interruzione completa delle forniture.

Ne consegue che l'Italia rispetta formalmente la cosiddetta regola N-1 (vedi Nota metodologica), ma a condizione di considerare sempre disponibile la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata nella rete nazionale. Mentre gli eventi di gennaio sembrano confermare che per diverse ragioni in ogni specifico momento è possibile che tale piena disponibilità non vi sia, tanto che il nuovo regolamento UE sulla sicurezza gas in via di approvazione prevede di considerare anche questo aspetto. Se ad esempio nel calcolo dell'indice N-1 si utilizza il valore massimo registrato nell'intero mese di gennaio da ciascun punto di entrata, una proxy dell'effettiva disponibilità massima di ogni punto in quel mese, l'offerta disponibile non sarebbe stata sufficiente a coprire la punta di domanda in caso di interruzione completa del TAG. (Figura 50). Il dato è ancora più evidente se si tiene di nuovo conto della proposta di nuovo regolamento UE sulla sicurezza del gas naturale, che richiede agli Stati membri di calcolare l'indicatore N-1 sia nell'ipotesi in cui lo stoccaggio sia disponibile al 100% sia nell'ipotesi in cui sia disponibile solo al 30%.

Dalla Figura 50 emerge inoltre come potrebbe essere problematica anche la copertura di picchi eccezionali di domanda (qui ipotizzati pari allo scenario di domanda giornaliera massima elaborato da ENTSO-G, superiore a quello utilizzato nella SEN 2017), se per la capacità dei diversi punti di entrata si considera di nuovo un'ipotesi conservativa.

Figura 48 – Indice di flessibilità residua

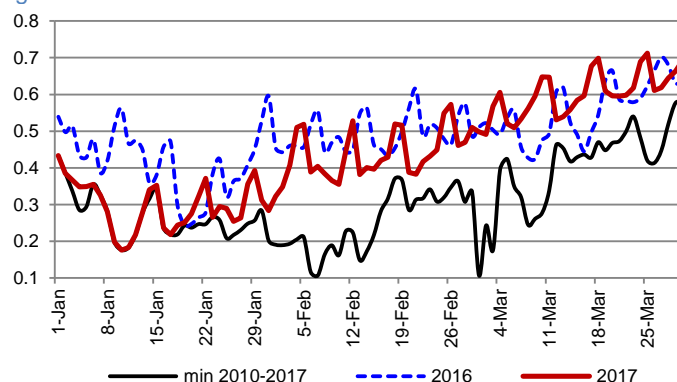


Figura 49 – Tasso di utilizzo dei punti di entrata nella rete nazionale

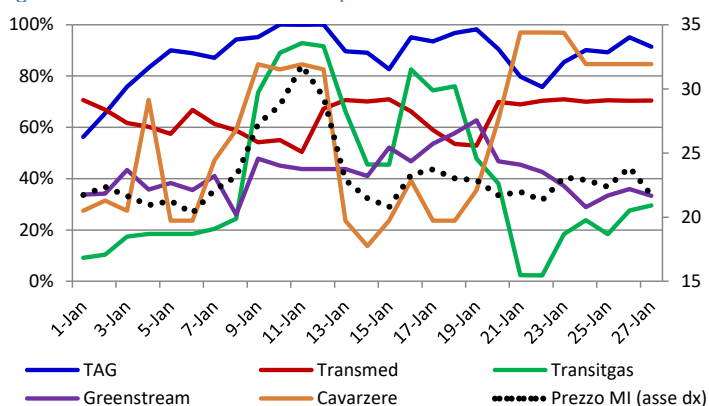
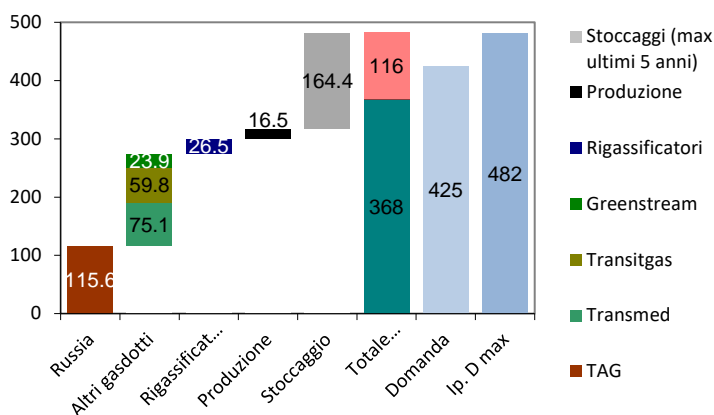


Figura 50 – Indice N-1 e copertura domanda alla punta nell'ipotesi di offerta massima come a gennaio 2017 (MSm³/giorno)





A questo proposito un ruolo centrale lo hanno gli stoccaggi negli ultimi anni che hanno visto una diminuzione della capacità di erogazione massima tecnica, scesa da 230 Msm<sup>3</sup>/g nel 2013/14 a 186 Msm<sup>3</sup>/g nel 2015/16 (SEN 2017). Inoltre, la prestazione massima contrattualmente garantita a Febbraio è di 150 Msm<sup>3</sup>/g per un massimo di 3 giorni, un valore che in effetti è appena superiore al massimo prelievo giornaliero registrato a gennaio 2017.

### *Dipendenza dall'import e peso del gas sul sistema energetico raggiungono nuovi massimi*

Il riemergere di ragioni di attenzione per la sicurezza del sistema gas italiano, a valle di due anni in cui i consumi si sono ripresi dai minimi toccati nel 2014, è ben sintetizzato da un ultimo indicatore, che per un verso evidenzia la peculiarità positiva del sistema del gas italiano, cioè la diversificazione delle fonti di approvvigionamento più elevata che nel resto d'Europa, per un altro ricorda però che il sistema energetico italiano combina un elevato livello di dipendenza dall'import con un ruolo molto rilevante del gas nel mix di energia primaria (decisamente più alto rispetto agli altri grandi paesi UE). Con la ripresa dei consumi di gas negli ultimi due anni questo indicatore è tornato ad aumentare, accentuando ulteriormente la peculiarità italiana nell'ambito dei principali paesi europei. Nel I trimestre 2017 la quota di gas naturale sull'energia primaria è tornata a superare il 37%, vicino ai massimi storici del periodo 2005-2010, mentre con la costante diminuzione della produzione nazionale l'aumento della domanda ha portato la dipendenza dalla importazioni al 92%.

Al contrario è in leggero miglioramento l'indice di diversificazione italiana (HHI, che può variare tra 0 e 1, vedi Nota metodologica), che è sceso invece nel trimestre a 0,275. I minimi degli ultimi anni restano però lontani, perché la relativa concentrazione del mix di approvvigionamenti su Russia (37%) e Algeria (33%).

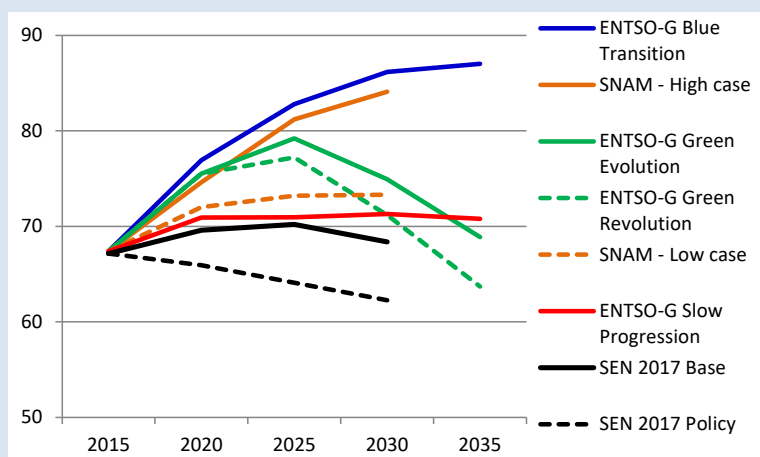
### **SEN 2017 e incertezza sull'evoluzione della domanda di gas naturale in Italia**

L'evoluzione del sistema energetico è caratterizzata da un ampio spettro di elementi di incertezza, legati all'instabilità dei mercati, al continuo cambiamento tecnologico, alle politiche energetiche e ambientali. Le decisioni richiedono dunque una valutazione approfondita delle diverse possibili traiettorie del sistema, in particolare quando si valuta la sicurezza energetica, che per definizione richiede la considerazione di un ampio ventaglio di scenari "estremi" (*Low Probability High Impact scenarios*). D'altra parte la letteratura evidenzia come i sistemi economici, sociali e tecnologici non posseggano le caratteristiche necessarie perché sia possibile costruire modelli che siano validabili<sup>2</sup>. Qualunque modello utilizzato per prevedere il futuro di questi sistemi è dunque inevitabilmente destinato ad essere inaccurato. Cionondimeno, i modelli del sistema energetico possono essere utili in quanto insieme internamente coerenti di ipotesi che possono aiutare nell'esplorazione delle innumerevoli possibili traiettorie del sistema, identificando di ognuna i possibili problemi, minacce, opportunità.

Gli scenari elaborati da ENTSO-G nel suo ultimo Ten-Year Network Development Plan 2017 sono un esempio recente di scenari che rispecchiano questa filosofia e possono essere utili per esplorare le prospettive del sistema del gas naturale italiano. Nel TYNDP 2017 vengono proposte quattro tipologie di scenari di domanda di gas naturale per ciascuno stato membro dell'Unione Europea. Nel caso dell'Italia ne emerge un range molto ampio di possibili evoluzioni del sistema, ciascuna associata a una *storyline* e ad alcune ipotesi su variabili chiave (Figura 51). La traiettoria di domanda massima (Blue Transition) arriva a 78 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2020 e supera gli 80 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2025. Si tratta di una evoluzione della domanda che è molto simile a quella descritta nello scenario SNAM di alta domanda (Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2016-2025). È interessante come nel breve-medio periodo la traiettoria di domanda minima sia quella di uno scenario (Slow Progression) di stabilizzazione intorno ai 70 miliardi di m<sup>3</sup>, di poco inferiore rispetto a quella dello scenario SNAM di bassa domanda. Nel lungo periodo (dopo il 2030) la traiettoria di domanda minima diviene invece quella dello scenario Green Revolution.

Un dato interessante che emerge dalla Figura 51 è che entrambi gli scenari di domanda di gas naturale presentati nella SEN 2017 si collocano al di sotto anche del più basso scenario ENTSO-G. Nella logica suddetta di utilizzo degli scenari in particolare per le valutazioni di sicurezza energetica, che per definizione richiede la considerazione di scenari "estremi", è notevole la mancata considerazione da parte della SEN di scenari di domanda elevata.

Figura 51 – Domanda annuale di gas in diversi scenari (Miliardi di m<sup>3</sup>)



<sup>2</sup> Hodges et al., 1992

### 4.3 Sistema elettrico

*La richiesta di energia elettrica si colloca sui minimi dell'ultimo decennio*

Nel primo trimestre del 2017 la richiesta sulla rete è risultata pari a 79 TWh, in aumento dello 0,6% rispetto al corrispondente trimestre del 2016. L'aumento è dovuto alla maggiore domanda registrata in gennaio, quando la domanda mensile, per la prima volta negli ultimi dodici mesi, è risultata significativamente maggiore del minimo mensile dell'ultimo decennio (Figura 52), in concomitanza con un clima più rigido della media (vedi cap. 2.1). D'altra parte, in febbraio e marzo la richiesta mensile è invece tornata sui valori dei minimi decennali, evidenziando il carattere probabilmente congiunturale della ripresa di gennaio. In tutto il 2016, e già nel 2015 (con l'eccezione del picco di luglio), la domanda mensile si era fermata a livelli sempre prossimi ai minimi del decennio. Un andamento simile ha avuto la punta di domanda in potenza, pari a 54.512 MW registrati alle 11 di mercoledì 11 gennaio. Si tratta del valore più elevato registrato a gennaio nell'ultimo decennio, nonostante il contesto di domanda che come detto resta debole (Figura 53). La punta è poi tornata sulla media decennale in febbraio e sul minimo decennale in marzo. È comunque interessante che a fronte di una richiesta complessiva mensile costantemente sui minimi decennali negli ultimi mesi la punta in potenza si è invece spesso collocata al di sopra dei minimi decennali. Dal lato della produzione, i primi tre mesi dell'anno sono stati di rilievo. A partire dal IV trimestre del 2006 la fermata di una parte significativa del parco nucleare francese (fino a 12 reattori sui 58 totali) ha portato a una decisa riduzione del flusso di import dalla Francia (-57% a gennaio rispetto al gennaio 2016, circa 1 TWh in meno). Ne ha beneficiato la produzione termoelettrica, che dopo essere aumentata del 15% nel IV trimestre 2016 (rispetto al IV trimestre 2015) è risultata in aumento del 21% a gennaio (quando ha superato i 20 TWh, Figura 54), del 10% nell'intero primo trimestre (51,5 TWh contro i 47 TWh del I trimestre 2016). Tra dicembre 2016 e gennaio 2017 la quota di produzione termica sul totale ha dunque superato il 74%, un livello che non si registrava dal febbraio 2012, mentre è poi scesa nei mesi successivi, fino al 55% di marzo. È invece risultata in leggera diminuzione la produzione da fonti rinnovabili (-2%), la cui quota sulla produzione totale (poco meno del 30%) è rimasta nel trimestre poco al di sotto dei livelli dell'anno precedente, dunque lontano da massimi del 2014 (Figura 54). Anche la produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) è stata simile a quella dello stesso periodo dell'anno precedente, in quanto l'aumento della produzione fotovoltaica è stata compensato dalla più ridotta produzione eolica.

Figura 52 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

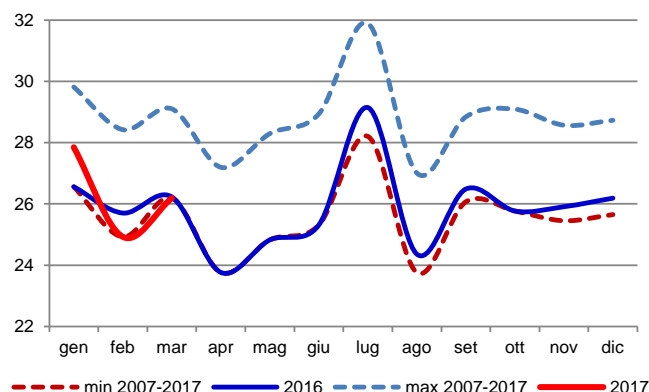


Figura 53 – Punta di domanda in potenza (GWh)

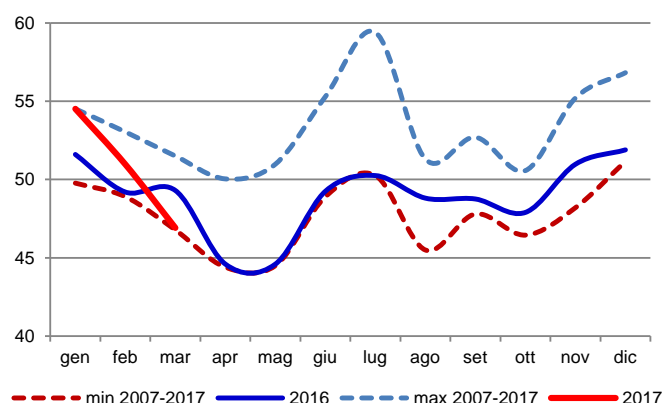
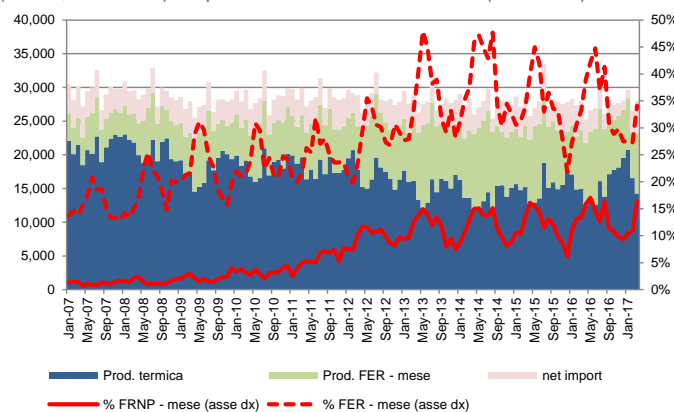


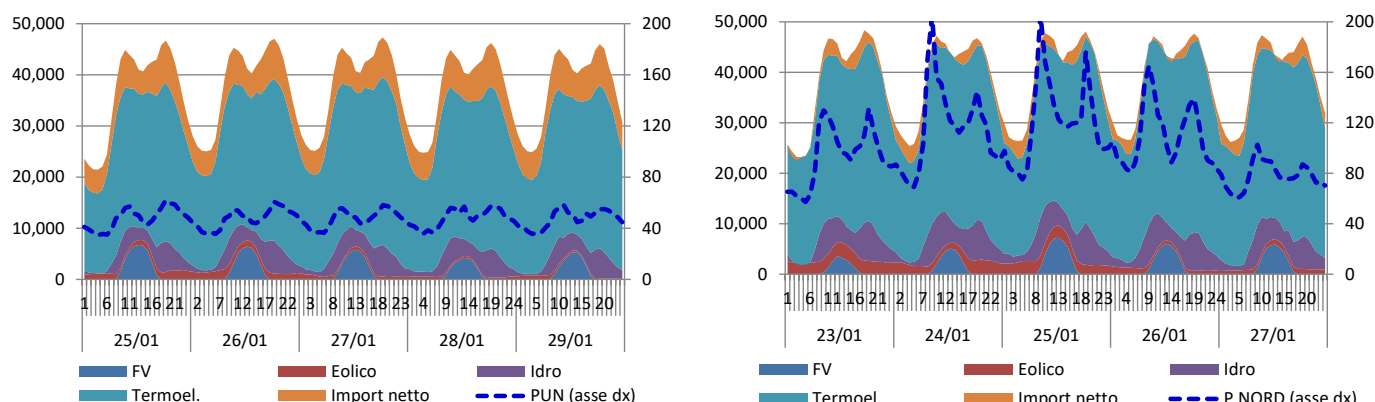
Figura 54 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)



*Il forte impatto della crisi del nucleare francese*

La crisi del nucleare francese è risultata di grande importanza per la comprensione dell'effettivo livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano. A gennaio, mentre misure eccezionali venivano concordate da otto Transmission System Operator europei, Terna prendeva alcune misure precauzionali (attivazione di servizi di interrompibilità, richiesta di riserva alla Svizzera, tagli all'export), mentre il Ministero dello Sviluppo Economico chiedeva il rinvio della chiusura di tre centrali per le quali è stata presentata la domanda di autorizzazione alla chiusura (due delle quali a carbone) e formalizzava uno stato di "attento monitoraggio" del sistema. La settimana più critica è stata la quarta di gennaio, nel corso della quale la combinazione di domanda elevata (sebbene sostanzialmente inferiore rispetto al picco dell'11 gennaio) e di taglio delle importazioni francesi (fino a livelli giornalieri pari a 1/4 di quelli normali), ha imposto uno stress significativo alla produzione termica. Il confronto fra la quarta settimana di gennaio 2017 e la quarta settimana di gennaio 2016, relativamente a copertura del fabbisogno e prezzi, evidenzia chiaramente il ruolo avuto dalle ridotte importazioni nel determinare l'impennata dei prezzi (Figura 55). Si nota in particolare come nel gennaio 2017 ogni qual volta i prezzi hanno superato i 130 €/MWh le importazioni nette non siano mai andate oltre i 2000 MW, risultando spesso anche parecchio inferiori. In effetti il primo e l'ultimo giorno di quella settimana, pur comunque caratterizzati da prezzi anormalmente elevati, hanno registrato prezzi decisamente inferiori, in concomitanza con una maggiore disponibilità di importazioni.

