



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

Unità Studi e Strategie

Analisi trimestrale del Sistema Energetico Italiano

I° trimestre 2016

N. 0/2016



A cura di Francesco Gracceva

Autori: Francesco Gracceva*, Bruno Baldissara, Andrea Fidanza, Elena De Luca, Paola Del Nero, Umberto Ciorba, Laura Gaetana Giuffrida, Bruna Felici, Marco Rao

- Cap. 1: F. Gracceva, B. Baldissara, E. De Luca, A. Fidanza
- Cap. 2: B. Baldissara, M. Rao, F. Gracceva
- Cap. 3: B. Baldissara e F. Gracceva
- Cap. 4: E. De Luca, U. Ciorba, B. Baldissara, F. Gracceva
- Cap. 5: A. Fidanza, L. G. Giuffrida, F. Gracceva
- Cap. 6: P. Del Nero, A. Fidanza, B. Felici

*autore corrispondente: francesco.gracceva@enea.it

Introduzione

L'Unione Europea ha stabilito per il 2020, 2030 e 2050 degli obiettivi per la sicurezza energetica, la competitività e la sostenibilità all'interno di una coerente strategia di lungo termine. Lo strumento chiave per raggiungere questi obiettivi è la Energy Union, insieme con la Energy Security Strategy e il Policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. La Energy Union consiste di cinque dimensioni mutualmente interconnesse: secure supplies through more solidarity (ES); free flow of energy within the internal energy market (IEM); energy efficiency (EE); transition to a low-carbon energy system (LC); research and innovation in energy (R&I). Tutte queste politiche e i relativi obiettivi possono interagire in modi molteplici e complessi, influenzando ogni aspetto del sistema energetico europeo e nazionale, ma i possibili trade-off tra i differenti obiettivi di policy sono stati finora spesso sottovalutati, anche a causa della difficoltà di un approccio metodologico rigoroso in grado di produrre valutazioni accurate ed esaurienti su un tale insieme di questioni interdipendenti.

Il sistema energetico italiano si trova in una fase di transizione caratterizzata da un ampio spettro di sfide e potenziali criticità, che richiedono valutazioni rigorose. Dati e numeri sul settore energetico italiano sono però frammentari e disomogenei, in quanto prodotti da soggetti diversi. Inoltre le analisi periodiche esistenti sono prodotte da entità non indipendenti e si caratterizzano per una accessibilità limitata o condizionata.

Questo documento, elaborato all'interno della Unità Studi e Strategie dell'ENEA, presenta i risultati di una attività sistematica di monitoraggio e analisi del sistema energetico italiano, caratterizzata da:

- tempestività;
- trasparenza riguardo alle fonti e alle metodologie utilizzate;
- accessibilità dei dati e delle elaborazioni;
- approccio sistemico rispetto alla multidimensionalità della politica energetica e ai possibili trade-off;
- rappresentazione sintetica della complessità del sistema energetico.

Poiché un'attività di monitoraggio e analisi della transizione dei rispettivi sistemi energetici è prevista come obbligatoria per tutti gli Stati membri a partire dal 2017, questo documento ambisce anche a rappresentare uno strumento in grado di fornire un contributo informativo utile agli operatori, ai ricercatori, ai decisori e al mondo dell'industria.

Per rispecchiare i diversi aspetti delle questioni energetiche il documento si compone di sei sezioni:

- il capitolo 1 sintetizza la complessità dell'analisi mediante un Indice Sintetico della Transizione Energetica, che include le più significative elaborazioni dei dati riguardanti i tre aspetti del trilemma energetico, la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e il costo dell'energia e i suoi effetti sulla competitività del sistema.
- il capitolo 2 offre un quadro di sintesi dei consumi di energia;
- il capitolo 3 affronta il tema della decarbonizzazione del sistema energetico;
- il capitolo 4 affronta la questione della sicurezza energetica a partire da una caratterizzazione che evidenzia la peculiare multidimensionalità del tema, per ciascuno dei tre settori analizzati (petrolio e raffinazione, gas naturale e sistema elettrico);
- il capitolo 5 rappresenta un'analisi dei costi dell'energia, che possono avere implicazioni di rilievo per la competitività del sistema economico del Paese;
- il capitolo 6 fornisce una misura della trattazione delle tematiche legate all'energia nella stampa specialistica e generalista.

La nota metodologica che conclude il documento contiene una descrizione dettagliata di tutte le variabili analizzate nel testo e nelle figure, la metodologia utilizzata per le elaborazioni, le fonti di dati utilizzate. Per una maggiore agilità della trattazione si è scelto di non includere queste informazioni nel testo, ma la nota metodologica ne costituisce parte integrante.

Questa prima edizione è un "numero zero", dunque suscettibile di revisioni volte a incrementare la completezza e l'efficacia dell'analisi. La pubblicazione avrà cadenza trimestrale.

Sommario

1	Indice Sintetico della Transizione Energetica	5
2	Quadro di sintesi dei consumi di energia	7
	2.1 Variabili guida del sistema energetico	7
	2.2 L'andamento dei consumi energetici	8
3	Decarbonizzazione del sistema energetico	11
4	Sicurezza del sistema energetico	13
	4.1 Adeguatezza del sistema petrolifero	13
	4.2 Adeguatezza del sistema gas	16
	4.3 Adeguatezza del sistema elettrico	18
5	Costo dell'energia e competitività del sistema	21
	5.1 Prezzi dell'energia elettrica	21
	5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	24
	5.3 Prezzi del gas	25
6	I fatti dell'energia nella comunicazione	27
	<i>Indice delle Figure</i>	31
	<i>Nota metodologica</i>	33

1 Indice Sintetico della Transizione Energetica

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali componenti della politica energetica (c.d. trilemma energetico), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un Indice Sintetico della Transizione Energetica (vedi nota metodologica). L'indice è costituito dalla combinazione di un insieme di

indicatori riconducibili alle tre dimensioni suddette, che sono analizzate nei capitoli 3, 4 e 5 del documento. L'indice varia tra un valore minimo pari a 0 (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). Il periodo di riferimento è il quinquennio 2011-2015.

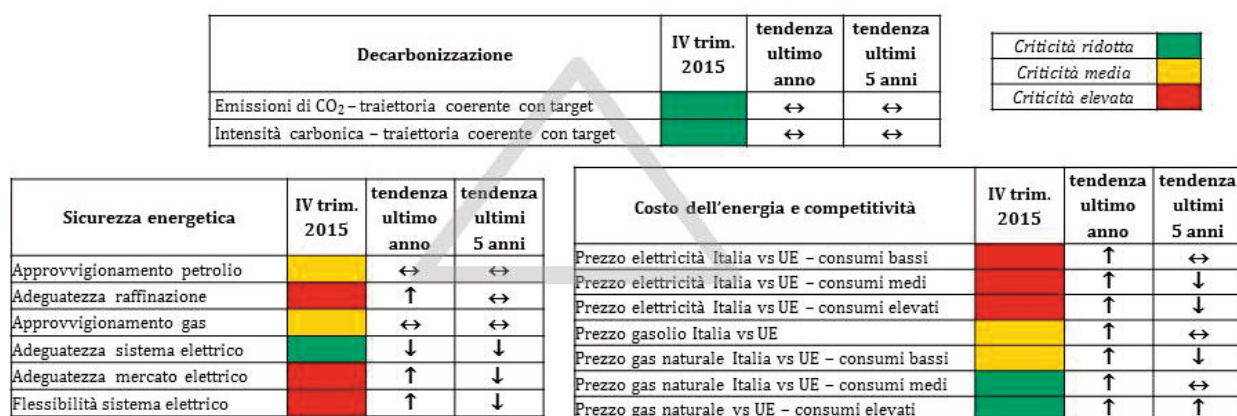


Figura 1 – Le tre dimensioni della politica energetica: stato attuale e tendenze di breve e medio periodo

La Figura 1 illustra le componenti selezionate per analizzare l'evoluzione nel tempo delle tre dimensioni della politica energetica e fornisce una valutazione sintetica delle criticità attuali e delle tendenze di breve e di medio periodo, sulla base del valore degli indicatori utilizzati per ciascuna componente. Dalla figura emerge che la situazione attuale della transizione energetica italiana può essere considerata soddisfacente riguardo alla traiettoria di decarbonizzazione, sebbene con la necessità di alcune precisazioni (vedi cap. 3), mentre presenta significative criticità riguardo ai due aspetti della

sicurezza energetica e del costo dell'energia, con particolare riferimento alla raffinazione, al sistema elettrico e ai prezzi dell'energia elettrica.

La Figura 2 mette in relazione la percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione con i valori dell'indice ottenuti per competitività e sicurezza. Nel 2011 era stato raggiunto il 69% dell'obiettivo, già nel 2012 l'obiettivo era stato superato, e a fine 2015 la riduzione delle emissioni di CO₂ è risultata del 34% maggiore rispetto alla traiettoria coerente con il target 2020 (sebbene in peggioramento rispetto al 2014).