Figura 55 – Diagramma di copertura del fabbisogno orario e prezzi sulla borsa elettrica - Gennaio 2016 e Gennaio 2017  
4a settimana 2016 4a settimana 2017



La condizione di stress del sistema nel corso della quarta settimana di gennaio 2017 è evidenziata dalla Figura 56, da cui emerge come i prezzi della zona Nord abbiano raggiunto i valori massimi nelle ore in cui la riserva di capacità disponibile nella zona era ai minimi, e la contemporanea ridotta disponibilità di importazioni dalla Francia indicava l'impossibilità di allentare quel vincolo.

La situazione di stress descritta fin qui non ha avuto solo l'effetto di determinare un'impennata dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima. Nelle prime tre settimane lavorative dell'anno (dal 9 al 27 gennaio) si sono, infatti, registrati valori molto elevati dei costi giornalieri sostenuti da Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, costi che si riversano poi direttamente sugli oneri che concorrono a formare il prezzo dell'elettricità per i consumatori (sotto forma del corrispettivo uplift). Nei giorni in cui i valori minimi del margine di riserva nella zona Nord si sono combinati con un vincolo stringente sul fronte dell'import dalla Francia, i costi per i servizi di dispacciamento hanno costantemente superato i sei milioni di € al giorno (per la sola zona Nord), un valore pari ad almeno tre volte quello registrato in situazioni di normalità (come mostrano i dati relativi alla prima settimana di febbraio) (Figura 57).

Figura 56 – Import dalla Francia e margine di riserva (MW, asse sn), prezzi orari (€/MWh, asse dx) - zona Nord

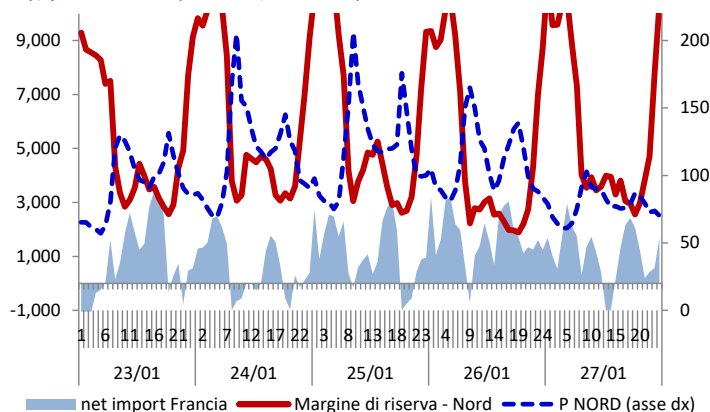
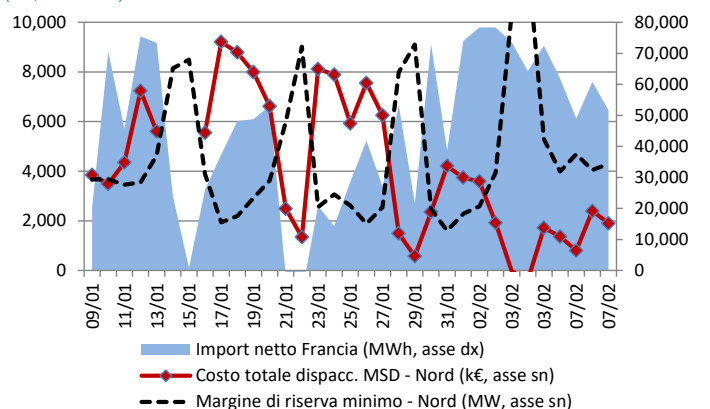


Figura 57 – Import giornaliero dalla Francia (MWh, asse sn), margine di riserva minimo giornaliero (MW, asse sn), costo totale del dispacciamento - (k€, asse dx) - zona Nord



*Dalla crisi francese un segnale di problemi di adeguatezza del sistema elettrico*

Secondo le stime ENEA, nel momento più critico della crisi del nucleare francese il margine di riserva per il sistema Italia, cioè la capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, ha raggiunto valori minimi appena superiori al 20% (Figura 58; vedi Nota metodologica). Dunque, complessivamente nel sistema Italia sembra esserci tuttora una situazione di eccesso di capacità relativamente ampio. Il quadro è però più complesso se si guardano i dati a livello di zone di mercato. Nella zona Nord, infatti, nei giorni più critici di gennaio il margine di riserva è sceso ben al di sotto del 10%, al punto che tra il 18 e il 20 gennaio Terna ha dichiarato uno stato di allerta e attivato diverse misure di sicurezza. Con la domanda prevista vicino ai massimi storici invernali sarebbe stato plausibile registrare margini negativi in tutta l'area settentrionale del paese (zone Nord e Centro Nord) in caso di interruzione ancora più marcata dell'import dai paesi vicini, anche per i flussi dalle zone meridionali vicini ai limiti operativi.

*A luglio possibili nuovi problemi di adeguatezza in caso di alte temperature e bassa produzione da FRNP*

Una simulazione di situazioni in cui si combinino punte di domande elevate (Figura 59) - bassa produzione da fonti rinnovabili intermittenti e non completa disponibilità di capacità di trasmissione tra zone di mercato (in particolare da Sud verso Nord) - conduce a verificare la possibilità di nuove criticità in particolare nella zona Centro-Nord, sia a luglio sia a settembre. In effetti, anche il recente Summer Outlook 2017 prodotto da ENTSO-E, l'associazione dei Transmission System Operator europei, evidenzia come l'Italia sia il solo paese europeo che potrebbe avere problemi di adeguatezza nel corso della prossima estate (con l'eccezione delle settimane centrali di agosto), a luglio in particolare. Un'analisi probabilistica mostra che ciò potrebbe verificarsi in particolare nella zona Centro-Nord, nel caso di temperature particolarmente elevate e ridotta produzione da eolico e fotovoltaico.

*Nuovo picco del costo del dispacciamento, il cui trend di lungo periodo è moderatamente crescente*

A seguito degli eventi di gennaio, alcuni decisori e operatori hanno dichiarato che l'era dell'overcapacity è da considerarsi superata. Come segnalato nei numeri precedenti, l'eccesso di capacità è in effetti in continua riduzione ormai da diversi anni, per le dismissioni di molti impianti tradizionali non più remunerativi in un mercato sempre più caratterizzato dall'ampia penetrazione di fonti rinnovabili. Il progressivo avvicinamento a situazioni di potenziale criticità può essere individuato anche nell'evoluzione dei costi sostenuti da Terna sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD). La Figura 60 mostra l'evoluzione della principale componente del corrispettivo uplift, cioè quella relativa al saldo tra oneri e proventi di Terna per l'approvvigionamento delle risorse sul MSD. Al di là dei picchi del II trimestre 2016 e del I trimestre 2017, negli ultimi anni questa componente dell'uplift ha presentato una tendenza moderatamente crescente, un segnale di problematicità crescente nella gestione in sicurezza del sistema. L'aumento dei costi sostenuti da Terna per l'acquisto di risorse sul mercato del dispacciamento nel primo trimestre ha già determinato l'aumento del corrispettivo uplift per il secondo trimestre, salito a 8,84 € per MWh, il terzo valore più alto registrato dal 2011 a oggi.

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

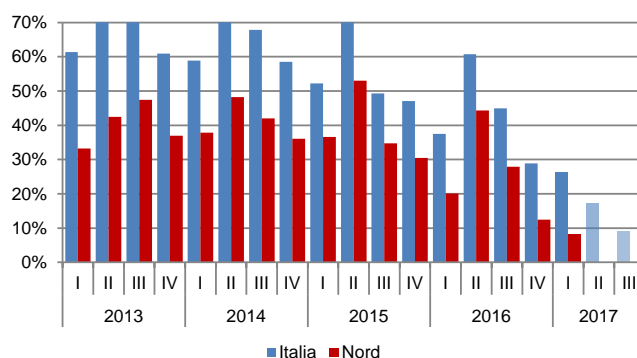


Figura 59 – Minimo orario di capacità di generazione elettrica in eccesso – Simulazione relativa al III trimestre 2017, ipotesi di alta domanda e bassa produzione da FRNP (%)

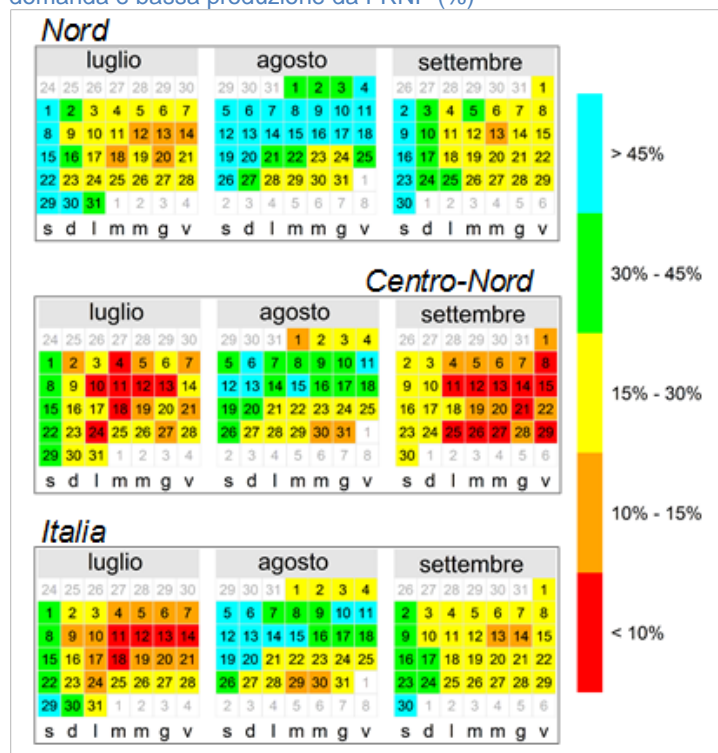
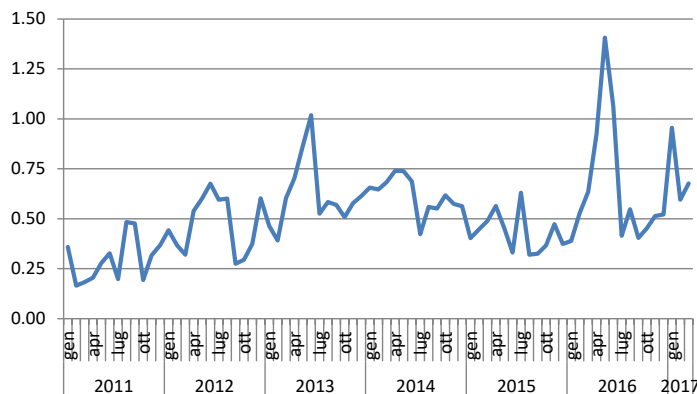


Figura 60 – Evoluzione della componente di approvvigionamento risorse del corrispettivo uplift (€/cent/kWh)





### Nuovo massimo per la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili

I mesi invernali presentano condizioni più favorevoli riguardo alle situazioni in grado di rendere problematica la gestione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) (Figura 61), l'elemento che negli ultimi anni è emerso come il principale fattore di potenziali criticità per il sistema elettrico italiano. La produzione totale da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) è rimasta ampiamente al di sotto dei massimi, a causa della produzione idroelettrica al di sotto della media del periodo. In media, nel primo trimestre, le FER hanno coperto il 29,6% della domanda, in leggero calo rispetto al 30,4% dell'anno scorso. Ha invece raggiunto un nuovo record la massima quota di copertura della domanda con FRNP (Figura 63), che l'11 marzo è arrivata al 58,5% alle ore 13, ed è costantemente rimasta vicina o al di sopra del 50% tra le ore 10 e le ore 15. Nel I trimestre 2016 la massima quota di produzione da FRNP aveva raggiunto il 57,8%. Questi livelli di penetrazione delle FRNP possono porre problemi di gestione del sistema elettrico per la necessità di crescente di generazione flessibile, cioè di impianti di generazione in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi. In effetti l'analisi dettagliata della domanda e della sua copertura nel giorno di massima penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (Figura 62) mostra come in particolare la gestione delle ore in cui si riduce la produzione eolica e fotovoltaica, a partire dalle ore 15, abbia reso necessaria capacità in grado di inseguire una domanda residua (cioè la domanda al netto della generazione da FRNP) estremamente ripida, con variazioni orarie che tra le 17 e le 18 hanno superato i 5.000 MW.

Per monitorare il crescente ruolo delle FRNP, e la possibilità che ne derivino problemi di gestione per i quali è necessario aumentare la flessibilità del sistema elettrico, è utile guardare ad alcuni indicatori individuati dall'associazione dei gestori delle reti di trasmissione europei ENTSO-E e utilizzati nel periodico System Adequacy report. Un indice utilizzato da ENTSO-E per valutare la necessità di flessibilità del sistema si basa sull'individuazione di una soglia critica oltre la quale il rischio di difficoltà di gestione del sistema viene definito elevato. L'indice misura le ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente risulta maggiore del 10% della domanda. Nelle zone meridionali – il Sud in particolare – questo indicatore è in crescita continua dal 2011. Nell'intero sistema Italia nel I trimestre 2017 la variazione oraria della produzione intermittente è risultata maggiore del 10% della domanda nel 9,9% delle ore dell'anno, lo stesso livello dell'anno precedente, mentre questa quota è leggermente diminuita nella zona Sud, dove si è attestata al 27% (Figura 63). Un altro indicatore significativo è rappresentato in Figura 64, che mostra la percentuale di ore in cui la domanda residua è risultata negativa, un indicatore del rischio di possibile ricorso al taglio delle fonti energetiche intermittenti. Con riferimento alla zona Sud, quella con la massima penetrazione di FRNP, nel I trimestre 2017 questo indicatore ha raggiunto i massimi storici, raggiungendo il 22,5%, contro il 21,6% dell'anno precedente.

Figura 61 – Massima penetrazione delle FRNP (%)

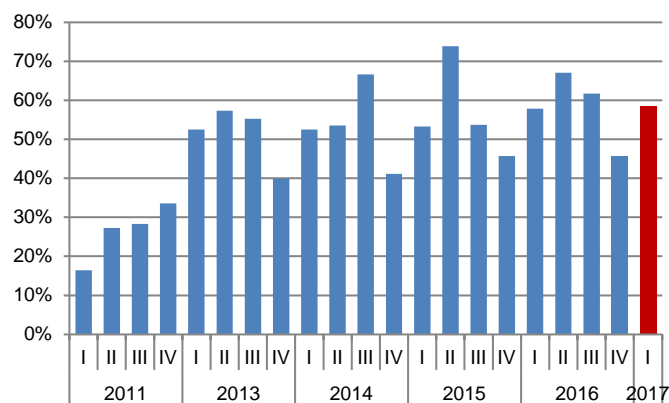


Figura 62 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima penetrazione di FRNP (MW)

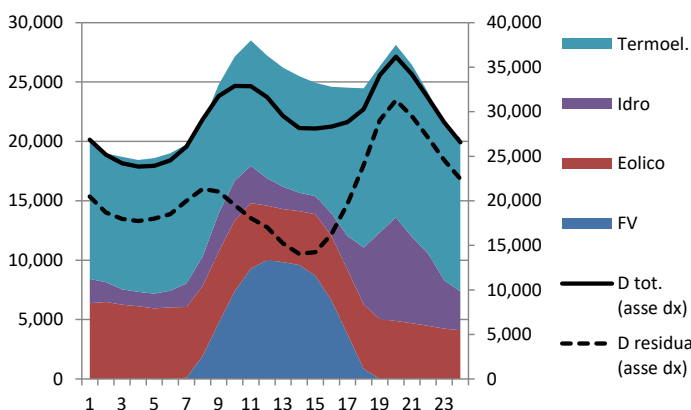


Figura 63 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda

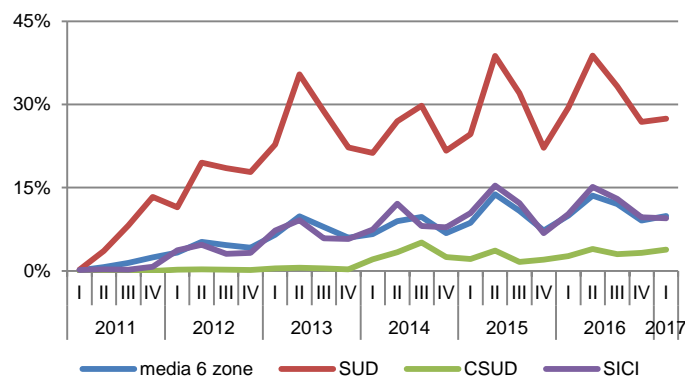
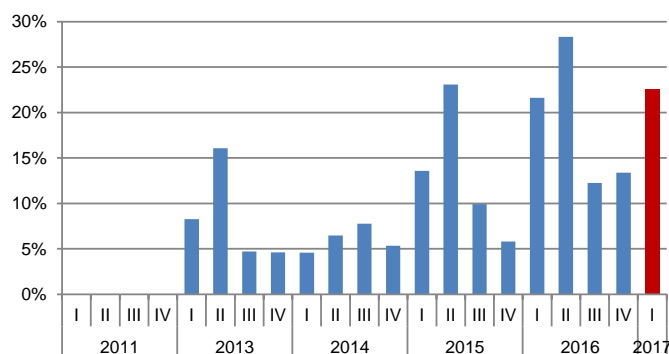


Figura 64 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona Sud



**Prezzo dell'elettricità in borsa in forte aumento. Si accentuano le differenze con le curve dei prezzi europei**

Nel primo trimestre dell'anno la fermata dei reattori nucleari francesi ha avuto ripercussioni rilevanti su tutto il mercato elettrico europeo. In Italia, la drastica riduzione dell'import, che ha indotto un forte aumento della generazione a gas naturale, ha portato non solo a un aumento dei prezzi nelle ore di maggiore domanda (vedi pagine precedenti), ma anche a una complessiva traslazione verso l'alto dell'intera curva dei prezzi, anche per la spinta proveniente dall'aumento dei prezzi del gas naturale (Figura 65). In particolare, si sono registrati incrementi nella fascia F1 e picchi più accentuati sia nelle ore mattutine che nelle ore serali.