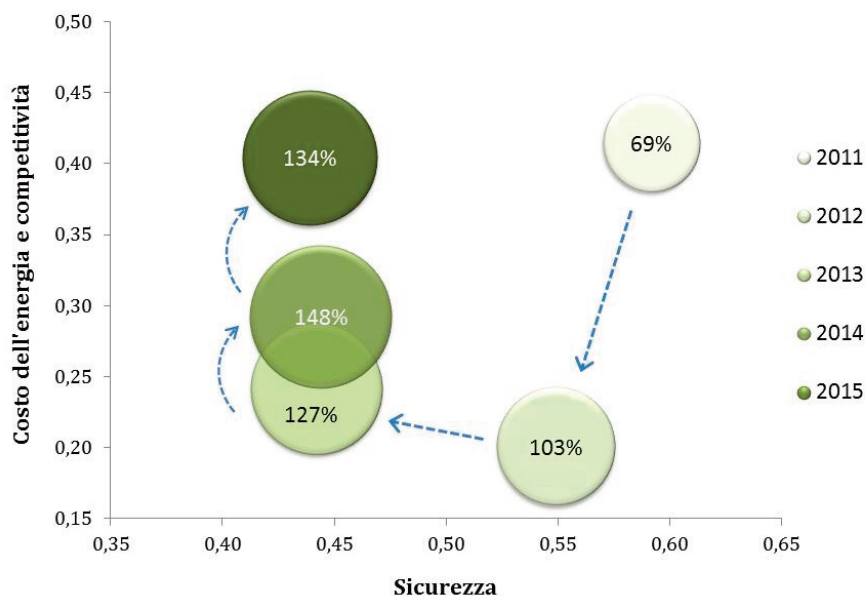


Figura 2 – Il percorso di decarbonizzazione del sistema rispetto alle due dimensioni della sicurezza e del costo dell'energia

A fronte di questa traiettoria di decarbonizzazione, si è però verificato fino al 2013 un peggioramento su entrambi gli altri fronti della politica energetica. Infatti, gli indici relativi a sicurezza e competitività, a fine 2015, si attestano su valori associabili a una situazione di elevata criticità. In breve:

- Il periodo considerato, con l'eccezione del 2015, è stato caratterizzato da una traiettoria di decarbonizzazione molto spinta, con il raggiungimento in grande anticipo degli obiettivi di riduzione di CO₂ per il 2020 (sebbene dovuto in misura rilevante agli effetti della crisi economica, vedi cap. 3).
- Sul fronte della sicurezza, negli anni 2011-2013 ha pesato molto negativamente il peggioramento dell'adeguatezza del sistema e del mercato elettrico (vedi cap. 4.3), mentre i settori del gas naturale, del petrolio e della raffinazione hanno mantenuto livelli di criticità costanti. L'ultimo anno mostra invece un lieve, forse temporaneo, miglioramento per la raffinazione.
- La dimensione del costo dell'energia e dei suoi effetti

sulla competitività del sistema produttivo ha avuto un andamento ambivalente nei cinque anni considerati. In una prima fase si è avuto un significativo peggioramento, legato a un progressivo disallineamento tra i prezzi italiani e quelli medi europei. A partire dal 2013 si è invece assistito a un leggero miglioramento.

Complessivamente l'Indice Sintetico per la Transizione Energetica mostra un progressivo peggioramento tra il 2011 e il 2013, seguito prima da una fase di stabilizzazione e poi da un leggero miglioramento, in particolare nel corso del 2015 (Figura 3). A partire dai valori relativamente elevati prima del 2011 nel triennio 2011-2013 l'indice ha registrato variazioni medie annue tendenziali fortemente negative, che lo hanno portato agli attuali valori, di poco superiori a 0,5 (soglia identificabile come discriminante tra area positiva e area "critica"). Nell'ultimo anno, la risalita dell'indice ha coinciso con un leggero miglioramento sul fronte del differenziale tra i prezzi dell'energia in Italia e quelli medi europei.

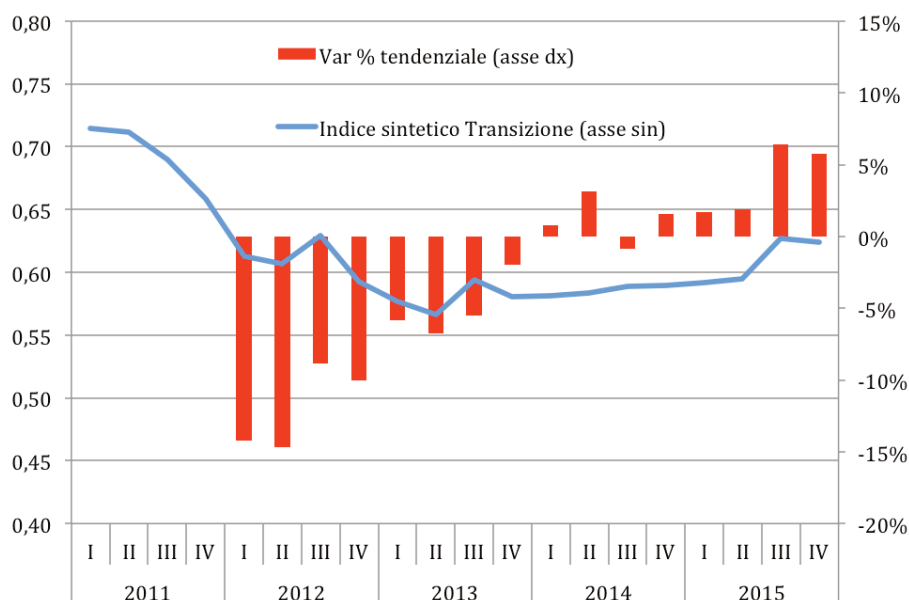


Figura 3 – Indice sintetico della transizione energetica

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Dall'inizio del 2015 le variabili guida del sistema energetico spingono verso una crescita dei consumi

Al fine di ottenere una valutazione sintetica dell'andamento di alcune variabili di rilievo per l'andamento dei consumi di energia è stato formulato un indice che combina alcune di queste variabili (di seguito superindice dei consumi). Il superindice presenta un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria, 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. Nel corso del 2015 il superindice mostra come le variabili guida dei consumi di energia abbiano esercitato una moderata spinta verso una ripresa dei consumi (Figura 4):

- secondo le stime ISTAT nel 2015 il PIL è aumentato dello 0,8% su base annua rispetto al 2014 (Figura 5);
- la produzione industriale dei beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, è invece diminuita dello 0,2%, mentre la produzione dell'intera industria (escluse le costruzioni) è aumentata dell'1,8%; da inizio 2015 la produzione industriale è dunque divenuta meno energy intensive (Figura 5);
- una spinta rilevante all'aumento dei consumi di energia è venuta dal clima: sia il I sia il IV trimestre 2015 sono stati più rigidi dei corrispondenti trimestri del 2014 (Figura 5);
- la forte diminuzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale (Figura 6 e Figura 7) ha contribuito a determinare un contesto favorevole alla crescita dei consumi di energia.

I primi dati del 2016 e le prospettive di breve periodo sembrano indicare una sostanziale continuazione di queste tendenze:

- nel I trimestre 2016 il PIL (corretto per gli effetti di calendario e destagionalizzato) è aumentato dello 0,3% rispetto al trimestre precedente e dell'1,0% rispetto al primo trimestre del 2015; per l'intero 2016 l'ISTAT prevede una crescita dell'1,1%;
- il I trimestre 2016 mostra una ripresa della produzione dei beni intermedi (+1,3% sul I trimestre 2015), insieme alla continuazione della crescita della produzione industriale totale (+1,8%);
- riguardo al clima, i primi tre mesi del 2016 sono stati leggermente più miti dello stesso periodo dell'anno precedente, ma febbraio 2016 è stato significativamente meno freddo di febbraio 2015;
- riguardo al prezzo del petrolio, sia la Banca Mondiale sia il Fondo Monetario Internazionale prevedono una risalita (Figura 6), ma almeno per il 2016 le aspettative restano di prezzi ampiamente inferiori alle medie degli ultimi anni, anche considerando l'ampio range di stime formulate dalle maggiori banche di investimento; lo stesso vale per i prezzi del gas naturale (Figura 7).

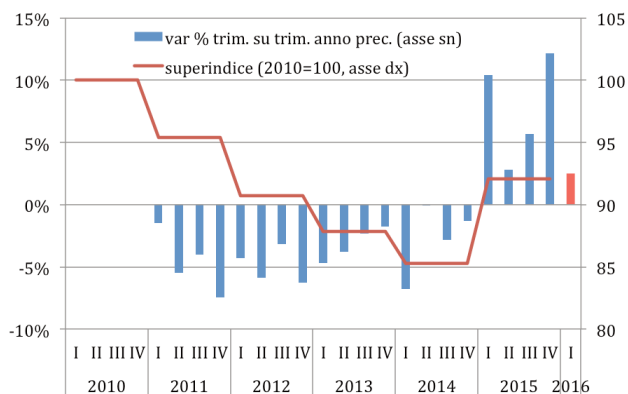


Figura 4 – Superindice dei consumi del sistema energetico italiano

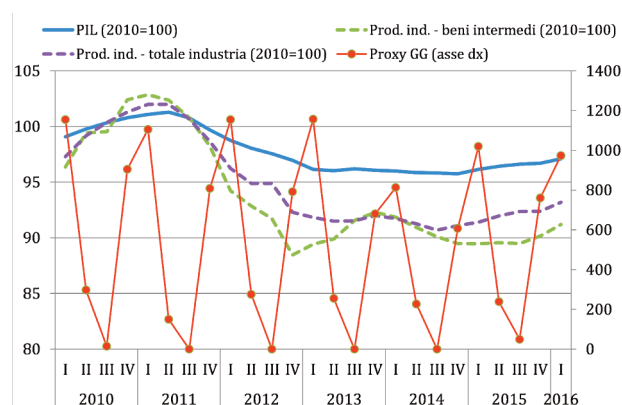


Figura 5 – PIL, produzione industriale tot. e beni intermedi (2010=100, asse sin), proxy Gradi Giorno (asse dx)

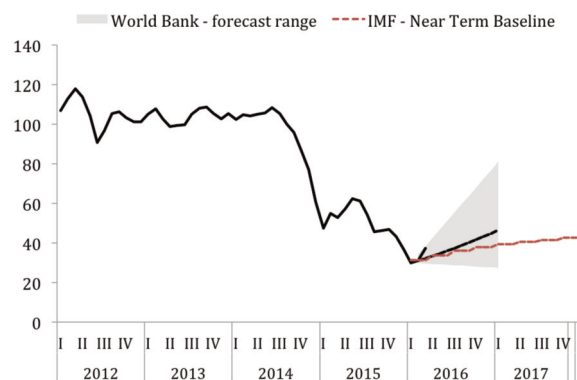


Figura 6 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

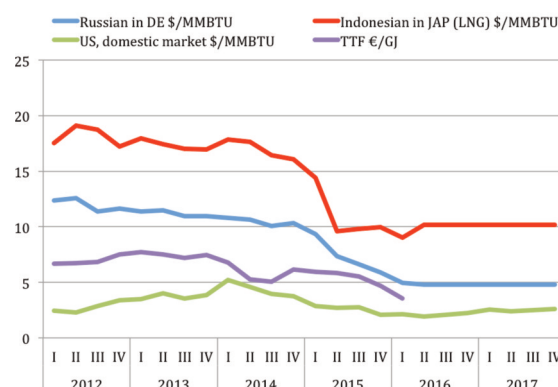


Figura 7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Nel I trimestre 2016 i consumi di energia primaria sono in leggera riduzione