Nel trimestre il prezzo medio di acquisto sulla borsa elettrica (prezzo unico nazionale, PUN) è salito dai 39,6 €/MWh del primo trimestre 2016 a 53,8 €/MWh (+36%), con punte particolarmente elevate nelle settimane lavorative di gennaio, quando la media giornaliera è stata pari a 94 €/MWh nella zona Nord, dunque con prezzi medi nelle ore di picco ampiamente superiori ai 100 €/MWh, e pari a 84 €/MWh nel sistema Italia (PUN). Un indicatore significativo del cambiamento del profilo dei prezzi è il rapporto tra i prezzi medi nelle diverse fasce orarie (Figura 66). Il rapporto fra il prezzo medio registrato nelle ore di picco (fascia F1) e quello registrato nelle ore serali e nei giorni festivi (fascia F3), che nel "vecchio" assetto del mercato elettrico era ampiamente superiore all'unità, negli ultimi anni si è notevolmente ridotto. È interessante notare che il cambiamento indotto sull'equilibrio del mercato del giorno prima dalla riduzione dell'import ha determinato negli ultimi due trimestri un profilo dei prezzi più vicino a quello passato: il rapporto F1/F3 è tornato sopra il valore di 1,3, mentre il rapporto fra i prezzi medi in F1 e in F2 è tornato vicino all'unità, laddove negli ultimi anni si era consolidato al di sotto dell'unità, perché le ore della fascia F2 sono divenute quelle di prezzi più elevati, nelle quali la produzione termoelettrica riesce meglio a coprire i costi. Il confronto con la parallela evoluzione degli esiti del mercato elettrico (prezzi spot) nel mercato tedesco aiuta a valutare meglio questi dati. La Figura 65 mostra come anche in Germania gli eventi di gennaio abbiano determinato un notevole aumento del rapporto fra i prezzi nelle ore di picco e i prezzi nelle ore off-peak, ma sia il rapporto F1/F3 sia il rapporto F1/F2 si collocano in Germania su valori decisamente più elevati.

**Con il massimo di generazione termica la redditività degli impianti a gas è sui valori più alti degli ultimi anni**

L'evoluzione del mercato del giorno prima avvenuta negli ultimi anni è alla base delle difficoltà per la generazione tradizionale, i cicli combinati a gas in particolare, che faticano a trovare adeguata remunerazione. Questo aspetto è illustrato dall'andamento della redditività degli impianti a gas naturale, sintetizzata dall'evoluzione dello *spark spread* (Figura 67, vedi Nota metodologica). Negli ultimi mesi l'equilibrio di mercato appena descritto ha riportato lo spark spread su valori decisamente elevati, in particolare nella zona Nord, dove si è aperto un divario di prezzo con le altre zone. Anche in questo caso la situazione "anomala" dell'ultimo semestre, con la generazione termoelettrica che è tornata a coprire fino ai 3/4 della domanda, ha avuto l'effetto di riportare anche questo parametro su valori più vicini a quelli degli anni precedenti al radicale cambiamento del mercato determinato dalla massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti.

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

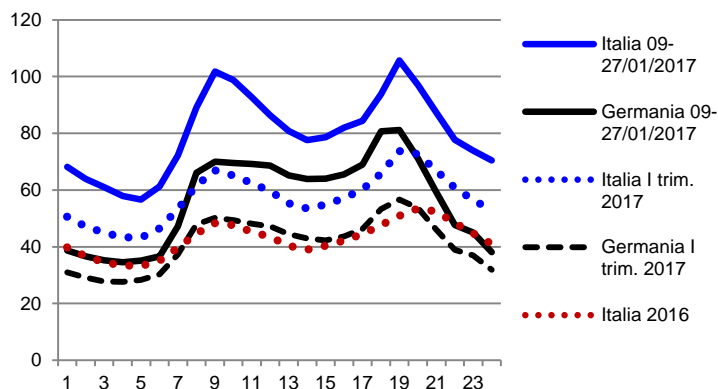


Figura 66 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nella fascia F3

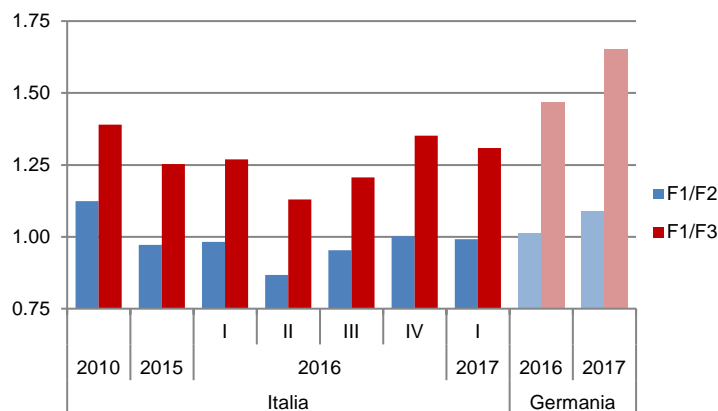
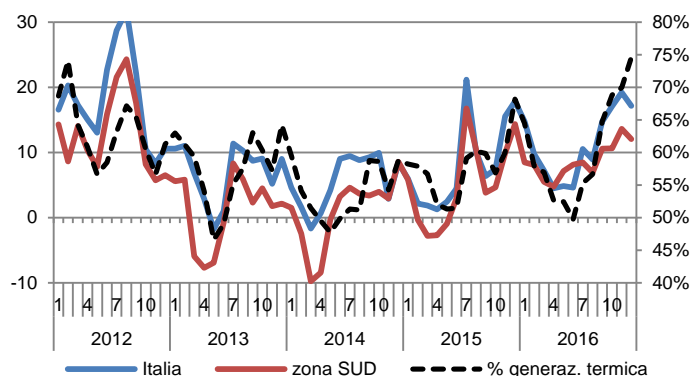


Figura 67 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh)



## 5. Prezzi dell'energia per il sistema industriale

### 5.1 Prezzi dell'energia elettrica

*Si conferma l'allargamento della distanza dai prezzi medi europei a fine 2016. Ma in Italia prezzi in calo nella prima metà del 2017*

Le stime ENEA relative al prezzo dell'energia elettrica nel secondo semestre del 2016, pubblicate nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, sono state sostanzialmente confermate dagli ultimi dati Eurostat, per tutte e tre le tipologie di utenza non domestica prese in considerazione. Si conferma dunque che nel secondo semestre 2016 vi è stato un aumento della distanza tra i prezzi italiani e quelli medi europei, che ha raggiunto i 4 centesimi di euro per kWh in più rispetto alla media UE.

Per quanto attiene, invece, alla prima metà del 2017 la stima ENEA è di un leggero calo dei prezzi: nel primo semestre 2017 i prezzi dell'energia elettrica risultano inferiori per tutte e tre le fasce di consumo rispetto al primo semestre 2016, sebbene in misura marginale (in quanto le riduzioni sono comprese tra -0,3% e -0,7%). La riduzione è invece maggiore rispetto alla seconda metà del 2016. La piccola impresa registra una diminuzione del -3,6% (Figura 68), mentre il calo dei prezzi è pari a -3,5% per la fascia di consumi relativa alla media impresa (Figura 69) e -3,7% per quella relativa alla grande impresa (Figura 70). È interessante notare che la riduzione dei prezzi nel I semestre 2017 è la risultante di andamenti opposti nei due trimestri. La stima ENEA per la piccola impresa indica un calo nel primo e una leggera ripresa nel secondo (Figura 74). Nel secondo trimestre i prezzi sono comunque rimasti sempre al di sotto di quelli del 2016 per tutte e tre le tipologie di consumo non domestico. Per tutte e tre le tipologie i prezzi attuali risultano oggi significativamente inferiori rispetto al massimo registrato nel secondo semestre del 2012, presentando una diminuzione di circa 3 centesimi di €/kWh rispetto ad allora.

#### *Peso di tasse e imposte in leggera discesa*

Per comprendere le ragioni degli elevati prezzi italiani è utile esaminare le componenti del prezzo dell'energia elettrica dei principali paesi UE, al netto di IVA e altre imposte deducibili (Figura 71).

Con riferimento alla fascia di consumi 20-2.000 MWh, rappresentativa della media impresa, si nota come in Italia il peso della componente di approvvigionamento dell'energia, in termini assoluti non sia il più elevato tra i paesi esaminati, essendo assimilabile a quello del Regno Unito e inferiore a quello della Spagna. Tuttavia, nel caso italiano l'incidenza di tasse e imposte non deducibili è nettamente superiore a questi ultimi due Paesi, contribuendo quindi a determinare un prezzo totale più elevato. Rispetto alla Germania, invece, la differenza nella composizione del prezzo è prevalentemente ravvisabile nella componente energia e approvvigionamento, che è decisamente inferiore nel caso tedesco, anche se tale effetto viene compensato dal peso dei costi di rete che sono, invece, maggiori di quelli pagati dalle imprese italiane.

Figura 68 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

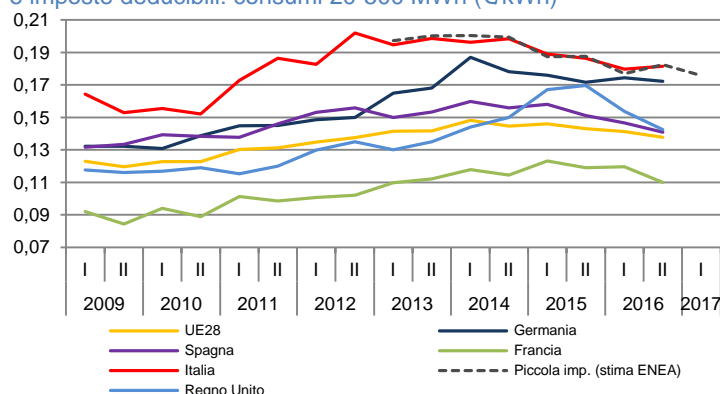


Figura 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

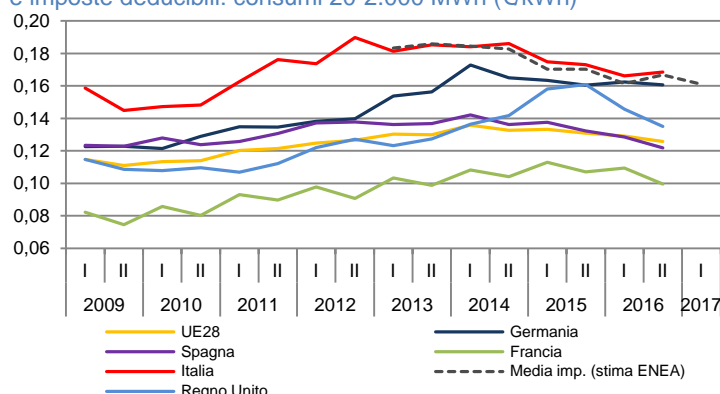


Figura 70 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

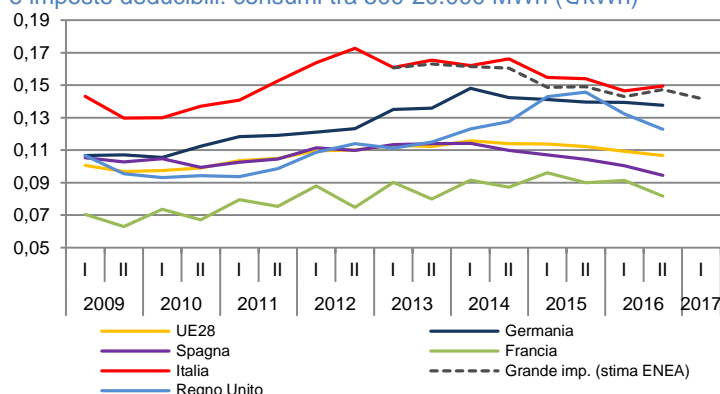
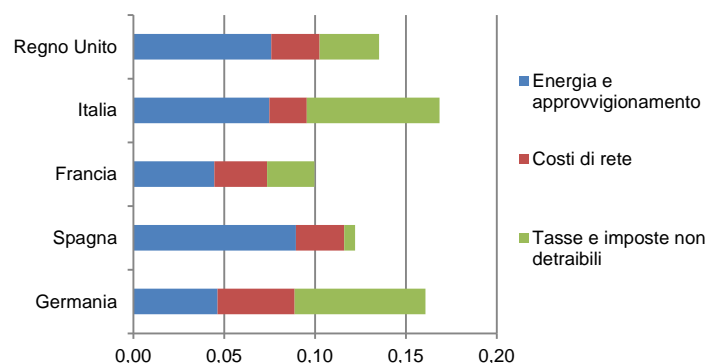


Figura 71 – Componenti del prezzo dell'energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumi tra 20-2.000 MWh - secondo semestre del 2016



Con riferimento invece alla fascia di consumi 500-2.000 MWh si conferma la differenza tra l'Italia e gli altri principali paesi europei in termini di peso di tasse e imposte non deducibili sul prezzo dell'elettricità (Figura 72; N.B.: gli ultimi dati disponibili sono relativi al II semestre 2016). In Italia il peso di tasse e imposte non deducibili, seppur in calo dal 44,8% del primo semestre dell'anno scorso al 43,5% del semestre, continua ad essere decisamente superiore alla media dei Paesi UE, che nella seconda parte è pari al 29,7%. La Germania, sfiorando quota 47%, è l'unico paese tra quelli considerati ad avere una percentuale di tasse e imposte non deducibili superiore a quella italiana.

La Figura 73 mostra lo scostamento medio dei prezzi italiani rispetto alla media UE nelle diverse fasce di consumo. Nel secondo semestre del 2016 tale scostamento risulta in calo solo per la fascia di consumi intermedi (500-2.000 MWh/anno), mentre è sostanzialmente stabile per la fascia di consumi elevati (2.000-20.000 MWh/anno) e in aumento per quella di consumi più bassi (20-500 MWh). Per tutte e tre le fasce di consumo la distanza dai prezzi medi europei è comunque ben inferiore rispetto ai picchi registrati negli anni 2011 e 2012.

#### *Leggera ripresa dei prezzi nel secondo trimestre dell'anno*

Come già accennato, nel secondo trimestre 2017 il prezzo dell'energia elettrica sostenuto dalla piccola impresa italiana registra un incremento dell'1,3% rispetto al trimestre precedente, arrivando a 17,7 centesimi di €/kWh IVA esclusa (Figura 74). L'aumento è anche più significativo rispetto al primo trimestre del 2016 (+4,5%).

L'aumento dei prezzi nel secondo trimestre dell'anno in corso è da imputarsi, oltre che al leggero incremento dei costi di dispacciamento, all'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre precedente, a seguito dei rialzi delle quotazioni registrati sul mercato all'ingrosso italiano. Tali rialzi sono dovuti a loro volta agli andamenti degli omologhi mercati collegati, in particolare quello francese (su cui ha influito il fermo di diverse centrali nucleari), alle basse temperature, all'incremento dei prezzi sul mercato del gas (AEEGSI - comunicato stampa 30/03/17).

#### *Prosegue il calo della componente A3 nella prima metà del 2017*

Con riferimento alle singole componenti della bolletta elettrica per utenze non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW (Figura 75), nel secondo trimestre del 2017, si registra, oltre al già citato aumento della spesa per materia energia, anche un aumento rispetto al primo trimestre 2017 della voce "trasporto e gestione del contatore". Tali incrementi sono compensati, tuttavia, da un decremento degli oneri di sistema a seguito alla riduzione di circa il 5% della componente A3 determinata, a sua volta, dal positivo andamento del relativo conto di cassa (AEEGSI - comunicato stampa 30/03/17).