Secondo le stime ENEA, i consumi di energia primaria nel primo trimestre 2016 risultano pari a circa 44,5 Mtep, in riduzione dello 0,6% sul I trimestre 2015 (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi nota metodologica). Questo dato pare indicare una stabilizzazione dei consumi sui valori del I trimestre 2015, anno nel quale si è verificata una inversione di tendenza rispetto al prolungato crollo dei consumi avvenuto negli ultimi anni. Secondo le stime ENEA, nel 2015 i consumi di energia primaria sono infatti aumentati del 2,5% rispetto al 2014 (Figura 8). La figura evidenzia tuttavia come i consumi restino ancora di gran lunga inferiori ai valori precedenti alla crisi economica (-15% circa). Quanto al I trimestre 2016, la stima (peraltro provvisoria) di una piccola variazione negativa è in parte spiegata dal clima più mite del mese di febbraio, che ha inciso sulla domanda di gas naturale. È comunque interessante che la diminuzione dei consumi, sebbene marginale, avvenga in un contesto che sembra favorevole ad un loro modesto aumento, come delineato dal superindice ENEA (Figura 4).

Un'analisi di più lungo periodo (Figura 9) mostra d'altra parte una elevata correlazione fra l'andamento delle variabili guida dei consumi (sintetizzate dal superindice ENEA) ed il fabbisogno energetico. Sembra dunque che almeno per gli ultimi anni le prime siano sufficienti a spiegare in buona misura (sebbene non del tutto) la dinamica del secondo. In particolare, sia nel 2014 che nel 2015 le variazioni dei consumi sono state dovute in primo luogo alla diversa rigidità degli inverni (mite nel 2014, più rigido nel 2015, Figura 5). Un altro fattore chiave è stato poi l'andamento della produzione industriale (di quella dei beni a più alta intensità energetica in particolare), che è scesa in misura molto maggiore rispetto al PIL (Figura 5).

Se nel I trimestre 2016 i consumi totali sono in linea con le stime ENEA relative al I trimestre 2015, si rilevano alcune differenze in riferimento al mix energetico. A fronte della riduzione di circa mezzo Mtep di energia primaria da fonti rinnovabili elettriche ed import netto di energia elettrica, si registra un incremento di prodotti petroliferi di circa il 4% (Figura 10). I dati relativi a prodotti petroliferi e fonti rinnovabili elettriche (escluse biomasse, incluse nei solidi) paiono confermare le tendenze dell'anno 2015. In particolare, i consumi dei prodotti petroliferi aumentano come nel 2015, dopo la prolungata diminuzione registrata fino a fine 2014. D'altra parte, la riduzione delle fonti rinnovabili è spiegata dalla riduzione della generazione idroelettrica, dovuta a ragioni climatiche (Figura 13), riduzione non compensata dalla crescita della capacità installata di eolico e solare, più moderata che nel recente passato. Infine i consumi di gas, che nel 2015 sono stati significativamente maggiori rispetto al 2014, nei primi mesi del 2016 restano sostanzialmente invariati allo stesso periodo 2015, sebbene siano ancora molto inferiori rispetto ai livelli del 2010 (Figura 11).

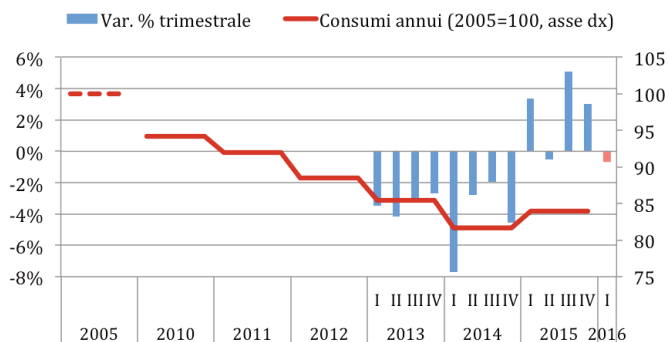


Figura 8 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sin) e annuale (2005=100, asse dx)

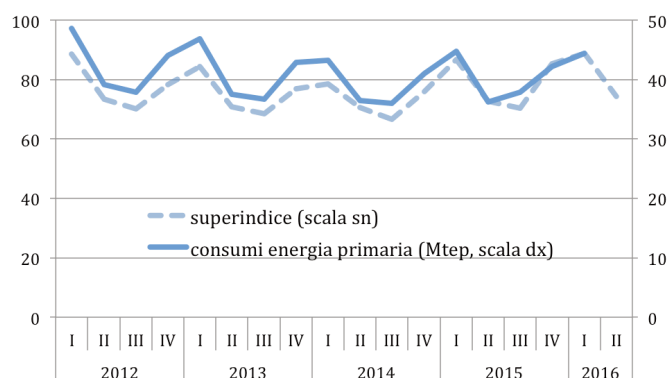


Figura 9 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

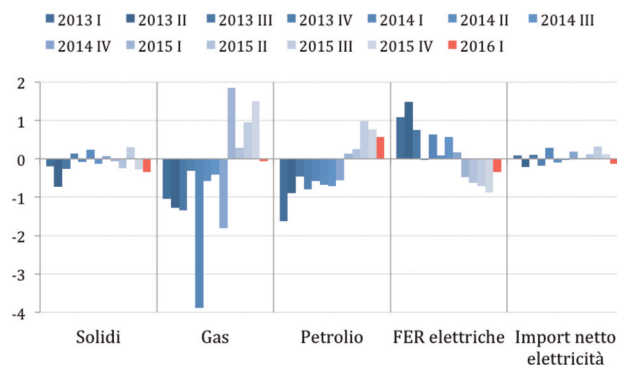


Figura 10 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

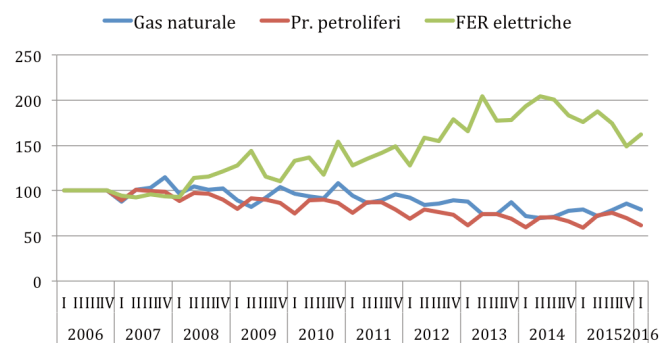


Figura 11 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100)

Aumenta il ricorso al gas naturale per la generazione elettrica (+11%)

Nel periodo gennaio-marzo 2016, la produzione elettrica nazionale è stata pari a 65,3 TWh, inferiore di circa 0,5 TWh (-0,7%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Le produzioni eolica, solare e geotermica sono rimaste complessivamente invariate (+0,6 TWh l'eolico, -0,5 TWh il fotovoltaico), per un totale di 11,2 TWh, mentre è notevolmente diminuita la produzione idroelettrica (-17%). D'altro canto la Figura 13 mostra l'anomalia del dato del 2014, quando la generazione idroelettrica (circa 60 TWh) è stata maggiore di oltre il 20% rispetto alla media degli ultimi dieci anni. Degli 1,7 TWh di mancata produzione idroelettrica nel 2015, circa 1,2 TWh sono stati compensati da una maggiore produzione termoelettrica, gas in particolare.

Nel complesso, nei primi tre mesi del 2016 le fonti primarie utilizzate per la generazione elettrica si sono ridotte di circa l'1% rispetto allo stesso periodo 2015. A fronte della riduzione di fonti rinnovabili elettriche e di solidi, aumenta il ricorso al gas naturale, +11% (Figura 12), in linea con quanto accaduto nel corso del 2015: più gas per compensare il calo di produzione idroelettrica rispetto al 2014.

Dopo la ripresa del 2015 torna a diminuire la richiesta di energia elettrica

Nel corso del primo trimestre 2016 la domanda di energia elettrica in Italia è stata pari a circa 77 TWh, l'1,5% in meno rispetto l'anno precedente (Figura 14). Tale dato risulta in controtendenza rispetto a quanto registrato nel corso del 2015, in cui la domanda sulla rete è tornata ad aumentare dopo diversi anni di costante riduzione (+1,5% rispetto al 2014). Tuttavia va considerato come buona parte dell'aumento della domanda del 2015 è imputabile al picco di consumi del mese di luglio (vedi Figura 47). L'analisi di lungo periodo (Figura 14) evidenzia tuttavia come, a fronte di una riduzione dei consumi elettrici, sia aumentata l'elettrificazione del sistema energetico (sia pure a tassi di crescita sempre più ridotti).

Impieghi finali di energia: crescono i consumi petroliferi, scende il gas

Così come la domanda di energia elettrica, nei primi mesi dell'anno corrente anche i consumi di gas naturale nei settori di uso finale non confermano il trend del 2015 (Figura 15): a fronte di un primo trimestre 2016 climaticamente più mite di quello registrato nel 2015, i consumi di gas, prevalentemente destinati al riscaldamento degli ambienti (vedi anche Figura 18), sono diminuiti infatti di oltre 0,5 Mtep (-3,8%). Si conferma, invece, la ripresa dei consumi di prodotti petroliferi (+3,7%), per il quinto trimestre consecutivo. Dopo la costante riduzione degli ultimi anni, i prodotti petroliferi sono, infatti, tornati ad aumentare in ciascuno dei quattro trimestri del 2015 (Figura 15). Dalla Figura 11 si evince comunque come tali consumi restino su valori molto lontani dai massimi pre-crisi.