Figura 72 – 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

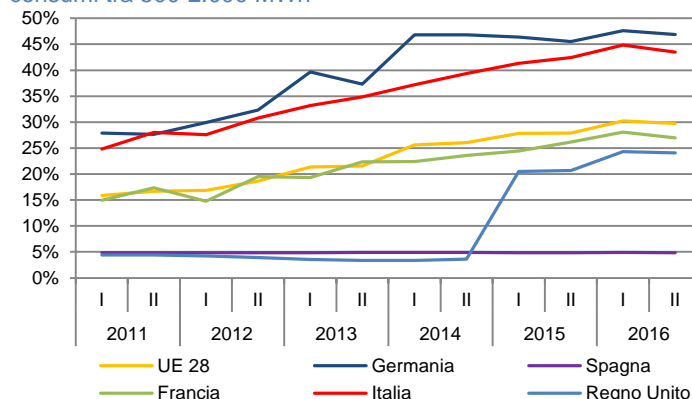


Figura 73 – Percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte deducibili): scostamento rispetto alla media UE

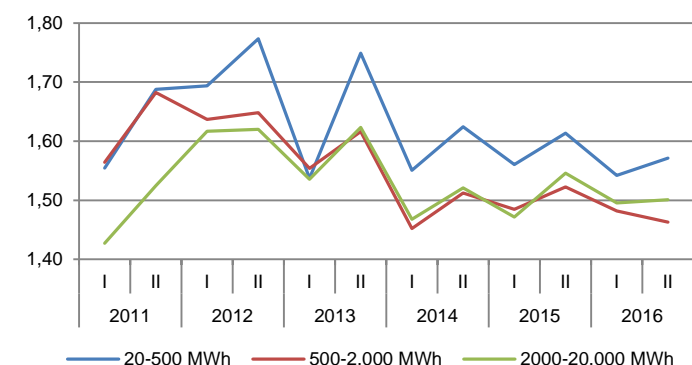


Figura 74 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

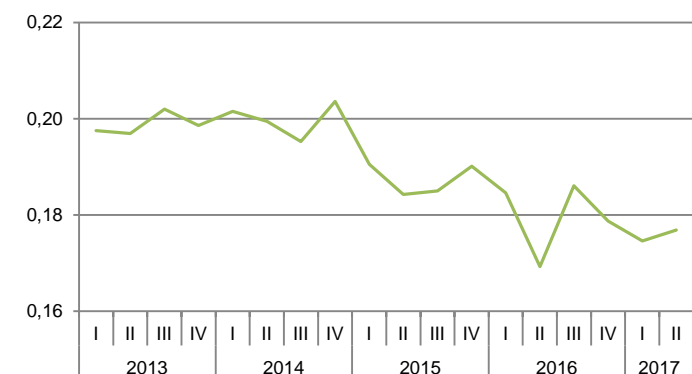
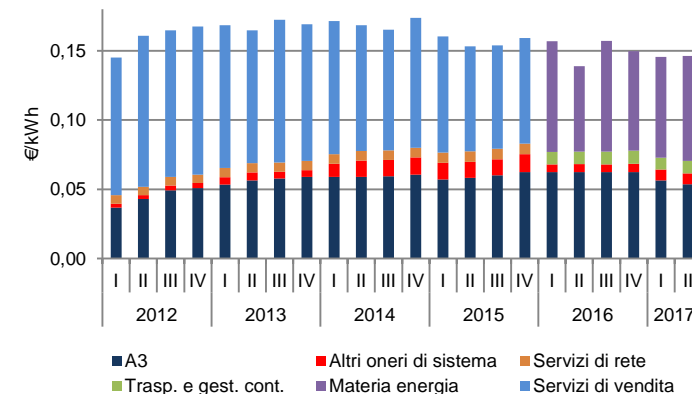


Figura 75 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp. >16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)





La componente A3, dopo un periodo di stabilità iniziato a fine 2015 e perdurato per tutto il 2016, risulta in calo per il secondo trimestre consecutivo. Questo comporta una diminuzione degli oneri di sistema pagati dalle due tipologie di utenze non domestiche in bassa tensione. Nel secondo trimestre del 2017, tale riduzione è compresa tra -18,5% e -18,9% rispetto al picco registrato a fine 2015. Anche nel caso delle imprese in media e alta tensione, gli oneri di sistema registrano un calo negli ultimi due trimestri e una diminuzione complessiva rispetto ai picchi avvenuti nell'ultimo trimestre del 2015 (Figura 76), rispettivamente del 16,5% e del 15,8%. La componente A3 pagata da queste due tipologie di utenze si è a sua volta ridotta, nello stesso periodo, del 4,9% per quelle in media tensione e del 5,6% per quelle in alta tensione.

## 5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

*Prezzo del gasolio in leggero aumento alla fine del primo trimestre dell'anno*

Alla fine del primo trimestre del 2017 il prezzo del gasolio per trasporti, al lordo di imposte e tasse, risulta pari a circa 1,39 €/litro, che corrisponde a un incremento di quasi due centesimi di euro rispetto al prezzo registrato alla fine del trimestre precedente (Figura 77). Questo significa che il prezzo del gasolio pagato in Italia a fine trimestre è di circa 16 centesimi di €/l più elevato rispetto al prezzo medio europeo. Tuttavia, va osservato che il prezzo italiano risulta di oltre il 15% inferiore rispetto al picco registrato attorno alla metà del 2014.

Cala leggermente il peso in percentuale delle tasse sul prezzo al consumo del gasolio pagato in Italia, passando da 63,1% a 62,5%, che corrisponde a quasi cinque punti percentuali in più rispetto all'incidenza media europea. Anche in questo caso il peso delle tasse risulta in calo rispetto al picco di 70% che si è registrato, invece, nel primo trimestre del 2016 (Figura 78).

Figura 76 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

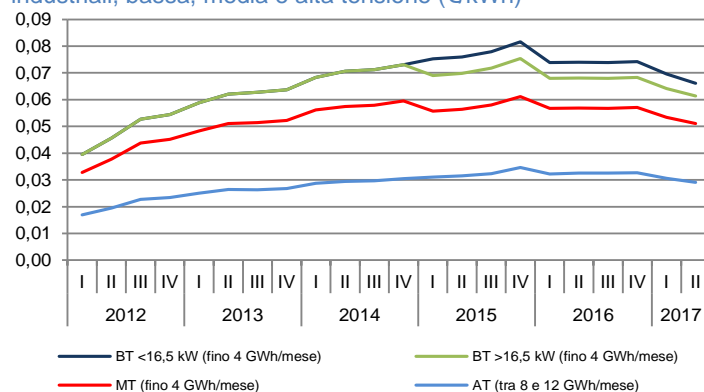


Figura 77 – Prezzo al consumo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

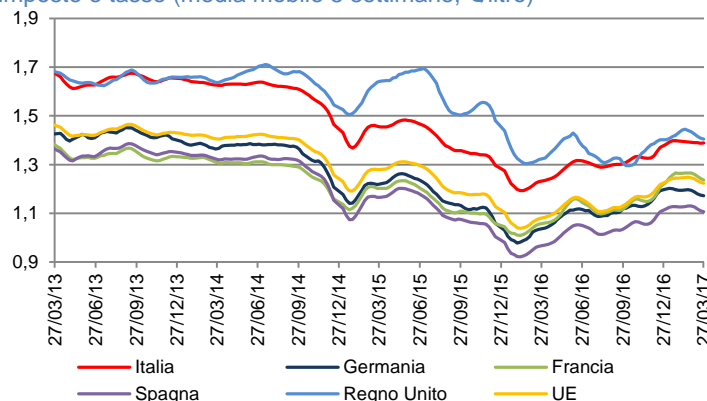
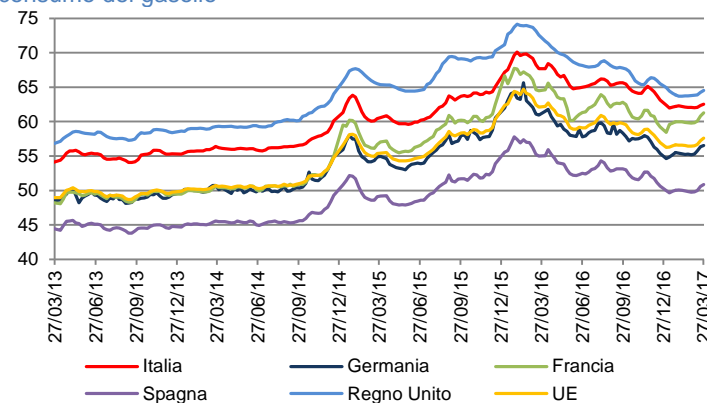


Figura 78 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio



### 5.3 Prezzi del gas naturale

*Nel secondo semestre 2016 il ritmo di decrescita dei prezzi in Italia è più elevato rispetto alla media UE-28*

I prezzi del gas ai consumatori sono altamente correlati con il prezzo sul mercato all'ingrosso. La componente per l'approvvigionamento della materia prima, per l'elevata incidenza che ha sulla bolletta gas, delinea gli andamenti dei prezzi finali del gas, sia per gli utenti del mercato tutelato sia per gli utenti del mercato libero. Nel IV trimestre del 2016, le quotazioni del gas sul mercato olandese Title Transfer Facility (TTF), di riferimento anche in Italia per i contratti di fornitura a soggetti industriali sul mercato libero, sono cresciuti invertendo il trend discendente che aveva caratterizzato i trimestri precedenti. La media del IV trimestre 2016 si è attestata a 17,19 €/MWh (+35% rispetto al III trimestre), mentre il valore medio del TTF nell'intero secondo semestre 2016 è aumentato del 16% rispetto a primi sei mesi dell'anno. Di conseguenza, anche il trend discendente dei prezzi medi del gas (al netto delle imposte) per i consumatori industriali dell'EU-28 ha subito un rallentamento (Figura 79). Con riferimento alla fascia medio alta di consumi, quella che presenta i maggiori volumi, il confronto puntuale dei prezzi nei principali Paesi europei mostra tuttavia come le variazioni dei prezzi siano state differenziate per paese (Figura 80; N.B: gli ultimi dati disponibili per il confronto con gli paesi UE sono fermi al II semestre 2016). Si evidenzia in primo luogo il dato di segno positivo della Francia (+2,7%), in secondo luogo come in Italia la diminuzione dei prezzi (-7%) sia stata più marcata rispetto a Germania (-0,3%) e Spagna (-2,1%). Questo ha consentito all'Italia di ridurre parte del divario registrato nel primo semestre: la differenza positiva con la media EU-28 si è dimezzata, passando dal 10% al 5%. L'allargamento ulteriore del divario con il Regno Unito è dovuto in larga misura alla svalutazione della sterlina rispetto all'euro (16% nel II semestre 2016 rispetto al 2015). Si noti che nel confronto con il II semestre del 2015 la variazione dei prezzi italiani è in linea con quella degli altri maggiori paesi UE. Resta da capire quanto la riduzione del divario del II semestre 2016 si possa considerare permanente.

*Migliora la posizione relativa dei prezzi al netto delle imposte deducibili per tutte le fasce di consumo*

Per valutare come i prezzi del gas possano influire sulla competitività dell'industria italiana è appropriato analizzare i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA). Alla fine del 2016 si conferma la situazione già rilevata nei semestri precedenti, per cui la piccola utenza industriale (consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ) paga per il gas prezzi più elevati della media dei Paesi EU-28 (+9,7%, Figura 81). Di nuovo, il confronto con la prima parte del 2016 evidenzia un miglioramento della posizione relativa del nostro Paese, per il calo dei prezzi netti più marcato che altrove. Il gap rispetto alla media EU-28 si è dunque ridotto di circa 7 punti percentuali. Per le utenze medio-alte (consumo annuo compreso tra 100.000 e 1.000.000 GJ, Figura 82) i prezzi del gas sono invece tornati ad essere più bassi della media dei Paesi EU-28 (-3,4%, contro + 0,9% del semestre precedente). Infine, anche per le utenze alte (consumo annuo compreso tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ, Figura 83) si è registrato un miglioramento: il rilevante divario positivo del prezzo rispetto alla media EU-28 che si registrava nel primo semestre 2016 (+12,4%) si è attenuato nella seconda parte dell'anno, riducendosi al +2,5%.

Figura 79 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte, consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sn €/GJ, asse dx €/MWh)

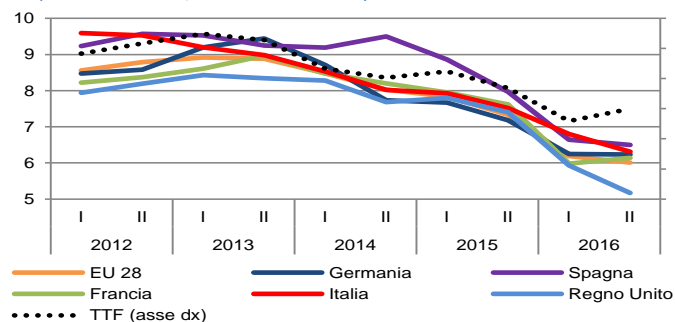


Figura 80 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte, consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione I semestre 2016/ II semestre 2016 (%)

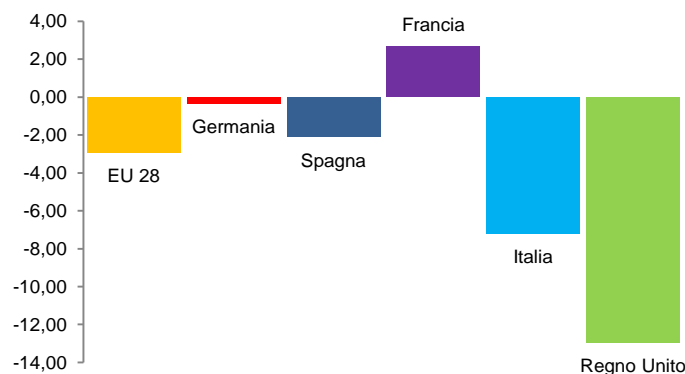


Figura 81 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

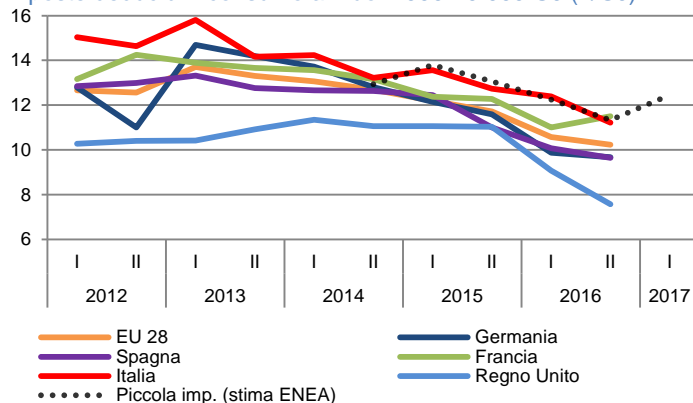
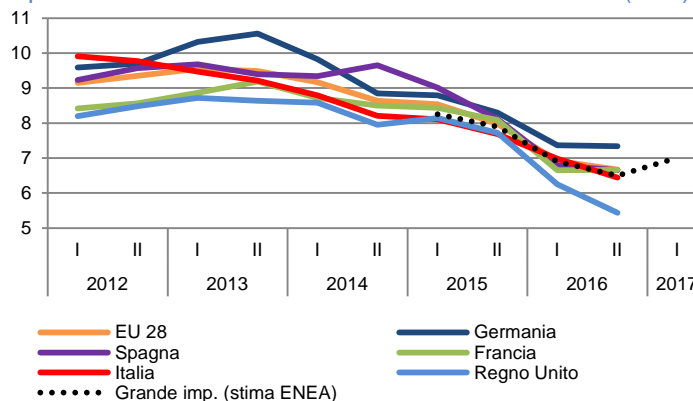


Figura 82 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)



**L'incidenza delle tasse in Italia rimane stazionaria continuando a gravare sulla piccola utenza**

Le differenze di prezzo tra le tre tipologie di fasce di consumo considerate, risultano dipendere, oltre che dalla dinamica dei prezzi netti, dalla diversa articolazione dell'imposizione fiscale. L'Italia si caratterizza per un sistema d'imposte che penalizza i consumatori industriali a minor consumo di energia, mentre in Germania, ad esempio, la pressione fiscale cresce man mano che si passa da fasce di consumo più basse a quelle più elevate (Figura 84). L'incidenza fiscale per la piccola utenza industriale in Italia raggiunge nel secondo semestre il 12,5%, mentre per le utenze medio-alte e le utenze ad alto consumo scende in maniera decisa, fino a toccare rispettivamente l'1,9% e l'1,7%, risultando quindi oltre quattro volte più bassa della media EU-28 (Figura 84). Il confronto con i semestri precedenti evidenzia una situazione pressoché stazionaria.

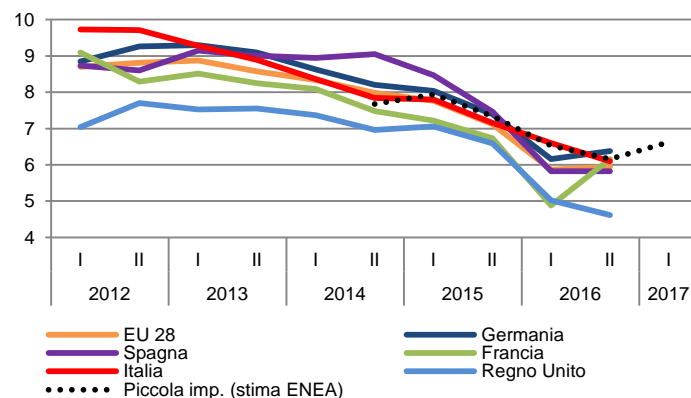
**Tornano a salire i prezzi nel primo semestre 2017 e si mantiene stabile su valori elevati il divario tra piccola e alta utenza**

Nel primo semestre del 2017 le tendenze osservate nella seconda parte del 2016 sono cambiate in modo radicale. Secondo le stime ENEA relative all'intero semestre, riportate in Figura 81, Figura 82 e Figura 83, il prezzo del gas pagato dalle imprese italiane presenta un incremento per tutte e tre le tipologie di impresa considerate. Si stima per la piccola utenza un incremento del 6% dei prezzi al netto delle imposte e del 9% se si considerano i prezzi al netto delle imposte deducibili. Resta tra l'altro stabile e su livelli molto elevati il differenziale di prezzo con le grandi utenze (+88%).