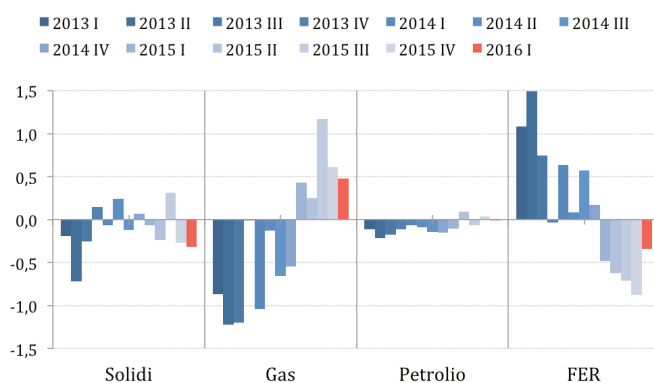


Figura 12 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

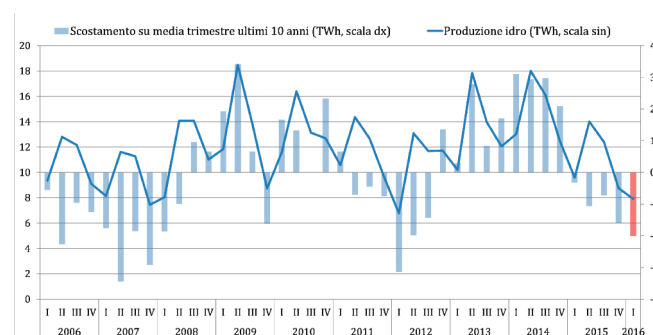


Figura 13 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)

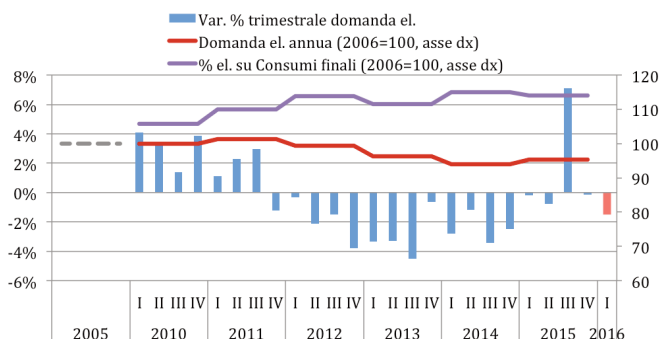


Figura 14 – Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec., asse sin), consumi elettrici e % elettricità sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

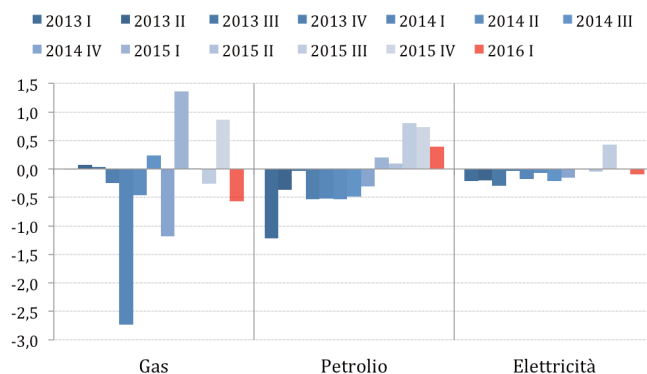


Figura 15 – Gas naturale, petrolio ed elettricità - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Anche nel 2016 aumentano i consumi di prodotti petroliferi nei trasporti

L'evoluzione dei consumi di prodotti petroliferi impiegati nel settore trasporti rispecchia ovviamente quella dei consumi totali di prodotti petroliferi. Nel I trimestre del 2016 benzina, gasolio motori, GPL autotrazione e carboturbo risultano infatti in aumento dello 0,5% circa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. A differenza di quanto visto per i consumi totali di prodotti petroliferi, nel caso dei trasporti si tratta di un trend di crescita iniziato già dal secondo trimestre 2014: l'incremento dei consumi è stato infatti di circa l'1,5% nel 2015, e dell'1% nel 2014 (Figura 16). L'aumento del primo trimestre 2016 rispetto al 2015 è da imputare principalmente ai consumi di carboturbo, in costante crescita negli ultimi 24 mesi. Anche i consumi di gasolio motore risultano comunque in aumento, seppur lieve, mentre la benzina continua a rappresentare il prodotto petrolifero che meno risente della ripresa dei consumi degli ultimi due anni: nel primo trimestre 2016 la variazione dei consumi di benzina è infatti minima, dopo che nei precedenti otto trimestri si era avuta una sola variazione positiva (Figura 17).

Scendono i consumi di gas nel civile e nell'industria

Come già sottolineato, i consumi di gas naturale nei settori di impiego finale risultano in riduzione nel primo trimestre 2016, di oltre 0,5 Mtep. Tale riduzione è imputabile quasi totalmente al settore civile: a fronte di un inverno più mite di quello del 2015, i consumi di gas per la climatizzazione invernale sono infatti diminuiti di quasi il 5% (Figura 18). Se i dati relativi al primo trimestre 2016 appaiono in controtendenza rispetto a quanto accaduto nel corso del 2015, è noto il forte legame tra i consumi di gas e l'andamento delle temperature invernali. Come emerge dalla Figura 18, il 2014, anno contraddistinto da temperature particolarmente miti, ha infatti fatto registrare riduzioni di gas di oltre il 10% rispetto all'anno precedente, mentre nel 2015 i consumi sono tornati ad aumentare, per effetto di un inverno più rigido del precedente.

Diverso naturalmente il discorso per i consumi di gas nell'industria (circa un quinto del totale gas nei primi tre mesi dell'anno): nel primo trimestre 2016 tali consumi sono leggermente in diminuzione rispetto allo stesso periodo 2015 (-0,5%), dunque linea con il trend osservato nel corso del 2015 (-3% rispetto al 2014). Nel lungo periodo la diminuzione dei consumi industriali di gas risulta in linea con la produzione industriale dei settori gas intensive (Figura 19), cioè i settori della ceramica e refrattari, della carta, dei laterizi, delle fonderie, dei metalli non ferrosi, del vetro, della calce e gesso, dei metalli ferrosi.

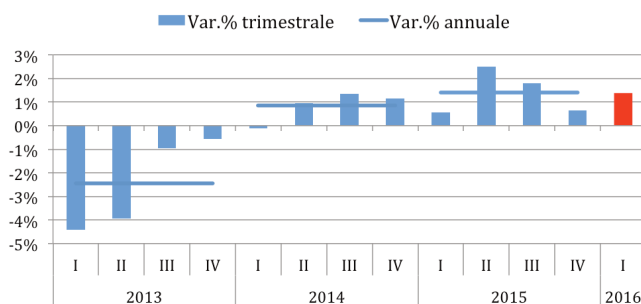


Figura 16 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

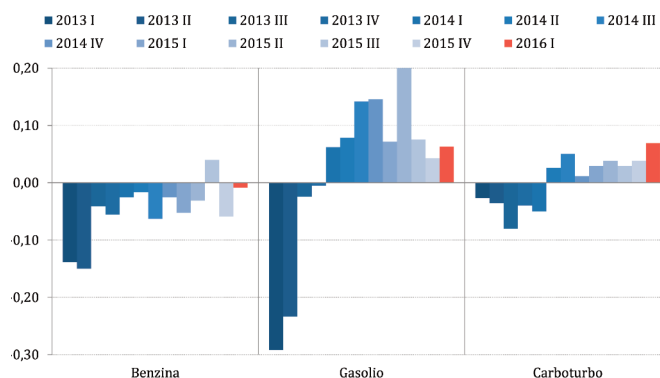


Figura 17 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep)

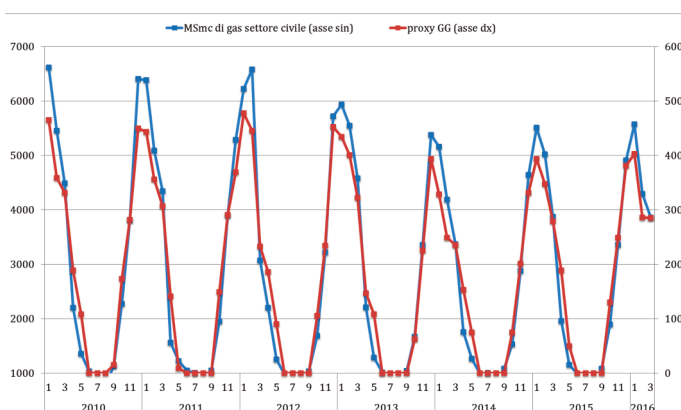


Figura 18 – Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm³, asse sin) e proxy Gradi Giorno (asse dx)

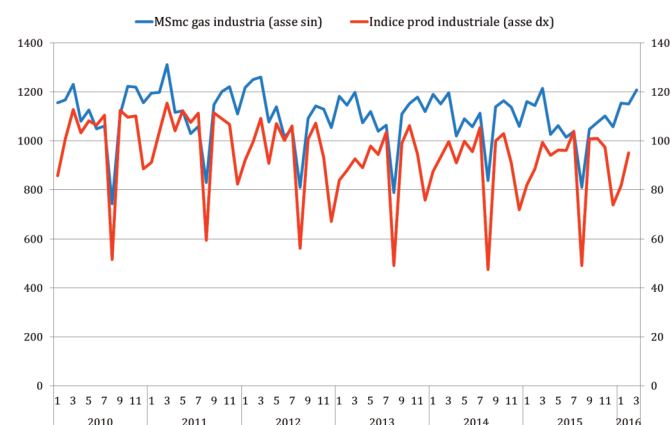


Figura 19 – Consumi di gas naturale nell'industria (MSm³, asse sin) e indice produzione industriale settori gas intensive (asse dx)

3 Decarbonizzazione del sistema energetico

Nel 2015 in aumento le emissioni di CO₂

Secondo le stime ENEA, le emissioni di CO₂ nel corso del 2015 sono aumentate di oltre il 3% rispetto al 2014. Tale dato rappresenta una inversione di tendenza rispetto al trend di riduzione delle emissioni che si registra dal 2005 (con l'unica eccezione del 2010, anno in cui consumi fecero registrare un rimbalzo rispetto agli anni della crisi economica), come emerge dalla Figura 20. L'incremento del 2015 risulta evidentemente in linea con l'aumento dei consumi primari di energia, in particolare con il maggiore ricorso alle fonti fossili.