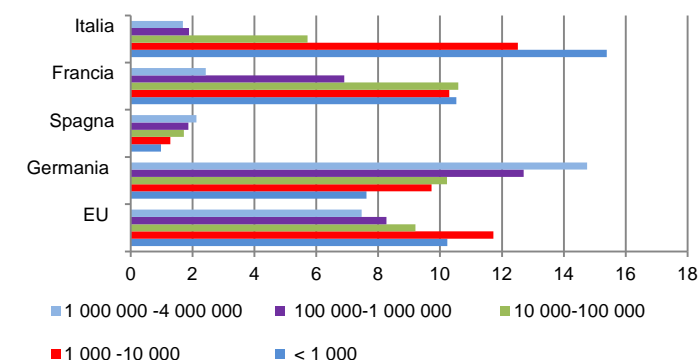
**I costi delle infrastrutture per la piccola utenza diminuiscono, ma rimane elevato il divario tra Nord-Sud**

Per le piccole imprese l'incidenza dei costi di distribuzione assume valori elevati, mentre per i clienti industriali di grande dimensione questa componente non è presente. Nel primo semestre 2017 l'incidenza della tariffa di distribuzione sul prezzo al netto delle imposte è del 14,8%, pari a un costo medio di 5,87c€/m<sup>3</sup>, (o 1,5€/GJ). Nel loro complesso, i costi dei servizi per le infrastrutture (distribuzione, misura e trasporto) a carico delle piccole utenze industriali rappresentano il 27% della spesa per la fornitura di gas (al netto delle imposte). Tra il secondo trimestre 2016 e il corrispondente periodo 2017 tali costi sono diminuiti dell'8%, mentre sono aumentati sensibilmente i servizi di vendita, per effetto dell'aumento del costo della materia prima (+17%). Gli oneri di sistema per gli interventi di risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas sono aumentati del 7%, raggiungendo una incidenza di circa il 6% (Figura 85). Le tariffe del mercato libero per i servizi delle infrastrutture mostrano valori differenziati per ambito territoriale, in linea con quelli fissati dall'Autorità (Figura 86). Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette sui costi dei relativi servizi, che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali. Nel II trimestre 2017 tale divario si attesta in media intorno al 75% rispetto all'ambito Nord Orientale.

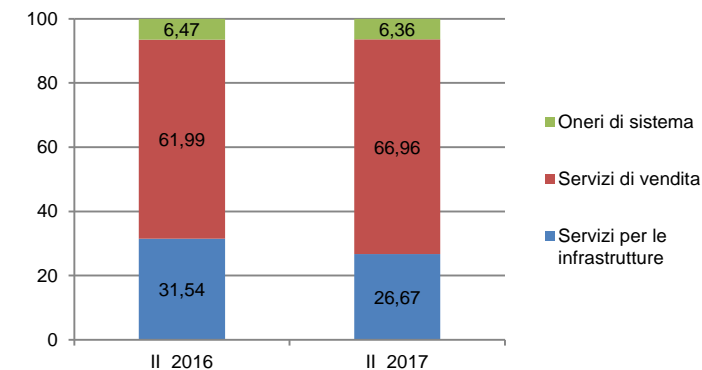
**Figura 83 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ) (€/GJ)**



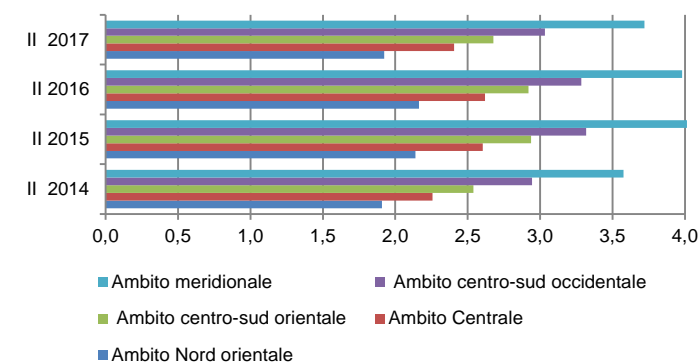
**Figura 84 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - II semestre 2016**



**Figura 85 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ**



**Figura 86 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)**



## FOCUS – Dinamica del peso dei prodotti energetici sui costi dell'industria italiana

Alessandro Zini e Francesco Gracceva

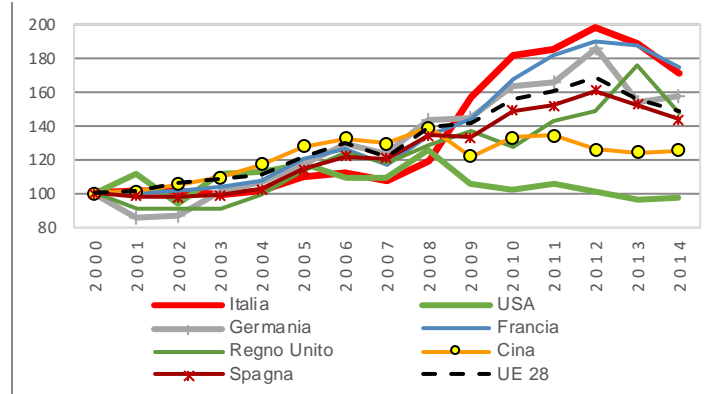
I costi energetici rappresentano una delle componenti che incidono sulla competitività del sistema Paese. La recente pubblicazione delle tavole delle interdipendenze settoriali WIOT (*World Input-Output Tables*), armonizzate per 43 paesi e in serie storica dal 2000 al 2014 (prodotte dal progetto WIOD, finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del 7° Framework Programme), costituisce un'opportunità di studiare la struttura dei costi di tipo energetico e la sua dinamica nel tempo per i settori dell'industria manifatturiera italiana.

A fronte della classificazione di riferimento - la ISIC, rev. 4 - tre sono i settori che recano la caratteristica di produrre prevalentemente beni di tipo energetico: *prodotti delle miniere e delle cave; coke e prodotti petroliferi raffinati; energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata*.

Il livello di dettaglio dell'informazione proveniente dalle tavole delle interdipendenze settoriali consente di evidenziare l'incidenza dei costi intermedi di tipo energetico sul totale dei costi intermedi per il comparto manifatturiero propriamente detto, articolato in 19 settori. Nell'analisi si è scelto di operare tre distinte aggregazioni di detti settori industriali:

- un primo aggregato è quello relativo a settori che la letteratura considera tra quelli che più necessitano di input di tipo energetico, i cosiddetti *energy intensive*;
- un secondo aggregato è quello relativo a tutti i settori del comparto manifatturiero;
- un terzo aggregato si riferisce a settori in ordine ai quali l'Italia vanta un certo grado di specializzazione, soprattutto in termini di peso sul valore aggiunto (alimentari, abbigliamento, meccanica strumentale, tutti settori che contribuiscono ad una quota del prodotto totale per almeno il 3%).

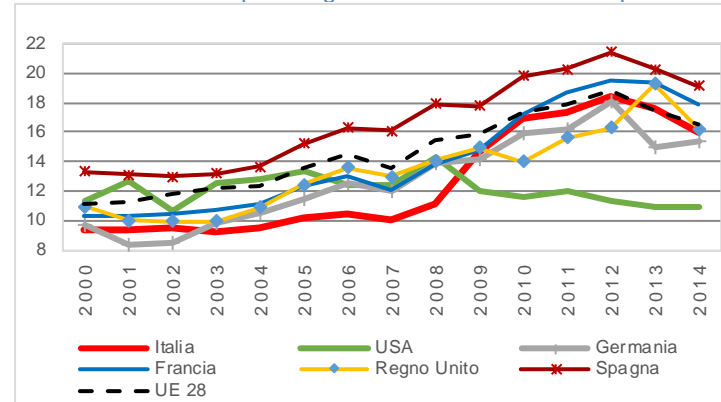
Figura 88 – Manifatturiero *energy intensive* - Dinamica del rapporto tra costi intermedi di tipo energetico e costi intermedi complessivi (2000=100)



La stessa Figura 88 indica come soltanto USA e Cina conservino una certa stabilità dell'indicatore. Per la Cina va tuttavia rilevato che il valore dell'indicatore in termini percentuali, e non in termini di dinamica temporale, permane molto elevato per tutto l'orizzonte analizzato. All'interno dell'UE 28 anche il Paese con i migliori indicatori macroeconomici, la Germania, mostra una tendenza all'aumento dei costi energetici, sia in valore percentuale (Figura 87), sia in termini di dinamica (Figura 88) registrando un aumento dall'iniziale 9,3% del 2000 ad oltre il 16% del 2014.

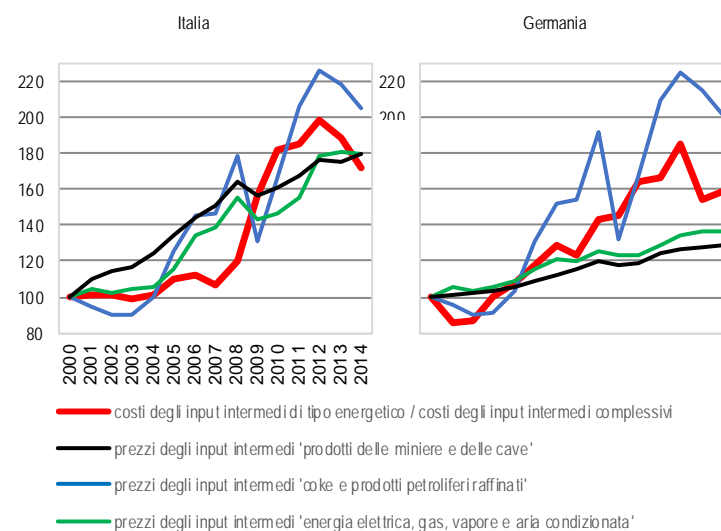
La Figura 89 pone a confronto per Italia e Germania la dinamica non solo del peso dei costi energetici ma anche del deflatore dei prezzi dei beni intermedi nei tre settori merceologici a caratterizzazione energetica. Dall'analisi dei grafici riportati, due sembrerebbero le evidenze maggiori per il nostro Paese. In primo luogo, la dinamica dei prezzi dei beni intermedi potrebbe essere stata più sfavorevole, soprattutto per prodotti delle miniere e delle cave e per energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata. In secondo luogo, si può scorgere come, rispetto alla Germania, l'incidenza dei costi energetici sia un dato più sensibile rispetto alle variazioni di prezzo, in particolar modo di quelle

Figura 87 – Manifatturiero *energy intensive* - Rapporto percentuale tra costi intermedi di tipo energetico e costi intermedi complessivi



Nei settori *energy intensive* l'incidenza dei costi di tipo energetico sul complesso dei costi intermedi evidenzia una tendenza all'aumento dal 2000 al 2014, pressoché per tutti i principali paesi e per l'aggregato dell'Unione Europea a 28 paesi (Figura 87). L'unica eccezione è rappresentata dagli USA, che, a partire dal 2008 segnano addirittura un dato in netta controtendenza. Al termine del periodo osservato, il valore percentuale dei costi energetici è pari al 16,5% per l'aggregato UE28 e all'11% per gli Stati Uniti. L'Italia sembra muoversi in linea con l'UE28, ma un dato di un certo rilievo emerge dall'analisi della dinamica temporale di questo indicatore. La Figura 88, relativa al numero indice in base 2000 dell'indicatore dell'incidenza dei costi energetici, pone in evidenza un trend di netto peggioramento per il nostro Paese, in particolar modo con un cambio di gradiente a partire dal 2007-2008. L'UE 28 ed i maggiori Paesi che ne fanno parte sembrerebbero conoscere un aumento meno spiccato dell'indicatore, rispetto alle posizioni assunte nel 2000.

Figura 89 – Manifatturiero *energy intensive* - Dinamica dei principali indicatori nel confronto tra Italia e Germania (2000=100)



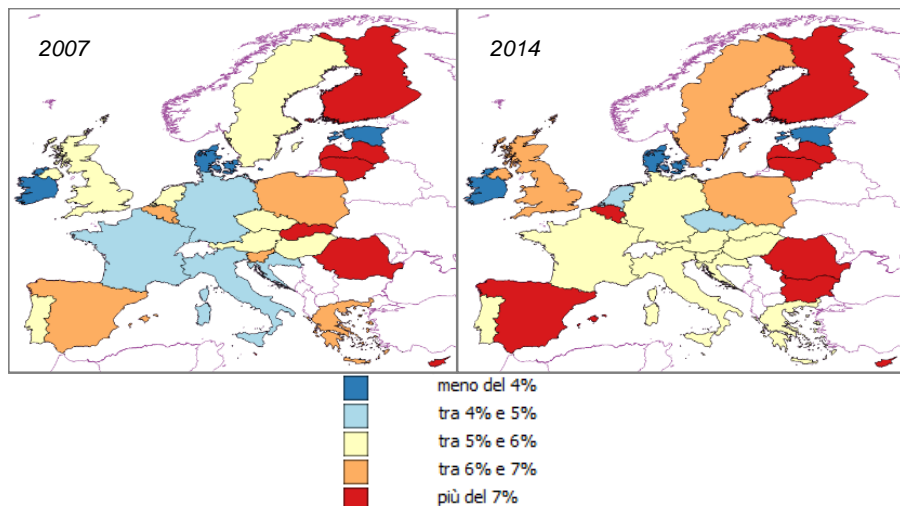


del settore coke e prodotti petroliferi raffinati. La distanza che separa la curva dell'incidenza dei costi da quella del deflatore dei beni intermedi in questo settore (contrassegnate rispettivamente in rosso e in blu nella Figura 89) è infatti minore per l'Italia rispetto alla Germania.

L'insieme dei dati visti fin qui induce a pensare che nella serie storica si possano individuare due periodi. Il primo è quello tra il 2000 e il 2007, quando l'Italia sperimenta un tasso di crescita dell'economia nell'ordine dell'1,5% circa, il secondo è quello che segue allo shock del 2008, con un tasso di variazione del PIL addirittura negativo (-1,2% medio annuo). Senza voler trarre alcuna

indicazione di causa-effetto, è interessante notare come nel primo periodo il tasso di variazione medio dell'incidenza dei costi per l'energia si mantenga stabile intorno all'1%, mentre nel secondo tale tasso conosca un'impennata, nell'ordine del 7,7% medio annuo. In altre parole sembrerebbe registrarsi una certa concomitanza tra tassi di crescita dell'economia e più ridotta incidenza dei costi energetici. Andamento analogo, ma in direzione opposta, sembrerebbe mostrare un paese come la Germania, che si connota per una maggiore stabilità nell'incidenza relativa dei costi energetici, anche nel secondo periodo, tra il 2008 e il 2014, in concomitanza con un tasso di crescita del PIL positivo. Nell'intero comparto manifatturiero il dato per l'Italia sembra più incoraggiante, se confrontato con quello dei settori *energy intensive*. Il valore dell'indicatore dell'incidenza dei

Figura 90 – Intero comparto manifatturiero. Valori dell'incidenza percentuale dei costi intermedi di tipo energetico sul totale dei costi intermedi nell'UE28



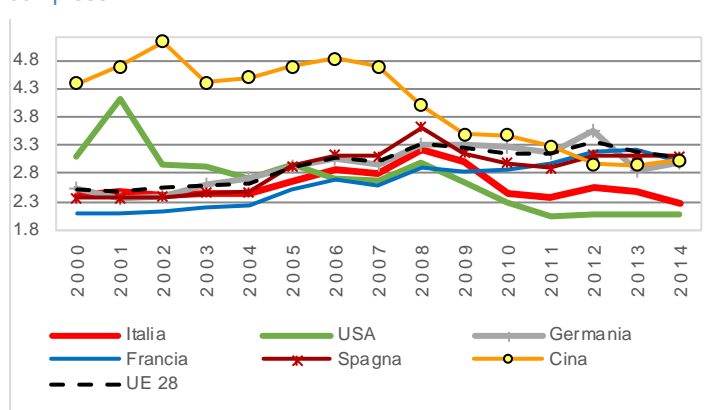
costi energetici nell'arco temporale 2000-2014 è contenuto tra il 3% e il 5,5% circa. La Figura 90 pone in risalto come, nonostante un peggioramento occorso tra il 2007 (anno d'inizio della crisi macroeconomica) e il 2014, il dato relativo all'Italia sia in linea con quello dei principali Paesi dell'Unione Europea, Francia e Germania. Il dato è inoltre migliore rispetto ai Paesi di più recente acquisizione, come quelli dell'Est e i Paesi baltici, migliore rispetto a quello di una nazione meno specializzata sulle attività industriali come il Regno Unito, e migliore rispetto ad altri Paesi mediterranei.

Nondimeno, ancora una volta, gli Stati Uniti registrano il dato migliore, con un valore addirittura in diminuzione, dall'iniziale 4,5% circa del 2000 al 4,3% del 2014. Un dato da sottolineare pare essere quello relativo alla Cina, più o meno stabilmente assestata tra il 9% e il 10%, valore molto elevato se rapportato a tutti i principali paesi.

L'ultimo aggregato preso in considerazione riguarda i settori di specializzazione italiana. Va tenuto presente che nel complesso questa aggregazione di settori non sembrerebbe caratterizzarsi per un'elevata incidenza di costi energetici, al punto che non sussiste alcun margine di sovrapposizione con l'aggregato *energy intensive* precedentemente indicato. In Figura 91 è riportato l'andamento dell'ormai consueto indicatore per i settori di specializzazione italiana. Il valore assunto dall'Italia è notevolmente basso, intorno al 2,3%-2,5%, con un picco relativo intorno al 3% in coincidenza del periodo 2008-2010. Se si prende in considerazione il periodo più recente della finestra temporale, solo gli USA segnano un dato migliore. Se invece si guarda alla dinamica temporale, è di un certo rilievo il dato relativo alla Cina, paese fortemente competitor per l'Italia in questi settori. Dal 4,3% del 2000 la Cina passa al 2,8% circa nel 2014, valore in linea con UE28. Al termine dell'intervallo temporale considerato la distanza della Cina con l'Italia sembra quindi notevolmente ridotta, anche se non ancora colmata.

In conclusione, l'obiettivo di questa analisi è di fornire una prima valutazione preliminare dell'incidenza dei costi energetici sui costi complessivi dell'industria italiana, anche in rapporto a quella degli altri principali paesi. La disponibilità delle tavole delle interdipendenze settoriali per 43 paesi e in serie storica dal 2000 al 2014 rappresenta uno strumento prezioso, che merita analisi ulteriori e più approfondite. L'analisi per i tre aggregati di industrie considerati restituisce un quadro piuttosto articolato dell'incidenza dei costi dei prodotti energetici sui costi totali. Nei settori di specializzazione italiana sembra emergere una buona performance italiana, forse spiegabile con la minore sensibilità a dinamiche di oscillazione di prezzo dei prodotti energetici, per via della minore intensità energetica, e con la probabile attivazione di economie di specializzazione. Lo dimostra anche la natura temporanea e reversibile del piccolo shock che si registra nel 2008-2010, prontamente assorbito negli anni successivi. D'altra parte, il notevole miglioramento relativo registrato dall'industria cinese è certamente un fattore di rilievo per le prospettive di competitività dei settori di specializzazione italiana. A soffrire maggiormente sembrano invece proprio i settori ad elevata intensità energetica, non solo per l'Italia ma anche per l'insieme dei Paesi europei. In questo caso la caratteristica di rilievo italiana è inoltre quella di un peggioramento relativo nel corso degli anni rispetto ad altri paesi, soprattutto a partire dal 2008, quanto a dire che la crisi economica sia andata di pari passo con un peggioramento relativo dell'industria italiana *energy intensive* in termini di incidenza dei costi energetici.