L'analisi dell'andamento su base trimestrale fornisce una prima indicazione delle ragioni dell'aumento delle emissioni di CO₂ avvenuto nel 2015. Secondo le elaborazioni ENEA, e come emerge dalla Figura 21, tale incremento è maturato in primo luogo nel corso del primo, terzo e quarto trimestre. L'aumento del primo e del quarto trimestre è legato ai maggiori consumi di gas naturale nel settore civile, mentre l'incremento di emissioni nel secondo trimestre è invece imputabile in primis al mix di generazione elettrica, che ha visto il gas naturale rimpiazzare la minore produzione idroelettrica.

Ridotta generazione idroelettrica, tra le principali cause dell'incremento delle emissioni

L'aumento delle emissioni nel 2015 è in effetti da ricercare in buona parte nel settore della generazione elettrica, in cui si stima un incremento di circa 5 milioni di tonnellate di CO₂ (+5% rispetto al 2014). Tale incremento è imputabile in primo luogo ad una produzione termoelettrica superiore di quasi 14 TWh rispetto allo stesso periodo del 2014, resasi necessaria per coprire la ridotta produzione idroelettrica. La produzione da fonti rinnovabili (escluse biomasse) si è infatti complessivamente ridotta di oltre 12 TWh: -14,8 TWh di produzione idroelettrica, +2,5 TWh di produzione fotovoltaica, eolica e geotermica.

Anche l'incremento della domanda elettrica, di circa l'1,5% rispetto al 2014, ha influito sull'aumento delle emissioni del settore (in particolare nel corso dell'estate), risultando tuttavia marginale rispetto alla componente mix di generazione. Come evidenzia la Figura 22, infatti, l'aumento complessivo delle emissioni nel settore è legato principalmente al mix di generazione (espresso in termini di gCO₂/kWh_{el}), piuttosto che all'aumento della domanda. L'incremento del contenuto di CO₂ per kWh elettrico prodotto nel corso del 2015, se risulta in controtendenza rispetto al trend degli ultimi anni (in diminuzione per effetto dell'importante e rapida diffusione di impianti a fonti rinnovabili intermittenti), risente, tuttavia, del minor apporto idroelettrico, tornato su livelli più bassi dopo che gli anni 2013 e 2014 si erano contraddistinti per livelli record di produzione (Figura 23).

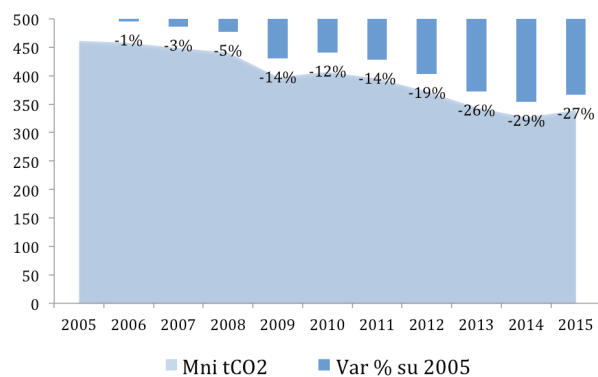


Figura 20 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

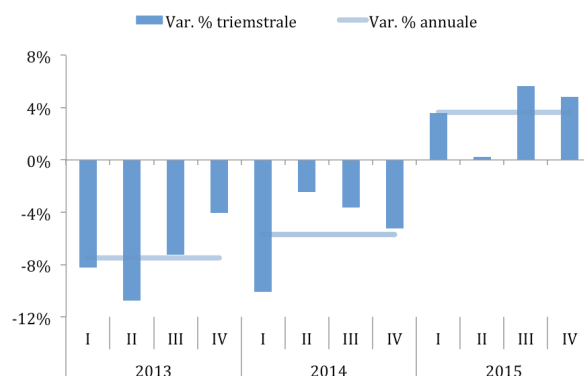


Figura 21 – Emissioni di CO₂ trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

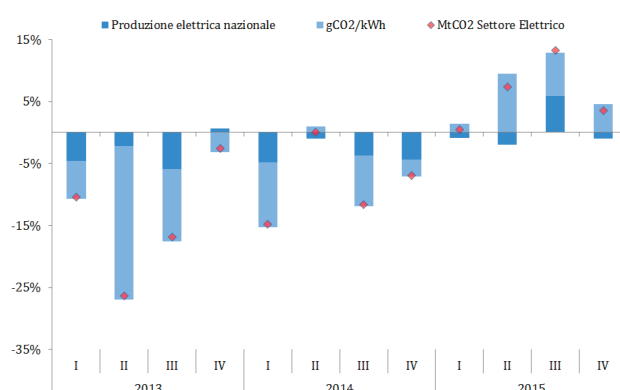


Figura 22 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

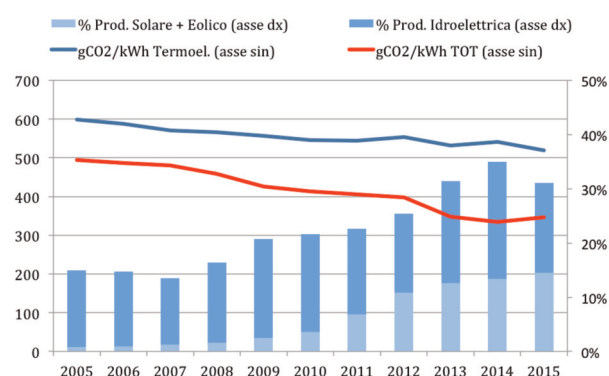


Figura 23 – Coefficiente medio di emissioni di CO₂ del mix di generazione (gCO₂/kWh_{el}, asse sin) e produzione idroelettrica, solare ed eolica (in % sul totale, asse dx)

CO₂ in aumento nel civile e nei trasporti

Nel 2015 le emissioni di CO₂ risultano in aumento anche nel civile (+9% rispetto al 2014), in linea con l'incremento dei consumi del settore. Come argomentato nella sezione relativa ai consumi di energia, nel settore civile l'andamento dei consumi di combustibili fossili (e delle rispettive emissioni) è legato prevalentemente alla climatizzazione invernale, pertanto è fortemente dipendente dalla mitezza o rigidità degli inverni. Dalla Figura 24 emerge chiaramente come la riduzione delle emissioni nel 2014 corrisponda al clima più mite tanto del I che del IV trimestre 2014, che hanno determinato una minore domanda di energia, gas naturale in primis. Poiché sia il I che il IV trimestre 2015 sono invece stati più rigidi rispetto ai corrispondenti trimestri dell'anno precedente, ne è derivato un incremento sia dei consumi di energia sia delle le emissioni di CO₂. Come visto nella sezione precedente, nel 2015 i consumi di energia del settore trasporti hanno continuato ad aumentare, in linea con il trend del 2014. Con essi crescono le emissioni di CO₂, in maniera quasi speculare (essendo i prodotti petroliferi la fonte predominante), di circa l'1,3% rispetto all'anno precedente. In Figura 25 si nota come la ripresa delle emissioni del settore trasporti sia in linea con l'andamento di alcune delle variabili di rilievo del trasporto su gomma, merci e passeggeri. Con riferimento alla sola rete autostradale (vedi nota metodologica) i veicoli-km percorsi tanto dai mezzi leggeri che dai mezzi pesanti sono in aumento dal II trimestre 2014.

Emissioni di CO₂ in Italia e EU dopo la crisi economica

Nell'ultimo decennio in tutti i principali Paesi UE si sono verificate riduzioni di CO₂ molto significative, pari a circa il 3% medio annuo (media UE 28) per il 2007 al 2014.

In alcuni Paesi, tra cui in primis Italia e Spagna, tali riduzioni vanno però attribuite in parte preponderante alla crisi economica (componente PIL/popolazione nella scomposizione di Kaya illustrata in Figura 26). Dalla stessa figura emerge invece come in altri Paesi, ad esempio in Germania, la riduzione delle emissioni di CO₂, pur inferiore in termini percentuali, sia maggiormente legata alla riduzione dell'intensità energetica del PIL (energia/PIL).

Relativamente al 2015, i dati della Commissione Europea mostrano un aumento della CO₂ rispetto al 2014 in molti Paesi UE, tra cui l'Italia (Figura 27). L'estensione dell'analisi di scomposizione della CO₂ (solo per l'Italia) al 2015 (Figura 27) mostra come la pur modesta ripresa economica (PIL/popolazione) sia stata una delle componenti dell'incremento delle emissioni rispetto al 2014. Risultano però in aumento anche l'intensità energetica del PIL e il ricorso alle fonti fossili nel mix energetico (fossili/energia): su quest'ultimo fattore hanno influito i maggiori consumi di petrolio nei trasporti e di gas per riscaldamento e per la produzione elettrica. Rispetto al 2014, essendo aumentata la quota di gas nel mix di energia, il coefficiente medio di emissione delle fossili (CO₂/fossili) si è invece ridotto.

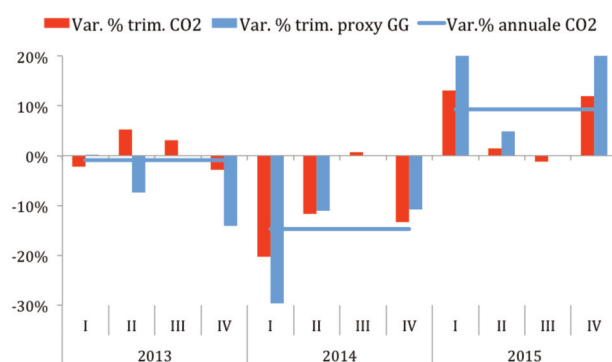


Figura 24 – Emissioni di CO₂ settore civile e proxy Gradi Giorno (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

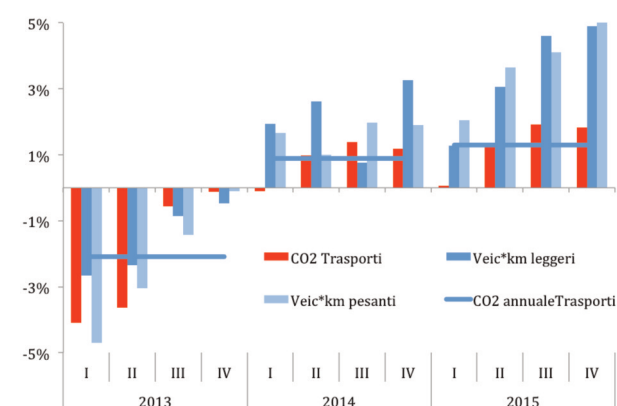


Figura 25 – Emissioni di CO₂ settore trasporti e driver del trasporto su gomma (var. % trimestre su trim. anno prec.)

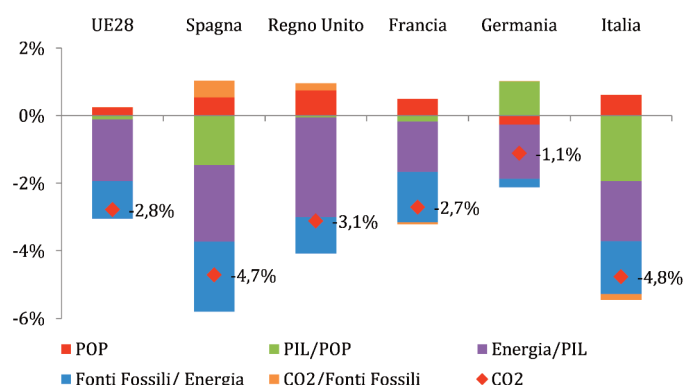


Figura 26 – Scomposizione emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE, periodo 2007-2014

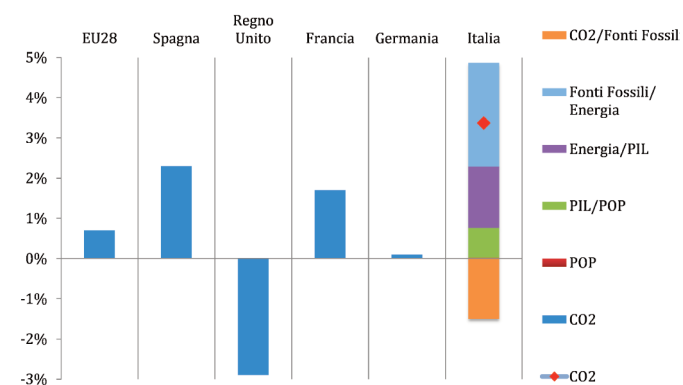


Figura 27 – Emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE, e scomposizione per l'Italia (var. % 2015 su 2014)

4.1 Adeguatezza del sistema petrolifero

Rischio medio negli approvvigionamenti di greggio

Il modello MOSES (IEA Model of Short Term Energy Security) è uno strumento utile per ottenere una valutazione complessiva della sicurezza nell'approvvigionamento di petrolio greggio. L'insieme degli indicatori inclusi nel MOSES mette in risalto le vulnerabilità dei sistemi energetici e può essere usato per studiare l'evoluzione del profilo di sicurezza energetica. Attraverso la combinazione dei diversi indicatori (Figura 28) l'Italia ottiene il valore medio C che è costante anche su base trimestrale. Tale valore è dovuto al peso che la diversità dei fornitori e il numero di porti (la dimensione della resilienza esterna) hanno nel calcolo dell'indice MOSES per il petrolio. Dal confronto di due indicatori, il deficit e la diversità dei fornitori, con altre realtà della UE (Figura 29, Figura 30) risulta una situazione piuttosto omogenea anche se l'Italia mostra un minore deficit e una maggiore diversità nei fornitori (indice di Herfindahl-Hirschman più basso). Il Regno Unito si discosta dagli altri Paesi per una minore percentuale di dipendenza dall'import ed una moderata criticità per la diversità dei fornitori.

Rischio medio anche per l'approvvigionamento di prodotti petroliferi

Il MOSES è utile anche per una valutazione dello stato del sistema di approvvigionamento di prodotti petroliferi raffinati (Figura 31). Ne deriva per l'Italia un livello elevato di sicurezza nell'approvvigionamento dei prodotti petroliferi, con una valutazione di A per benzina e altri prodotti e di B1 per i distillati medi, costante nei due anni considerati. La valutazione complessivamente confortante fornita dal MOSES è dovuta essenzialmente al peso rilevante attribuito al deficit, che per l'Italia non rappresenta una criticità. L'approvvigionamento dei prodotti è infatti ancora assicurato dal sistema produttivo, nonostante le diverse persistenti criticità del settore:

- la chiusura degli impianti: nel 2014 tre impianti hanno interrotto la loro operatività; tra questi, due importanti raffinerie sono state riconvertite a green refinery per la produzione di biocarburanti. La raffineria di Porto Marghera è già operativa ed ha recentemente immesso sul mercato un nuovo gasolio con alta percentuale di biodiesel, mentre quella di Gela è in corso di trasformazione;
- una tendenza alla riduzione della flessibilità delle raffinerie, come sintetizzata dall'indice Nelson;
- una capacità di stoccaggio limitata dei distillati medi.

Per mettere in evidenza alcune questioni di rilievo è utile integrare i risultati del MOSES con un'analisi di dettaglio di altri aspetti del complesso sistema della raffinazione.

Dimensione	Indicatore	2014	2015
Rischio esterno	Deficit	86%	92%
	Stabilità politica	5,0	4,3
Rischio interno	Volatilità della produzione	-	-
	Produzione offshore	-	-
Resilienza esterna	Diversità di approvvigionamento	0,14	0,15
	Porti	14	14
	Condotte	0	0
Resilienza interna	Stoccaggio	14	20

Figura 28 – Indicatori MOSES per il petrolio greggio

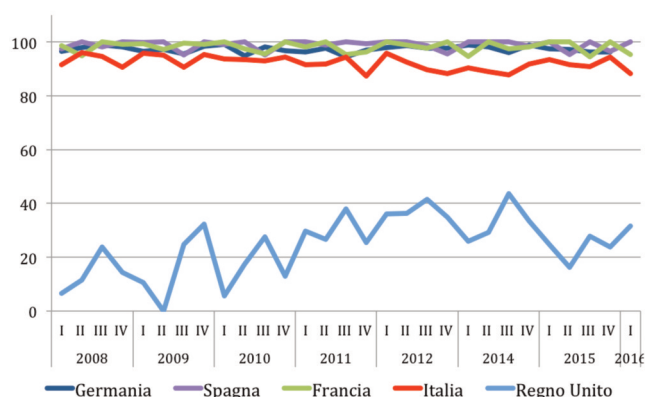


Figura 29 – Import netto di petrolio greggio (% dei consumi totali)

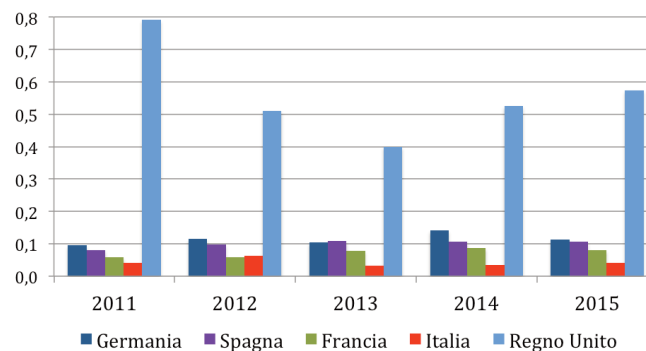


Figura 30 – Diversificazione nei fornitori (Herfindahl-Hirschman)

		2014				2015				
Dimensione	Indicatore	I	II	III	IV	I	II	III	IV	
Deficit	Benzina	no	no	no	no	no	no	no	no	
	Medi	no	10%	6%	5%	1%	no	no	no	
	Altri	no	no	no	no	no	no	no	no	
Rischio interno	Sicurezza greggio	C				C				
	Numero di raffinerie	14				11				
Resilienza esterna	Diversità nei fornitori	0,07	0,08	0,07	0,07	0,08	0,12	0,13	0,06	
	Infrastrutture di import	Porti	14							
		Fiumi	0							
		Condotte	0							
Resilienza interna	Flessibilità raffinerie	10				8				
	Stoccaggio	Benzina	12	11	12	12	14	9	11	12
		Medi	7	3	3	3	3	6	6	6
		Altri	28	66	63	83	55	24	22	22

Figura 31 – Indicatori MOSES per i prodotti della raffinazione

Nel 2015 aumentano sia i consumi sia la produzione interna di prodotti petroliferi

Il primo trimestre 2016 conferma il trend in leggero aumento del consumo di prodotti petroliferi osservato nel corso del 2015, con valori simili a quelli del corrispondente 2013 (Figura 32). Benzina, nafta e distillati pesanti hanno subito maggiormente il calo dei consumi, in linea con la tendenza degli ultimi anni. Il consumo di gasolio, sebbene negli ultimi anni si mantenga su valori relativamente costanti (intorno a 26 Mt/anno), continua invece a crescere in termini di quota percentuale sul totale di prodotti consumati, superando il 50% (rispetto ai valori di poco superiori al 40% del 2008).

La crescente quota dei consumi di gasolio rende di particolare interesse i dati relativi alla produzione interna, anche per la necessità che il gasolio disponibile nel mercato domestico soddisfi gli standard qualitativi della UE. Tali requisiti sono soddisfatti dal gasolio prodotto in Italia, mentre potrebbero non essere soddisfatti dal gasolio extra-UE. Inoltre, la condizione di importatori netti di tutti i principali Paesi europei rende difficile immaginare una prospettiva di import di gasolio con tali standard da altri Paesi UE.