Figura 91 – Settori di specializzazione italiana - Rapporto percentuale tra costi intermedi di tipo energetico e costi intermedi complessivi



## 6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Selezione dei principali fatti dell'ultimo trimestre

Gennaio-Marzo 2017

Gas	03/01/2017	In funzione il rigassificatore di Dunkerque	Impianto che collega direttamente Francia e Belgio ha un molo in grado di servire fino a 150 metaniere l'anno, tre depositi di stoccaggio GNL e un'unità di rigassificazione con 10 scambiatori.
	23/02/2017	Avvio per Leviathan, nel Mediterraneo	Israele punta alle riserve offshore di gas stimate attorno ai 620 miliardi di m <sup>3</sup> . La prima fase di Leviathan prevede una produzione di circa 12 mld m <sup>3</sup> l'anno.
	07/03/2017	Snam presenta il piano 2017/2021	Il piano presenta investimenti per 5 miliardi di euro e la nascita di Global Solution. Nel settore della mobilità alternativa si parla di realizzare 300 stazioni GNC a partire dal 2018.
	14/03/2017	Nuova disciplina MGAS	Un decreto MISE del 13 marzo stabilisce le modifiche al mercato del gas naturale disposte dal GME sul nuovo sistema di bilanciamento (delibera n. 312/2016/R/Gas).
Trasporti	16/01/2017	Il decreto Dafi in G.U.	Pubblicato nel Supplemento ordinario n. 3 alla G.U. n. 10 e in vigore dal 14 gennaio 2017. Definiti il ruolo dell'AEEGSI nella valutazione dei progetti GNL e quello dei concessionari autostradali per i carburanti green. Maggiore agibilità per gli enti locali di definire le ZTL e i blocchi del traffico.
Politica energetica	16/01/2017	Aumenta il bonus elettrico per le famiglie in stato di disagio	L'AEEGSI ha aumentato l'importo del bonus energetico in base alla composizione del nucleo familiare. Lo sconto sulla bolletta passa da 80 a 112 euro per le famiglie di 1-2 componenti, da 93 a 137 euro per quelle di 3-4 componenti e da 153 a 165 euro per quelle oltre i 4 componenti.
	13/02/2017	SEN, avviato il confronto con gli operatori	Con la convocazione al MISE iniziato il confronto preliminare sulla SEN con le associazioni di categoria per discutere obiettivi, criticità e priorità di interventi da adottare per il futuro del sistema energetico italiano.
	14/02/2017	Decreto MISE su aste Gnl-stoccaggio	Uscito il nuovo decreto del MISE che integra il precedente DM "Servizio integrato rigassificazione e stoccaggio per l'anno contrattuale 1.4.2017-31.3.2018" del 7 dicembre 2016. Il 6 marzo si svolgeranno le aste per il servizio integrato di rigassificazione/ stoccaggio.
Efficienza energetica/risparmio energetico	26/01/2017	Direttiva Efficienza UE, la guida al sub-metering	Pubblicata una guida di buone pratiche di supporto all'implementazione della direttiva Ue sull'efficienza (Dir 2012/27/UE). Si tratta di uno strumento utile a stabilire quali sono gli edifici che possono essere ragionevolmente esentati dall'installazione dei sistemi per il conteggio dei consumi.
Meccanismi d'incentivazione	10/02/2017	Conto termico 2.0, 12.200 le richieste	Il GSE ha aggiornato al 1° febbraio 2017 il contatore degli incentivi del Conto termico 2.0. Dal 31 maggio 2016, data di avvio del nuovo sistema incentivante, sono pervenute domande per 58 milioni di euro.
	20/02/2017	Pubblicato il rapporto annuale sui certificati bianchi	IL GSE sostiene che il 2016 ha avuto un trend considerato positivo. Presentate 11.709 Richieste di Verifica e Certificazioni e 815 Proposte di Progetto e di Programma di Misura (PPPM), per un totale di 12.524 istanze. Un incremento di quasi il 6% rispetto alle 11.760 PPPM e RVC del 2015.

Produzione di energia	17/01/2017	Scoperta Eni nell'offshore della Norvegia	Scoperta effettuata nel pozzo che si trova nella parte settentrionale del Mar di Norvegia a circa 170 chilometri dalla costa. Si tratta di una stima compresa tra 70 e 200 milioni di barili di olio in posto con verifica di ulteriore potenziale addizionale.
	27/01/2017	Richiamata in esercizio centrale di Bastardo	La centrale a carbone Enel di Bastardo è stata chiamata a produrre per 4 giorni, a metà gennaio, a seguito dell'impatto dello stop dei reattori nucleari francesi sul sistema elettrico italiano.
	24/01/2017	Riparte la centrale Enel di Genova	Riaccensione temporanea chiesta dal MISE a seguito della crisi di import di elettricità dalla Francia. Si tratta di una misura transitoria a fronte di un incremento della domanda dovuto al freddo.
	20/02/2017	Presentato il Piano 2017/2021 di Terna	Il piano stima per il 2030 una crescita delle FER di altri 28GW e un calo del termoelettrico di 12 GW portando la produzione delle centrali tradizionali da 62 GW del 2016 a 50 GW (scenario low) nel 2020 e per tutto il successivo decennio. Il Piano segnala inoltre una inversione del flusso di trasporto di energia elettrica in direzione Sud-Nord.
	29/03/2017	Estate a carbone	Le centrali Enel a carbone di Bastardo, Genova e quella a gas A2a di Chivasso potrebbero essere a disposizione per il sistema elettrico in vista di un'estate scarsa di risorse idriche. Richiesta a Terna dal MISE una valutazione in merito.
Fonti rinnovabili	24/01/2017	Chiusa la consultazione sul biometano	Il MISE annuncia che sono state tantissime le osservazioni pervenute a seguito della consultazione lanciata a metà dicembre sulla bozza di decreto sul biometano. Valutati i rilievi e aggiornato, il testo passerà al Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti e quindi ai tavoli di discussione con Bruxelles.
	03/02/2017	Lo stato del fotovoltaico in Europa	Lanciato un allarme al Parlamento europeo, da parte del Solar Power Europe, sulla crisi del fotovoltaico nel vecchio continente che ha perso la leadership mondiale. Il calo è stato del 20% rispetto allo scorso anno.
	09/02/2017	L'eolico in Europa e in Italia	WindEurope segnala per l'Europa il sorpasso della produzione eolica sul carbone dopo aver superato nucleare e idroelettrico negli anni precedenti. L'eolico oggi è la seconda fonte dopo il gas, con la Germania capofila nell'istallato. Per l'Italia l'ANEV registra invece un gap che va recuperato.
	30/03/2017	Meno CO <sub>2</sub> con le rinnovabili	Un rapporto ISPRA sottolinea che "l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il connesso incremento della quota di gas naturale hanno avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> , tuttavia negli ultimi anni il significativo incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili assume un ruolo prevalente rispetto agli altri fattori considerati".
Elettricità	26/01/2017	Uno studio sul settore elettrico in Europa	Lo spostamento del mix energetico dal carbone al gas nel 2016 ha ridotto del 4,5% la CO <sub>2</sub> in Europa. Lo afferma lo studio di Agora Energiewende "Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016".
	24/02/2017	Sta per nascere Elettricità Futura	Annunciata da Assoelettrica la prossima fusione con assoRinnovabili al fine di rafforzare l'obiettivo di promuovere il vettore elettrico.

Mercati nazionali	10/02/2017	FER: UE dà via libera a incentivi francesi per 2.700 MW	Francia: la Commissione europea ha autorizzato oggi tre sistemi incentivanti per le rinnovabili che permetteranno di realizzare nel paese oltralpe oltre 2600 MW fotovoltaici e 60MW idroelettrici con un budget annuo di 439 milioni di euro per il solare e di 25 mln € per l'idro.
Mercati internazionali	15/02/2017	Riforma ETS, via libera del Parlamento	Approvata la proposta di direttiva ETS per il post 2020, che raddoppia dal 12 al 24% il tasso annuo di permessi che confluiranno nella "riserva di stabilità del mercato" (Smr). Saranno istituiti 3 fondi, uno di "ammodernamento" per aggiornare i sistemi energetici degli Stati membri, uno di "innovazione" per sostenere le FER, CCS e progetti di innovazione low carbon e uno per "una transizione equa" per la formazione e la rilocalizzazione della manodopera colpita dal passaggio a un'economia "decarbonizzata".
	16/02/2017	Francia, il costo dello stop del nucleare	L'operatore di rete RTE informa che la produzione a gas, idroelettrica e solare non ha compensato il crollo della produzione nucleare di 32,8TWh, quasi l'8% in meno, rispetto all'anno precedente. Il mix energetico ha visto la maggiore crescita del gas, con +60% passato al 6,6% del mix.
	16/03/2017	Gazprom, intesa sui flussi di gas in Europa	Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale europea, si chiude la procedura antitrust avviata dalla Commissione. Accusata di posizione dominante sul mercato del gas europeo, Gazprom si impegna a favorire il flusso del gas nell'Europa centrale e orientale e ad adottare "misure attive" per consentire una migliore integrazione dei mercati. L'impegno riguarda anche l'eliminazione delle restrizioni territoriali e la revisione dei prezzi.
	17/03/2017	Gas europeo, verso l'integrazione mercato	Pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale Europea i regolamenti 2017/459 e 2017/460 recanti i codici di rete sui meccanismi di allocazione della capacità (Cam) e tariffe armonizzate di trasporto (Htts).
Prezzi nazionali dell'energia	16/02/2017	GSE, rapporto annuale sulle aste ETS	Segnalato nel 2016 il disallineamento dei prezzi di carbone e gas, il primo in crescita stabile il secondo. Il Rapporto evidenzia quanto l'aumento della domanda cinese, assieme alla crisi del nucleare in Francia abbia reso il gas particolarmente competitivo.
	13/03/2017	Riforma tariffa elettrica	Il provvedimento AEEGSI prevede nuovi codici per le tariffe di distribuzione ai clienti domestici e introduce nuove voci nella Bolletta 2.0 per i clienti non domestici.
Dipendenza/ sicurezza energetica	01/03/2017	In G.U. le quote delle scorte di sicurezza di greggio	Il Decreto Mise, pubblicato nella G.U. 49 prevede che l'entità delle scorte di sicurezza di greggio e/o prodotti petroliferi per il 2017 a decorrere dal 1 aprile sia di 10.809.000 tep, 513.000 tep in meno rispetto al 2016.
	08/03/2017	Gli impegni Enel su Brindisi Sud	Presentata all'Antitrust una proposta per l'autolimitazione dei ricavi su Brindisi Sud per chiudere il contenzioso sul presunto abuso di posizione dominante in relazione agli extra-costi sul dispacciamento.



### L'energia nella stampa generalista nel corso del I trimestre 2017

Per questo numero sono stati esaminati 799 testi, presenti sulla stampa generalista nel primo trimestre del 2017, che affrontano tematiche relative al settore dell'energia.

Uno dei temi più trattati riguarda le vicende finanziarie e strategiche degli operatori del settore, particolarmente di quelli italiani. In questo ambito, nell'ultimo mese del trimestre, un'importante eco è stata attribuita al rinnovo dei vertici di tre grandi aziende italiane: Eni, Enel e Terna.

Un altro tema rilevante è stato quello dell'andamento del prezzo del petrolio nel mercato internazionale, a seguito dall'accordo sul taglio della produzione in sede OPEC: i testi esaminati hanno evidenziato la presenza di una forte incertezza relativamente alle stime future del prezzo.

Nell'ambito delle tematiche relative alle tecnologie energetiche e alle infrastrutture, una questione ampiamente considerata è stata quella concernente le difficoltà incontrate in Italia nella realizzazione del gasdotto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), legate a problemi di accettazione sociale da parte della popolazione del territorio.

Un argomento ricorrente è stato inoltre quello della mobilità, con particolare riferimento al miglioramento dell'efficienza energetica delle auto tramite l'utilizzo di nuove tecnologie, anche per la concomitanza dello svolgersi di tre eventi importanti nel trimestre considerato. Quello maggiormente citato sulla stampa è stato l'Electronic Consumer Show svoltosi a Las Vegas, che è stato soprattutto la vetrina dell'hi-tech nel settore della mobilità. A seguire, il Salone dell'auto di Detroit, nel quale le case automobilistiche hanno esposto anche i loro ultimi modelli di auto elettrica. Nel corso del terzo evento, il World Economic Forum, tenutosi a Davos, sono pure state lanciate le attività dell'Hydrogen Council, del quale fanno parte importanti case del settore auto e moto. Sempre a proposito di mobilità, nel trimestre è stato prodotto anche un cospicuo numero di articoli sull'evolversi della questione del *Dieselgate*, in particolare sulle conseguenze che questa ha per le principali case produttrici di automobili.

Costantemente trattato il problema dell'inquinamento dell'aria, per il quale sono stati messi in evidenza sia i rischi per la salute, sia l'introduzione di limiti alla circolazione delle auto in alcune città italiane. Rilievo è stato dato anche alla notizia che la Commissione Europea ha trasmesso ad alcuni Stati Membri, tra cui l'Italia, un "parere motivato" per il mancato rispetto della legislazione sull'inquinamento dell'aria, essendo stati superati i limiti di concentrazione di biossido di azoto (NO<sub>2</sub>), mentre minore attenzione è stata dedicata all'approvazione da parte del Parlamento Europeo della proposta della Commissione Europea di riduzione delle quote di emissioni di carbonio nell'ambito del sistema ETS.

Con riferimento alla politica energetica nazionale, diversi articoli si sono concentrati sulle questioni legate alla normativa degli interventi di efficienza energetica negli edifici. In particolare, un argomento di interesse è stato l'adempimento di legge per l'installazione di termovalvole associate a un sistema di contabilizzazione del calore sui singoli caloriferi degli edifici con impianto di riscaldamento centralizzato. Il decreto legge Milleproroghe (D.L. 244/2016), convertito in legge il 27 febbraio scorso, ha posticipato la scadenza di tale obbligo al 30 giugno 2017.

Di seguito vengono presentati in dettaglio i risultati delle analisi statistiche relative ai testi esaminati nel primo trimestre del 2017.

In [Figura 92](#) e [Figura 93](#) sono rispettivamente indicate la ripartizione dei testi per testata giornalistica e per collocazione di pagina all'interno delle stesse.

Per quanto attiene alle tipologie di testo utilizzate, gli "articoli" rappresentano quella più frequente con il 64% del totale, seguiti dalle "notizie" con quasi un quarto del totale dei testi, mentre tutte le altre tipologie rappresentano complessivamente circa il 14% dei testi complessivi ([Figura 94](#)).

Figura 92 – Testi esaminati per testata giornalistica

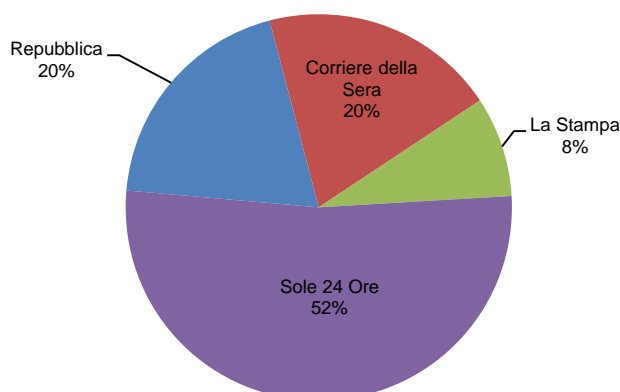
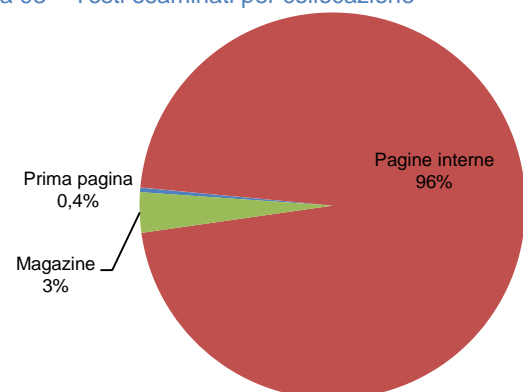


Figura 93 – Testi esaminati per collocazione



Circa il 9% dei testi presi in considerazione risulta annunciato nella prima pagina dei quattro quotidiani esaminati (Figura 95) e poco più del 5% presenta al suo interno corsi d'azione (Figura 96). Quasi la metà dei corsi d'azione sono di tipo "politico-istituzionale", poco più di un quarto di tipo "scientifico-tecnologico" e circa il 22% di tipo "economico-produttivo".

Con riferimento agli argomenti più trattati dalla stampa generalista, al primo posto continua ad esserci la categoria "operatori dell'energia" che, con più di 250 testi, rappresenta oltre il 30% del totale. A questa seguono, quasi a pari merito, le categorie "tecnologie energetiche e infrastrutture" e "impatto ambientale e sostenibilità" (Figura 97).

Il settore dell'energia più trattato nei testi esaminati è stato ancora "efficienza energetica e risparmio energetico" che con 180 testi rappresenta quasi un quarto dei testi complessivi (Figura 98), a cui seguono "petrolio e prodotti energetici" con il 20% e, praticamente a pari merito, "tutte le fonti" e "fonti fossili" con il 14%.

In particolare, i testi relativi agli "operatori dell'energia" si sono concentrati per circa un quarto su argomenti che riguardano in generale il sistema energetico ("tutte le fonti"), seguiti da quelli relativi al settore "gas" e alle "fonti fossili", entrambi con il 13%, e dalle "rinnovabili" con il 12%. (Figura 99).

Il settore dell'efficienza energetica è stato trattato nel 57% degli articoli inerenti l'ambito delle "Tecnologie energetiche" (Figura 100).