L'Italia resta l'unico paese con export netto di gasolio, sebbene in riduzione

In effetti, il rapporto tra produzione e consumo di gasolio (Figura 33) ha mostrato negli ultimi anni una costante tendenza alla riduzione, da valori vicini a 1,4 fino a valori di poco superiori a 1,1. Questa tendenza si è interrotta nel corso dei primi tre trimestri del 2015, ma gli ultimi dati (inclusi i dati preliminari del I trimestre 2016, dati non rappresentati in figura) mostrano un ritorno del rapporto produzione/consumo sui valori minimi degli ultimi dieci anni.

La Figura 33 mostra come nel caso delle altre maggiori economie della UE la produzione interna non copra i consumi, con l'unica eccezione della Spagna, che mostra nel tempo una tendenza all'aumento del rapporto tra produzione e consumo (dalla seconda metà del 2012 la produzione copre l'intera domanda interna). La tendenza opposta si rileva nel Regno Unito, che nel 2012 ha una flessione del rapporto produzione/consumi al di sotto del valore unitario, e da allora mostra consumi superiori alla produzione interna. La Germania presenta un lieve deficit di produzione, con valori del rapporto stabili intorno a 0,9, mentre la Francia risulta il Paese più dipendente dall'export, con trend negativo e valori intorno a 0,6.

Nel caso della benzina (Figura 34) i principali Paesi europei mostrano tutti un eccesso di produzione (rapporto produzione/consumi superiore a 1). Tale eccesso è più moderato per Germania e Regno Unito (valori del rapporto produzione/consumo vicini a 1), più elevato per Italia e Francia, mentre presenta una rilevante tendenza alla crescita nel caso della Spagna.

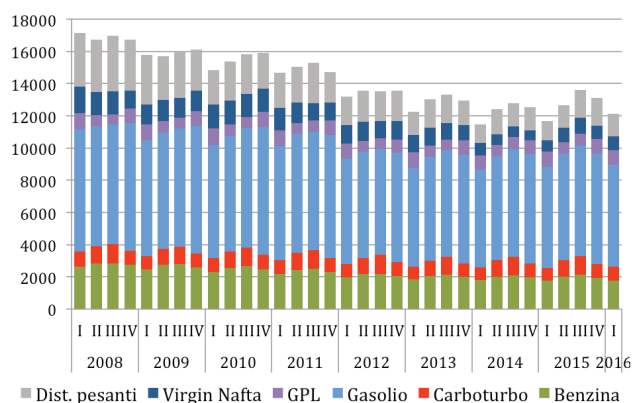


Figura 32 – Consumo dei prodotti petroliferi in Italia (kt)

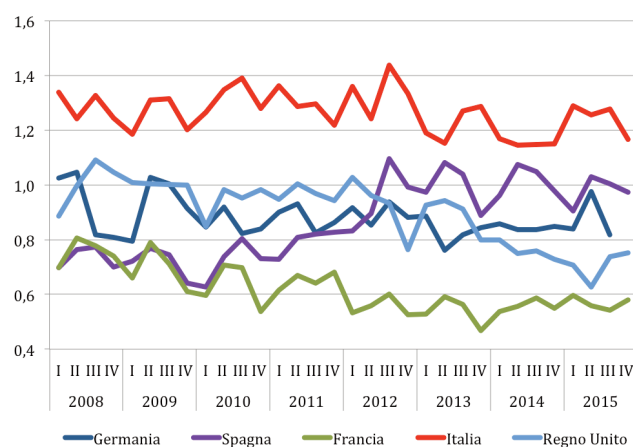


Figura 33 – Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio in alcuni paesi UE

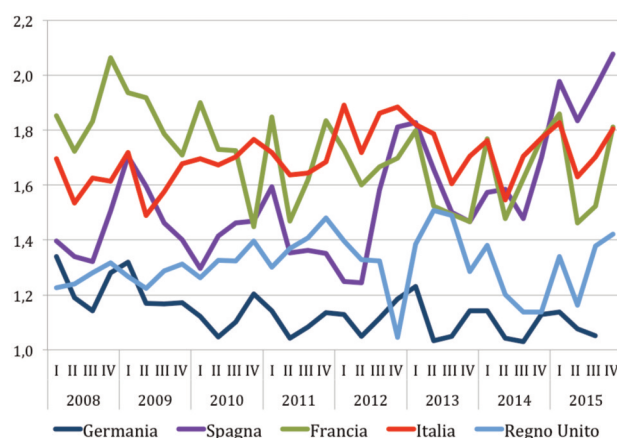


Figura 34 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina in alcuni paesi UE

In forte ripresa l'export di gasolio e benzina

A fronte di un quadro complessivo di esportazioni nette positive, sia per i distillati leggeri sia per i distillati medi, i diversi prodotti presentano in realtà situazioni molto diverse: l'Italia copre infatti con la produzione interna il fabbisogno di gasolio, benzina e distillati pesanti mostrando un export netto positivo (Figura 35), mentre per GPL e carboturbo c'è una netta dipendenza dall'import.

Il 2015 è stato l'anno della ripresa dell'export dopo un trend negativo nei due anni precedenti (Figura 36). Di particolare rilievo è l'inversione di tendenza relativa al gasolio, le cui esportazioni aumentano soprattutto verso i Paesi UE, che rappresentano di gran lunga i principali importatori. L'export della benzina è invece più diversificato, con Europa, Medio Oriente e Africa maggiori importatori. L'export di benzina verso il Nord America ha avuto un calo rilevante a partire dal 2013. La maggiore domanda da parte di UE e Medio Oriente ha compensato la richiesta inferiore da parte del Nord America. Considerata la tendenza all'incremento del settore della raffinazione, con costruzione di nuovi impianti e aumento della capacità esistente, in Nord America ed in Medio Oriente, il trend positivo dell'export non è assicurato nel tempo.

Un (temporaneo) allentamento delle criticità della raffinazione

La ripresa dell'export dell'ultimo anno ha coinciso con una moderata ripresa dei margini della raffinazione. I margini italiani sono sempre inferiori rispetto alle altre economie prese a confronto, ma a partire dal secondo trimestre del 2014 si assiste ad una crescita che ha portato al superamento dei margini negativi, osservati nel biennio 2013-14, fino ai 4 \$ al barile del 2015, valore mai raggiunto dal 2008 (Figura 37). Inoltre, nel primo trimestre 2016 sembra in riduzione la differenza tra la redditività degli Stati Uniti e quella dell'Europa del Nord Ovest, sebbene nel caso degli Stati Uniti i margini si caratterizzino per un'elevata volatilità.

Impianti sottoutilizzati in Italia

Le moderate ripresa dei margini della raffinazione nell'ultimo anno, che ha prodotto la suddetta ripresa della produzione e dell'export, ha portato anche all'incremento della percentuale di utilizzo degli impianti di raffinazione in Italia. Il tasso di utilizzo medio (calcolato come rapporto tra i prodotti della raffinazione e la capacità di distillazione atmosferica, vedi nota metodologica), seppur in crescita dal secondo trimestre 2014, resta comunque inferiore a quella di altri Paesi presi a confronto (Figura 38).

Spagna e Regno Unito mostrano una tendenza all'aumento dell'utilizzo degli impianti, iniziata nel 2014. Nel 2016 i tassi di utilizzo di entrambi i suddetti Paesi hanno raggiunto i livelli osservati in Germania, che pur rimanendo su valori elevati sembra presentare una moderata ma pluriennale tendenza alla diminuzione del tasso di utilizzo.

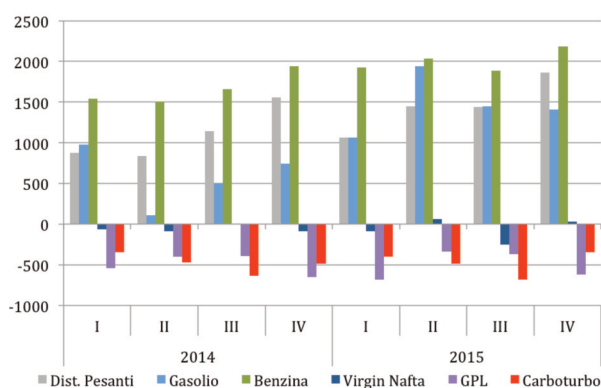


Figura 35 – Export netto prodotti petroliferi in Italia (kt)

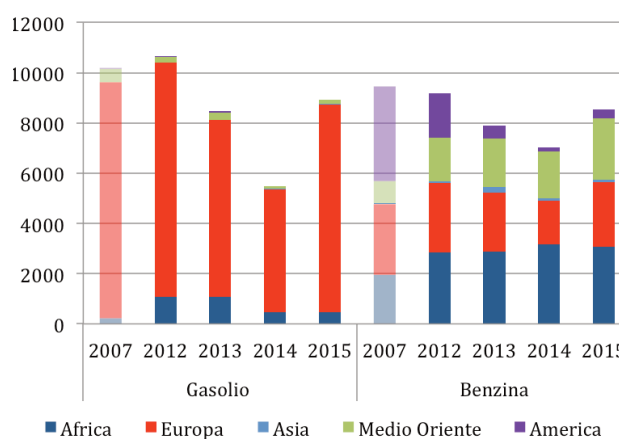


Figura 36 – Export italiano di gasolio e benzina verso regioni (kt)

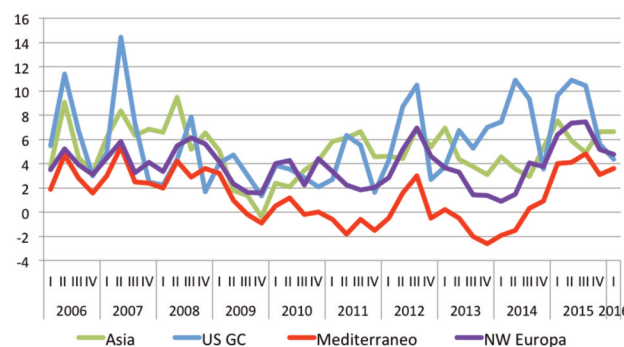


Figura 37 – Margini di raffinazione in diverse aree geografiche (\$/bbl)

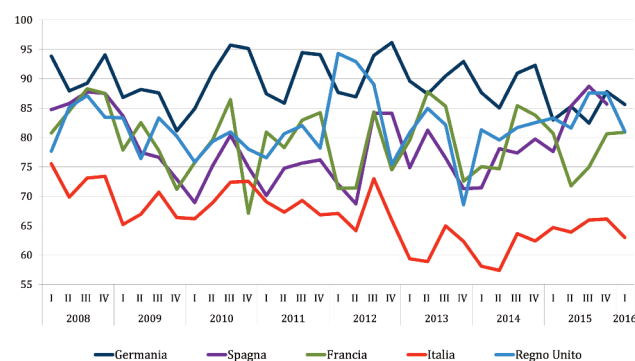


Figura 38 – Percentuale di utilizzo degli impianti di raffinazione nei principali Paesi UE

4.2 Adeguatezza del sistema gas

Nel 2015 la domanda di gas naturale è aumentata di quasi il 10%

Nel I trimestre 2016 la domanda complessiva di gas naturale è risultata pressoché identica alla domanda registrata nel I trimestre 2015, in conseguenza dell'aumento della domanda per generazione elettrica e della diminuzione della domanda per riscaldamento (Figura 39). In complesso la domanda è dunque superiore ai minimi del 2014 ma anche molto inferiore ai valori del 2012 e del 2013.