I testi che hanno avuto come oggetto temi relativi a "impatto ambientale e sostenibilità" hanno riguardato soprattutto i settori delle fonti fossili (41%), "petrolio e prodotti petroliferi" (25%) e "tutte le fonti (9%) (Figura 101).

Infine, in Figura 102 e in Figura 103 sono riportati, per singola testata giornalistica, la frequenza dei principali argomenti e quella dei singoli settori dell'energia.

Figura 94 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

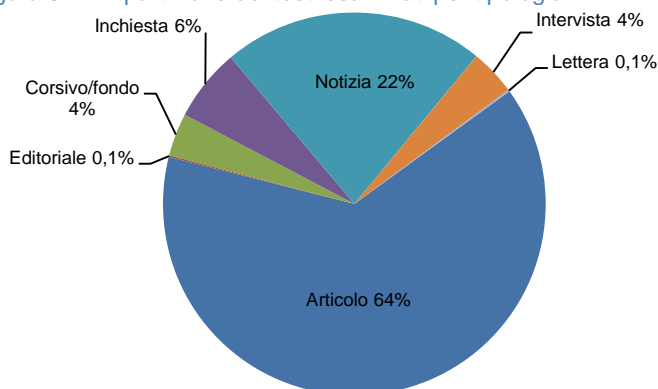


Figura 96 – Presenza di corsi d'azione per tipologia nei testi esaminati

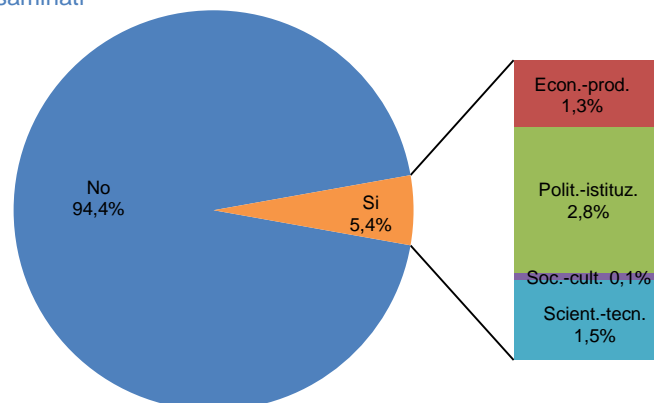


Figura 95 – Testi annunciati in prima pagina

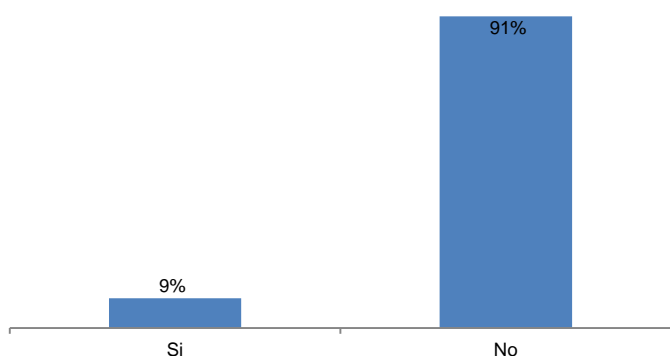


Figura 97 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

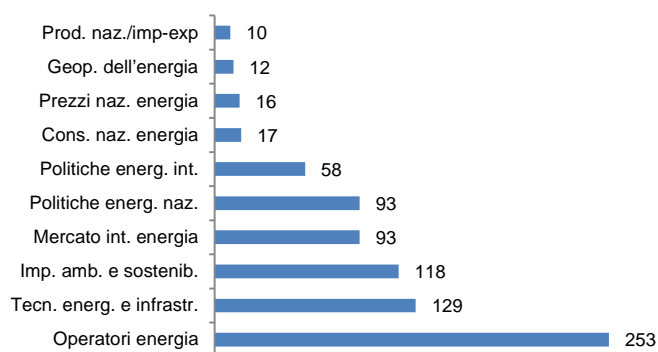


Figura 98 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

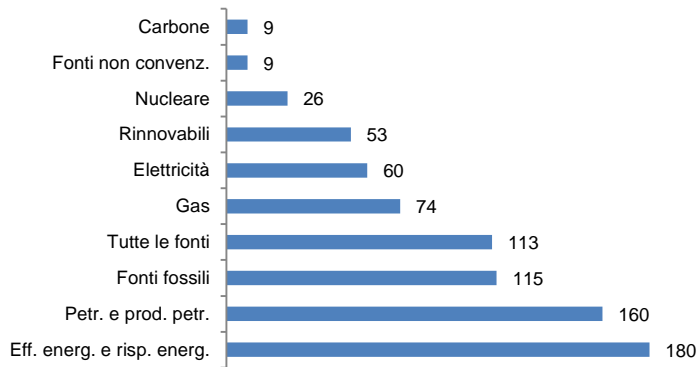


Figura 99 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

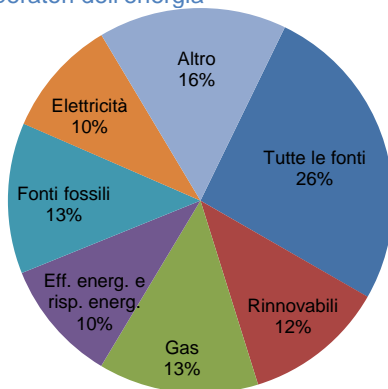


Figura 100 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Tecnologie energetiche e infrastrutture"

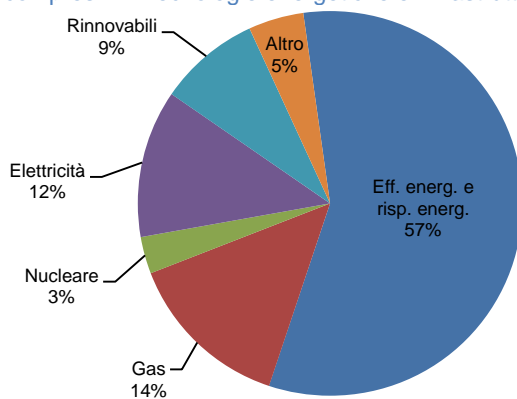


Figura 101 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Impatto ambientale e sostenibilità"

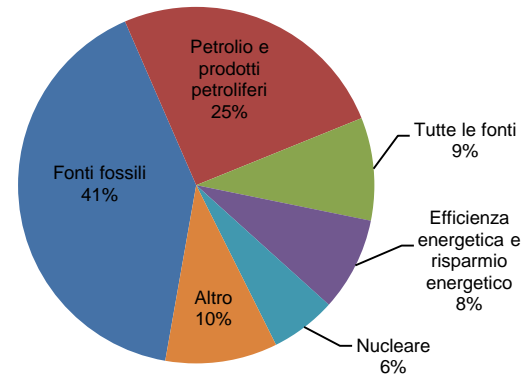


Figura 102 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

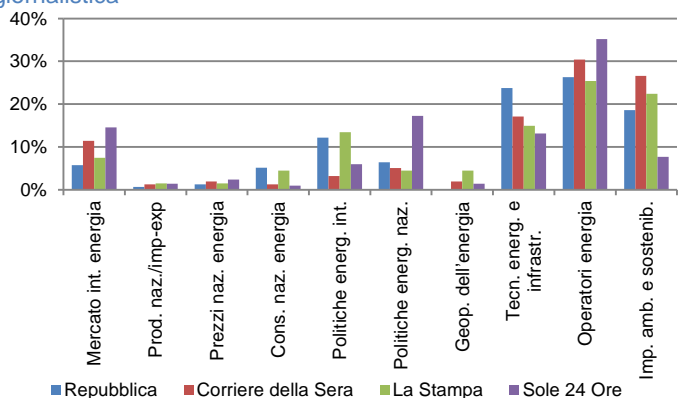
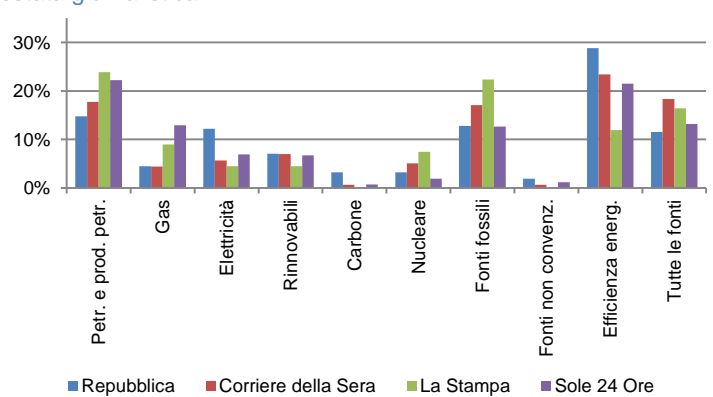


Figura 103 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica



## 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.

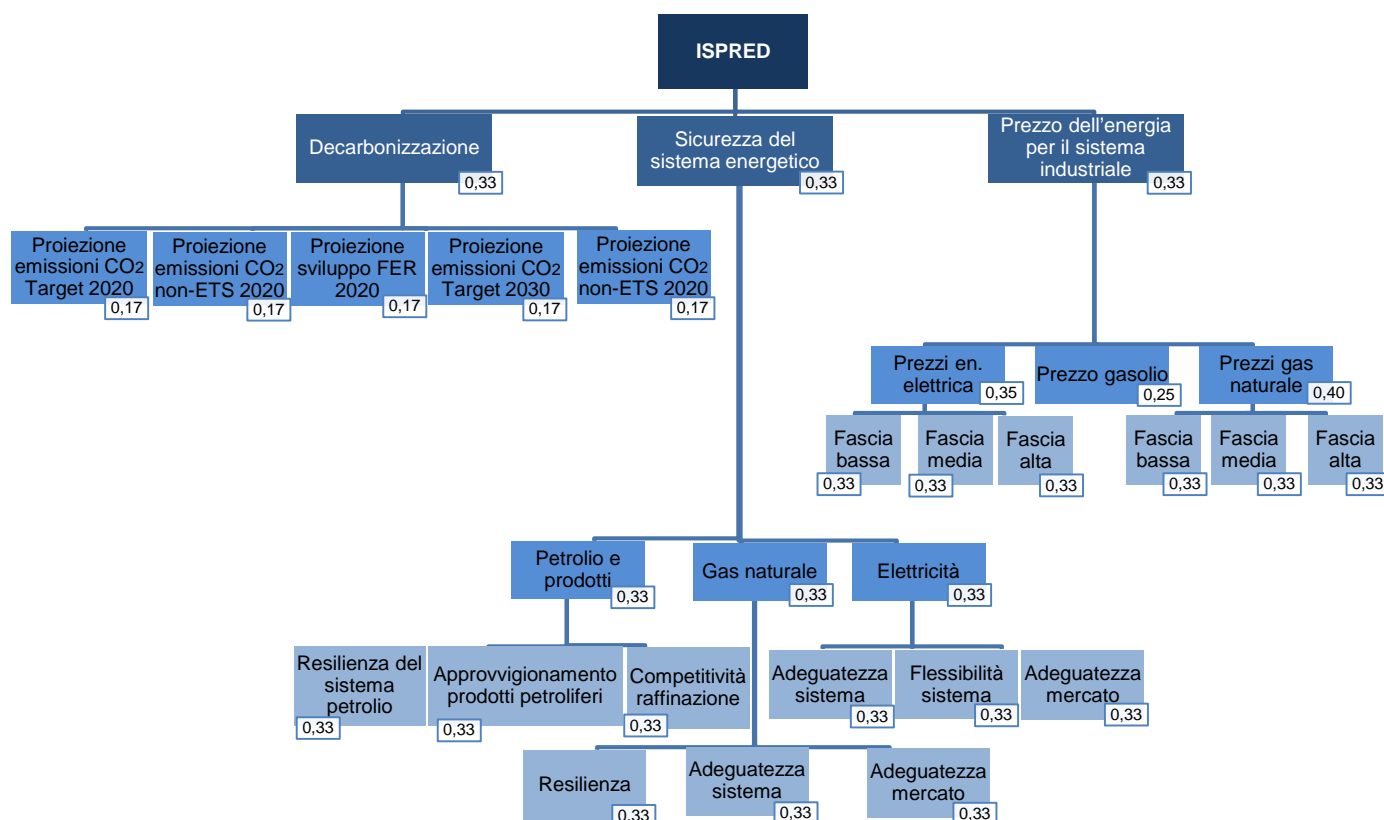
### 1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

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 discussi nel testo dell'Analisi trimestrale. Ogni indicatore trova corrispondenza nelle figure inserite nel testo (con alcune eccezioni). 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.



Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

Dimensione	Indicatore - Descrizione		n° figura
Decarbonizzazione	Proiezione emissioni totali CO <sub>2</sub> al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO <sub>2</sub> 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 CO <sub>2</sub> non-ETS al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO <sub>2</sub> 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 CO <sub>2</sub> al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO <sub>2</sub> 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 CO <sub>2</sub> non-ETS al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO <sub>2</sub> 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 B – Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

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

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

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

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

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

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

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

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 ( $p > 97\%$ ), 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://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](http://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/>

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

Fonti dati:

- Fondo Monetario Internazionale (<https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>)
- Banca Mondiale (<http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>)

**Figura 7 – Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)**  
 Per i dati riguardanti il prezzo del petrolio, vedi la nota di Figura 9. I dati sulla produzione di petrolio (fonte: [www.eia.gov](http://www.eia.gov)) sono relativi alle sette principali aree di produzione USA, che hanno contribuito al 92% della crescita della produzione interna negli anni 2011-14. 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/commmod/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/commmod/index.aspx>

**Figura 9 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sn) e annuale (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, valorizzata 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 aeorotermiche, idrotermiche e geotermiche;
- Carbone destinato ai settori di impiego finale.

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

Fonti dati:

- Bilancio mensile gas, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp>
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroli.asp>
- Bollettino petrolifero, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

**Figura 10 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA**

Fonti dati: vedi Figura 9.

**Figura 11 – 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 9.

**Figura 12 - Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e fonti di energia rinnovabile**

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

Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroli.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

**Figura 13 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)**

Fonti dati:

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

**Figura 14 – 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/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

**Figura 15 – Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)**

Fonti dei dati: MISE, Bilanci energetici nazionali, per il 2016 elaborazioni ENEA.

Figura 16 – Consumi di energia nei trasporti e traffico veicoli pesanti e leggeri su autostrade (var.% su trim prec)

Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Ispra, <http://annuario.isprambiente.it/>

Figura 17 – Consumi di energia nel settore civile e proxy gradi giorno riscaldamento (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

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.

Figura 18 – Industria: consumi finali di energia e indici della produzione industriale (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\\_INDXPRODIND\\_1](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1)

### 3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 19 – Emissioni totali di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Variazione tendenziale %)

Evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 (vedi nota di Figura 12) e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2014.

Figura 20 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ETS e ESD (variazione tendenziali %)

Le traiettorie di riduzione delle emissioni coerenti con gli obiettivi relativi al 2020 (il -15% rispetto al 2010 definito nella Strategia Energetica Nazionale del 2013) e al 2030 (ipotizzato pari a -40% rispetto al 2005) sono state costruite applicando il tasso di variazione medio annuo necessario per raggiungere i due obiettivi.

Le proiezioni al 2020 e al 2030 sono state elaborate a partire dalla scomposizione della variazione delle emissioni nelle cinque componenti dell'identità di Kaya (v. nota di Figura 31). Le proiezioni sono costruite sull'ipotesi che popolazione, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili continuino a crescere al tasso medio annuo registrato negli ultimi cinque anni (Proiezione – ipotesi Trend 2011-2016) oppure negli ultimi tre anni (Proiezione – ipotesi Trend 2013-2016), mentre per il PIL si è ipotizzata una crescita media positiva, pari allo 0,5% medio annuo.

Fonti dati: vedi Figura 25.

Figura 21 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

La suddivisione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 22 – Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia e suoi driver (2005=100)

La variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

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

La formula lega le emissioni annue di CO<sub>2</sub> all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO<sub>2</sub>/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

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

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti di Kaya.



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

$$CO_2 = POP \times PIL/POP \times Energia/PIL \times Fossili/Energia \times CO_2/Fossili$$

La Figura 22 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2005.

#### Figura 23 – CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO<sub>2</sub>/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 (vedi nota Figura 12).

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 24 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori ESD

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 4).

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 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO<sub>2</sub> dei nuovi 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>

#### Figura 26 – Parco auto per direttive di emissione

- <http://www.unrae.it/dati-statistici/circolante/3813/parco-circolante-al-31122016>

### 4. Sicurezza del sistema energetico

#### Figura 27 – 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.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_102m&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en) )

#### Figura 28 – Produzione interna di greggio (kt)

Produzione primaria di greggio. Base dati trimestrale.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat ([http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_102m&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en))

#### Figura 29 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Sono stati aggregati i dati riferiti alle importazioni di greggio per l'Italia e l'Europa OCSE, i valori sono espressi come percentuale sul totale di greggio importato.

Fonti dati: IEA, Oil, gas, coal and electricity - Quarterly statistics.

#### Figura 30 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en))

#### Figura 31 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali (asse sn) e proiezioni ENEA (asse dx)

Fonti dati: <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroli.asp> per i dati storici, elaborazioni ENEA per le proiezioni.

Le proiezioni sono state elaborate mediante un modello TIMES del sistema energetico italiano. Il TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) è un "generatore di modelli" di sistemi energetici locali, nazionali o multi-regionali sviluppato dall'Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), *implementing agreement* dell'International Energy Agency (ampia documentazione disponibile su <http://iea-etsap.org/>). I modelli TIMES sono modelli di ottimizzazione basata sui costi, in quanto identificano l'evoluzione di minimo costo del sistema che soddisfa un insieme di domande di servizi energetici, dati un insieme di ipotesi e vincoli. Sono definiti modelli *bottom-up* in quanto ricostruiscono il funzionamento di un sistema energetico a partire da una descrizione delle caratteristiche tecnico-economiche (in primis costi ed efficienza) delle principali tecnologie che lo compongono. Il modello TIMES utilizzato per le proiezioni incluse nell'Analisi Trimestrale rappresenta l'intero sistema energetico italiano, dalla estrazione e importazione delle risorse alla trasformazione dell'energia primaria fino all'uso dei diversi vettori energetici nelle tecnologie di uso finale. Il modello è "calibrato" per tutto il periodo 2006-2014, cioè la soluzione del programma di ottimizzazione riproduce in modo soddisfacente l'evoluzione dell'equilibrio del sistema energetico italiano in quegli anni. Alcune caratteristiche principali del modello utilizzato sono riportate nella Tabella D.

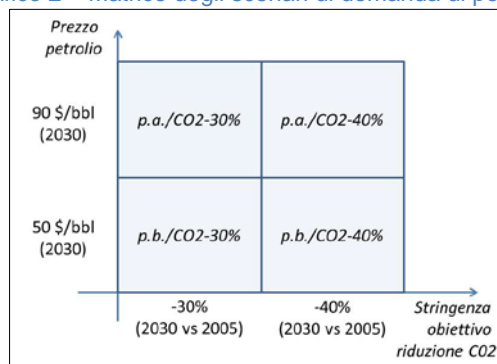
Tabella D – Caratteristiche principali del modello TIMES utilizzato per le proiezioni dei consumi energetici

CARATTERIZZAZIONE SETTORI	Agricoltura	Una domanda di servizio energetico
	Industria	Domande di servizi energetici dei settori energy-intensive (minerali non ferrosi, siderurgia, chimica, carta, minerali non metalliferi), più "altri settori"
	Residenziale	Domande: riscaldamento ambienti, raffrescamento, acqua calda sanitaria, frigo, lavaggio biancheria, usi cucina, illuminazione, altri servizi elettrici
	Terziario	Domande di: riscaldamento ambienti, raffrescamento, acqua calda sanitaria, refrigerazione, usi cucina, illuminazione, altri servizi elettrici
	Trasporti	Sette tipologie di domanda per il trasporto passeggeri e sette per il trasporto merci, differenziate per mezzo utilizzato (automobili, camion, autobus, treno, aereo) e nel caso delle automobili e dei camion anche per tipologia e dimensione del mezzo.
	Settore elettrico	Riproduzione della produzione di energia elettrica per fonte e tipologia nel periodo 2006-2014
NUOVE TECNOLOGICHE ENERGETICHE	Settori uso finale	Soft-link con un modello del mercato elettrico italiano contenente una rappresentazione di tutti gli impianti italiani > 10 MW
	Settore elettrico	Evoluzione futura delle caratteristiche tecnico-economiche delle nuove tecnologie nei diversi settori di uso finale (alcune centinaia di tecnologie, descrizione dettagliata disponibile su richiesta)
ORIZZONTE DELLE PROIEZIONI	Settore elettrico	Evoluzione futura delle caratteristiche tecnico-economiche dei nuovi impianti di generazione elettrica (alcune decine di tecnologie, descrizione dettagliata disponibile su richiesta)
	Orizzonte temporale	Medio periodo, cioè 10-15 anni da oggi
	Granularità	Il modello proietta l'evoluzione del sistema con passi di 4 anni, per cui fornisce proiezioni relative agli anni 2018, 2022, 2026, 2030.

Le caratteristiche dei modelli TIMES li rendono poco adatti per definire quale possa essere l'evoluzione più probabile del sistema energetico di interesse. Essi sono invece di notevole utilità come strumenti per l'esplorazione di possibili evoluzioni alternative del sistema energetico, sulla base di *scenari alternativi*. A differenza delle previsioni gli scenari non presuppongono infatti la conoscenza in anticipo dell'evoluzione delle principali variabili guida del sistema, ma consistono di un insieme di ipotesi coerenti circa le future traiettorie di queste variabili guida. Nell'Analisi Trimestrale il modello TIMES è utilizzato esclusivamente per *esplorare* gli effetti che ipotesi diverse su variabili di particolare interesse possono avere sull'evoluzione del sistema energetico italiano, e per valutare la plausibilità di diverse traiettorie e le loro caratteristiche peculiari (in particolare, gli scenari sono stati elaborati per valutare possibilità e caratteristiche di una traiettoria di crescita dei consumi nel medio periodo sotto ipotesi diverse riguardo alle politiche climatiche). Ogni proiezione del sistema ha dunque valore solo se confrontata con la proiezione contrastante derivante da ipotesi diverse sullo stesso ridotto numero di variabili. Il modello non è utilizzato per produrre proiezioni più probabili di altre o di riferimento.

In TIMES, uno scenario consiste di ipotesi relative a quattro tipi di: evoluzione della domanda di servizi energetici; evoluzione del potenziale e del costo delle risorse energetiche disponibili, sia interne al sistema sotto studio sia esterne ad esse (risorse importate); evoluzione delle politiche energetiche e ambientali; descrizione delle caratteristiche tecnico-economiche delle nuove tecnologie energetiche e della loro evoluzione futura. Gli scenari sono stati costruiti a partire da una matrice basata sulle due dimensioni che sembrano di maggiore rilevanza per l'evoluzione del sistema nell'orizzonte temporale dell'analisi (10 anni), il prezzo del petrolio e la stringenza delle politiche climatiche (vedi Grafico 2).

Grafico 2 – Matrice degli scenari di domanda di petrolio



Legenda: p.a.: prezzi alti; p.b.: prezzi bassi

Figura 32 – 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 33 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

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

Figura 34 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

Rappresenta un indicatore del bilanciamento tra la produzione ed il consumo interno di gasolio per l'Italia ed altre realtà UE. I dati in ingresso sono l'output dalle raffinerie e il consumo interno osservato.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_102m&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 35 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 36 – 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 37 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

Il dato sulla percentuale di utilizzo degli impianti è stato elaborato sulla base dei dati mensili forniti dalla IEA:

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

Figura 38 – Domanda trimestrale di gas naturale (MSm3)

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

Figura 39 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm3)

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

[http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

Figura 40 – Picco di domanda giornaliera di gas naturale – dati storici e scenari ENTSO-G di massima domanda (MSm<sup>3</sup>)

Fonti dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, [http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)
- ENTSO-G, Ten-Year Network Development Plan 2017

Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm3)

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

[http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

Figura 42 – Immissioni di gas naturale per punto entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm3)

Fonte dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, [http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

Figura 43 – Importazioni di gas da Russia e Nord Europa (asse sn) e spread tra prezzo del gas russo e prezzo al TTF (asse dx)

Fonti dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, [http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegass.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/commmod/index.aspx>

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

Fonte dati: Sandbag and Agora Energiewende, The Energy Transition in the Power Sector in Europe,

<https://sandbag.org.uk/project/energy-transition-2016/>

Figura 45 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati (TWh)

La fonte dei dati è [https://www.leba.org.uk/pages/?page\\_id=59](https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59)

Figura 46 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>.

Figura 47 – Scatterplot: spread fra prezzo giornaliero del gas naturale sul Mercato Infragiornaliero italiano e PEG (€/MWh, asse x) e percentuale di utilizzo del gasdotto Transigaz (asse y) – 01/10/2016-28/04/2017

Fonti dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, [http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegass.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)
- Dati storici mercati gas: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStoriciGas.aspx>

Figura 48 – Indice di flessibilità residua

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

Fonte dei dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

Figura 49 – Tasso di utilizzo dei punti di entrata nella rete nazionale

Il tasso di utilizzo di ogni punto di entrata nella rete nazionale è calcolato come rapporto tra la quantità giornaliera in ingresso e la sua capacità tecnica.

Fonte dei dati: Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

Figura 50 – Indice N-1 e copertura domanda alla punta nell'ipotesi di offerta massima come a gennaio 2017 (MSm<sup>3</sup>/giorno)

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<sub>max</sub> = Domanda giornaliera totale di gas in un giorno di domanda eccezionale (massimo ventennale)
- EP<sub>m</sub> = Technical capacity of entry points other than production, LNG and storage
- P<sub>m</sub> = Massima capacità di produzione giornaliera interna
- S<sub>m</sub> = massima capacità di erogazione giornaliera dagli stoccaggi
- LNG<sub>m</sub> = Massima capacità di importazione dai terminali di liquefazione
- I<sub>m</sub> = Capacità tecnica della maggiore infrastruttura di importazione

L'indicatore della copertura della domanda alla punta a fine inverno misura la capacità di tutti i punti di ingresso di coprire la domanda giornaliera totale di gas in un giorno di domanda eccezionale (massimo ventennale) che si presenti a fine inverno, quando la capacità di erogazione dagli stoccaggi è inferiore alla capacità massima.

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

Figura 51 – Domanda annuale di gas in diversi scenari

Fonti dei dati:

- ENTSO-G, Ten-Year Network Development Plan 2017
- Strategia Energetica Nazionale 2017. Documento di consultazione, 12 Giugno 2017
- Snam Rete Gas, Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2016-2025

Figura 52 – 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 53 – Punta di domanda in potenza

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 54 – 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 55 – Diagramma di copertura del fabbisogno orario e prezzi sulla borsa elettrica - Gennaio 2016 e Gennaio 2017

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*.
- GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 56 – Import dalla Francia e margine di riserva (MW, asse sn), prezzi orari (€/MWh, asse dx) - zona Nord

Fonti dei dati:

- GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>
- Stima ENEA della capacità di generazione elettrica in eccesso (vedi nota di Figura 58)

Figura 57 – Import giornaliero dalla Francia (MWh, asse sn), margine di riserva minimo giornaliero (MW, asse sn), costo totale del dispacciamento - (k€, asse dx) - zona Nord

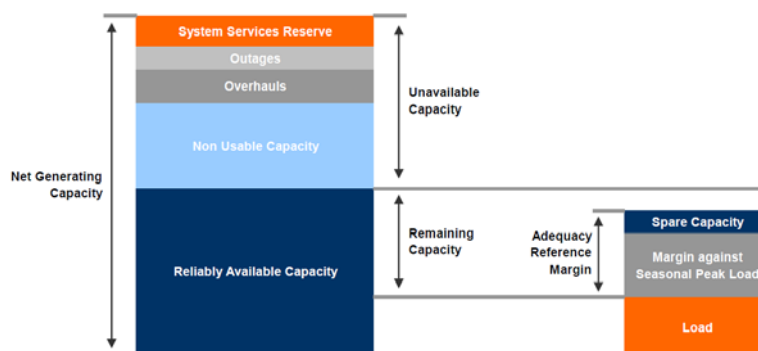
- GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>
- Stima ENEA della capacità di generazione elettrica in eccesso (vedi nota di Figura 58)
- Terna, Costo totale servizi dispacciamento zonale orario (Euro)



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 3).

Grafico 3 – 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 – Minimo orario di capacità di generazione elettrica in eccesso – Simulazione relativa al III trimestre 2017, ipotesi di alta domanda e bassa produzione da FRNP (%)

La figura riporta per ogni giorno dell'anno il valore minimo raggiunto dalla capacità di generazione elettrica in eccesso nella zona Nord. In particolare i giorni evidenziati in colore rosso sono i giorni nei quali l'eccesso di capacità è stato inferiore ai 2 GW.

Per il calcolo della capacità di generazione elettrica in eccesso vedi la nota di Figura 62.

Figura 60 – Evoluzione della componente di approvvigionamento risorse del corrispettivo uplift (€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 61 – Massima penetrazione delle FRNP (%)

L'indice di penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili 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 =  $\text{Max } (W_i + S_i) / L_i \text{ for } i=1,2,3,\dots,8760$

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 62 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima penetrazione di FRNP (MW)

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 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda**

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 alla 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.

**Figura 64 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona S**

Il RES Curtailment Risk (RCR) stima il rischio di dover ricorrere al curtailment delle fonti energetiche intermittenti, mediante la percentuale di ore dell'anno in cui la domanda residua è negativa. L'indice è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)*. Per ogni ora dell'anno l'indice è calcolato come segue:

- $RCR - RES \text{ Curtailment Risk} = \text{Probability for RES curtailment in the power system} = (\text{number of hours in the year with } P_{\text{resid}} < 0) / (\text{total number of hours in the year})$ .

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 FER: Terna, *Ex post data on the actual generation*

**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 nella fascia 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 per Italia e zona Sud (€/MWh)**

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

## 5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

**Figura 68 - Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: 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 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 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: 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 70 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: 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 71 – Componenti del prezzo dell'energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumi tra 20-2.000 MWh

I dati sulle componenti di prezzo dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei provengono dal database Eurostat ([Electricity prices components for industrial consumers - annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considerano i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. I dati sono disponibili solo per il secondo semestre di ogni anno. 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.

#### Figura 72 – 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 deducibili 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 deducibili" ( $P_{\text{rec}}$ ) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" ( $P_{\text{net}}$ ). La quota di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili corrisponde quindi a:

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

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

#### Figura 73 – 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 valore percentuale è stato calcolato secondo la metodologia utilizzata per la Figura 71.

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

Vedi metodologia di Figura 68.

#### Figura 75 – 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 76 – 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 77 – 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 78 – 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 79 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte, consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sn €/GJ, asse dx €/MWh)**

La figura mette a confronto il costo all'ingrosso della materia prima e i prezzi al consumatore finale industriale di gas in Italia e nei principali Paesi europei. I dati trimestrali 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 - 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 definitiva 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. I dati trimestrali e semestrali sono stati calcolati come media semplice dei dati mensili per gli anni 2012-2016. 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 80 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte, consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione I semestre 2016/ II semestre 2016 (%)**

Il confronto europeo sulle variazioni percentuali (primo semestre 2016 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 Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)).

**Figura 81 – Prezzo del 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 Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera 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 -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 definitiva come 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 82 – Prezzo del 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 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 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 definitiva 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. 80) 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 83 – 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. 80) 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 84 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - II semestre 2016**

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 secondo semestre 2016.

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 “ ( $P_{ded}$ ) e il “Prezzo al netto di tutte le tasse e oneri” ( $P_{net}$ ). La quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(P_{ded} - P_{net}) / P_{tot} * 100$$

dove  $P_{tot}$  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 85 – 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 relativa al secondo trimestre 2016 e corrispondente trimestre 2017 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 Sm<sup>3</sup>/anno.

#### Figura 86 – 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.

#### Figura 87 - Manifatturiero energy intensive - Rapporto percentuale tra costi intermedi di tipo energetico e costi intermedi complessivi

Le elaborazioni sono ricavate dalle tavole delle interdipendenze settoriali messe a disposizione sul sito WIOD (*World Input-Output Database*) alla pagina <http://www.wiod.org>. Il progetto WIOD si iscrive nell'ambito del 7° Programma Quadro della Commissione Europea, Tema 8: Scienze socio-economiche ed umane. L'elemento peculiare di questi dati è la disponibilità di tavole delle risorse e degli impieghi armonizzate per ben 43 paesi, in serie storica dal 2000 al 2014, per una copertura a 56 settori produttivi secondo la classificazione ISIC Rev. 4. La figura 87 riporta per il solo comparto energy intensive il rapporto percentuale tra la spesa per l'acquisto di beni intermedi che provengono da questi tre settori e la spesa per l'acquisto di tutti beni intermedi. Per la definizione del comparto energy intensive si è fatto riferimento alla letteratura più recente (vedi ad esempio il rapporto EU energy trends and macroeconomic performance, European Commission, Feb 2017), che considera energivore le industrie del legno (mobili esclusa), della carta, della lavorazione di minerali e quella dei metalli, e la chimica.

Fonte: <http://www.wiod.org>

Per maggiori dettagli sulla costruzione del database WIOD: Timmer, M. P., Dietzenbacher, E., Los, B., Stehrer, R. and de Vries, G. J. (2015), *An Illustrated User Guide to the World Input-Output Database: the Case of Global Automotive Production*, Review of International Economics., 23: 575–605.

#### Figura 88 - Manifatturiero energy intensive - Dinamica del rapporto tra costi intermedi di tipo energetico e costi intermedi complessivi (2000=100)

Fonte: <http://www.wiod.org>.

#### Figura 89 – Manifatturiero energy intensive - Dinamica dei principali indicatori nel confronto tra Italia e Germania (2000=100)

Fonte: <http://stats.oecd.org/> - *Structural Analysis (STAN) Databases*.

#### Figura 90 – Intero comparto manifatturiero. Valori dell'incidenza percentuale dei costi intermedi di tipo energetico sul totale dei costi intermedi nell'UE28

Valori dell'incidenza percentuale dei costi intermedi di tipo energetico sul totale dei costi intermedi nell'UE28.

Il dato si riferisce al comparto manifatturiero propriamente detto, codificato con la lettera 'C' nella classificazione ISIC.

Fonte: <http://www.wiod.org>.

#### Figura 91 – Settori di specializzazione italiana - Rapporto percentuale tra costi intermedi di tipo energetico e costi intermedi complessivi

I settori di specializzazione italiana considerati sono quelli dell'industria alimentare, bevande e tabacco; prodotti in metallo; meccanica.

Fonte: <http://www.wiod.org>

## 6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Questo capitolo è volto a monitorare la trattazione delle tematiche oggetto della presente Analisi da parte della stampa generalista. Le elaborazioni presentate riguardano esclusivamente i pezzi che trattano di argomenti relativi al settore dell'energia, pubblicati nel trimestre di riferimento sulle quattro principali testate giornalistiche nazionali (*Il Sole 24 Ore*, *Corriere della Sera*, *La Repubblica*, *La Stampa*). Per ciascun articolo considerato sono stati rilevate le seguenti informazioni:

- Quotidiano contenente il pezzo
- Collocazione del pezzo
- Annuncio del pezzo in prima pagina

- Tipo di testo
- Principale tema trattato
- Principale settore dell'energia trattato
- Presenza di corsi d'azione
- Tipologia del corso d'azione (se presente).

### Figura 92 – Testi esaminati per testata giornalistica

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

### Figura 93 – 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 94 – 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 95 – 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 96 – Presenza di corsi d'azione per tipologia nei testi esaminati

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla presenza o meno di corsi d'azione nel testo. Per tutti i testi in cui vi è la presenza di almeno un corso d'azione, la figura indica anche la ripartizione in percentuale per tipologia di corso d'azione.

### Figura 97 – 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 98 – 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 99 – 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 100 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Tecnologie energetiche e infrastrutture"

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 101 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Impatto ambientale e sostenibilità"

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 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 103 – 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.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

[www.enea.it](http://www.enea.it)

Giugno 2017