Se si guarda ai dati giornalieri la domanda di gas naturale nel corso dell'inverno 2015-2016 è risultata in linea con la media degli ultimi sette anni, con punte di circa 350 MSm³/giorno alla fine di gennaio, ben lontane dai valori di punta massima di 467 MSm³/giorno (Figura 40).

In calo le importazioni dalla Russia mentre aumenta l'import dall'Algeria

Nel 2015 sono aumentate le importazioni dalla Russia, a discapito principalmente delle importazioni dal Nord Europa (Figura 41). A partire dalla fine del 2015 e ancor più all'inizio del 2016 le importazioni dalla Russia risultano invece in leggera diminuzione, mentre sono in ripresa le importazioni dall'Algeria, che negli ultimi anni sono rimaste su valori molto bassi. Tale fenomeno è probabilmente spiegato dalla competitività relativa delle diverse fonti, in un contesto nel quale l'Italia non sembra poter approfittare dei bassi livelli dei prezzi spot sui mercati europei per aumentare l'approvvigionamento via GNL (gas naturale liquefatto).

La Figura 42 mostra che le importazioni dalla Russia e quelle dal Nord Europa (asse sinistro) sono fortemente anticorrelate. Entrambe sembrano influenzate dall'andamento dello spread (asse destro) tra prezzo del gas russo e prezzo del gas nei mercati spot del Nord Europa.

Lo spread ha segnato valori massimi tra giugno e novembre 2014 attestandosi sugli 8-9 €/kWh e, nello stesso periodo, le importazioni dalla Russia sono notevolmente diminuite fino ad essere superate dalle importazioni dal Nord Europa nell'ottobre 2014. Nell'inverno 2015-2016 le importazioni dalla Russia hanno fatto segnare una ripresa, anche in relazione allo spread tornato su livelli inferiori ai 2,5 €/kWh.

A differenza di quanto accade nel Nord Europa, l'Italia non sembra invece in grado di utilizzare le importazioni di GNL come risorsa da incrementare nelle fasi di spread favorevoli ai mercati spot. La Figura 43 mostra infatti la correlazione negativa esistente in Nord Europa fra importazioni dalla Russia e importazioni legate ai prezzi spot (Norvegia e Qatar).

Nell'area del Nord Europa occidentale (Gran Bretagna, Germania, Francia, Paesi Bassi e Belgio) sono infatti aumentate le importazioni dalla Russia nel 2013, quando lo spread tra il prezzo del gas russo alla frontiera tedesca e il prezzo spot era vicino allo zero (Figura 42), mentre nel corso del 2014, quando lo spread era molto elevato, è aumentato l'import dalla Norvegia (e diminuito il gas russo).

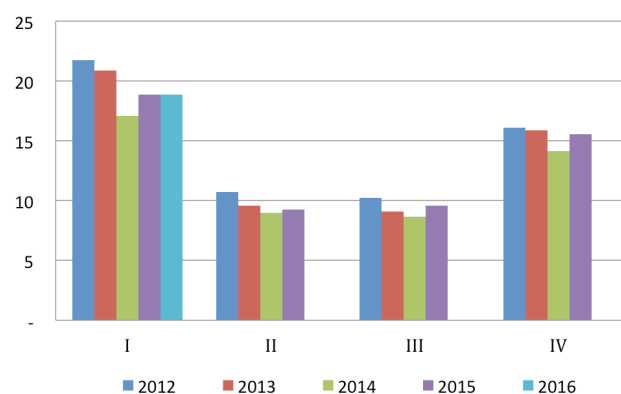


Figura 39 – Domanda trimestrale di gas naturale (Mtep)

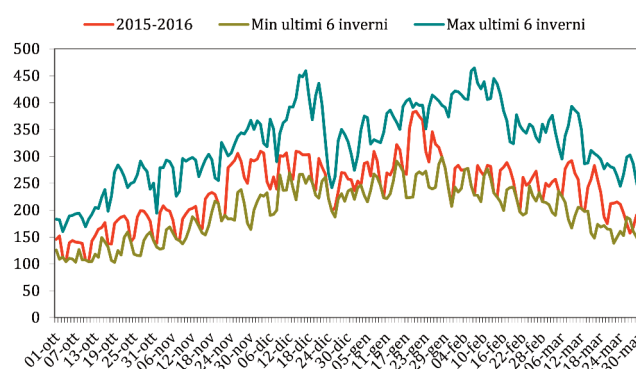


Figura 40 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm³) – inverni 2010-2016 (ottobre-marzo)

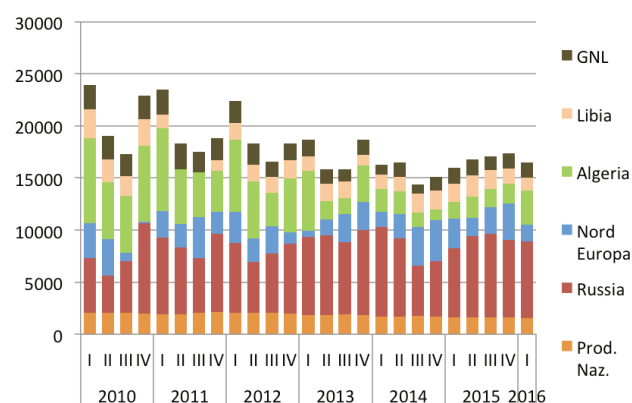


Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata (MSm³)

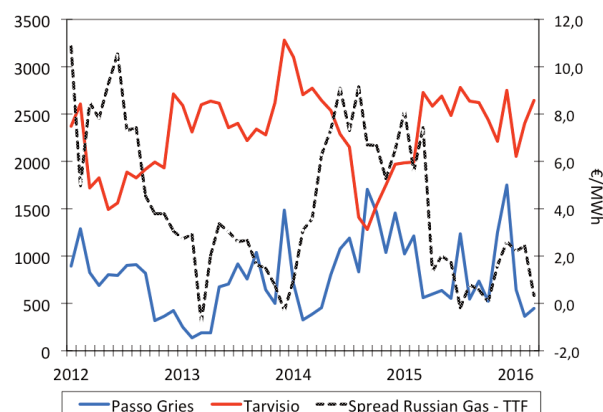


Figura 42 – Importazioni gas naturale in Italia da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx)

La sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale presenta un quadro variegato

Anche nel caso del gas naturale l'indice MOSES della sicurezza degli approvvigionamenti è uno strumento utile per ottenere una valutazione sintetica del livello complessivo della sicurezza dell'approvvigionamento. Il quadro risulta stabile su valori intermedi.

Dimensione	Indicatore	2015	2014
Rischio esterno	Dipendenza dall'import	0,72	0,65
	Stabilità di approvvigionamento	3,5 - 3,8	3,4 - 3,8
Rischio interno	Produzione offshore	0,66	0,67
	Diversità di approvvigionamento	0,25	0,24
Resilienza esterna	Porti	3	
	Condotte	5	
	Send-out capacity	0,79	0,79
Resilienza interna	Natural Gas Intensity	37	29

L'indice di flessibilità residua (RF) proposto da ENTSO-G rileva la capacità residua del sistema attraverso il rapporto tra capacità libera e capacità totale di tutti i punti di ingresso (stoccaggi inclusi). Nel corso dell'inverno 2015-2016 l'indice di flessibilità residua non ha raggiunto livelli critici (Figura 44). Il grafico mostra l'adeguatezza del sistema a fronteggiare improvvise crisi dal lato dell'offerta. L'indice N-1 calcola invece l'offerta complessiva del sistema quando viene a mancare l'apporto del principale punto di ingresso del gas (il gas russo attraverso il gasdotto TAG), in relazione alla domanda di punta storicamente rilevata (Figura 45).

In questo caso non si è considerata la capacità nominale dei punti di ingresso ma solo la capacità effettiva utilizzata durante la crisi del 2009 (poco meno del 90% della capacità nominale per tutti i punti di ingresso e per gli stoccaggi). Con il picco di domanda utilizzato nella SEN (481 MSm³/g), potrebbe verificarsi una insufficiente offerta nella parte finale dell'inverno quando la capacità di erogazione degli stoccaggi è ridotta. La capacità di erogazione effettiva è stimata utilizzando il rapporto erogazione max.-erogazione min. che emerge dai dati SEN. Il rapporto è stato poi applicato alla capacità nominale degli stoccaggi al 2016 e ponderato per la capacità di erogazione effettiva durante la crisi del 2009.

La Figura 46 mostra l'adeguatezza del sistema a fronteggiare improvvise crisi dal lato dell'offerta. La metodologia è analoga a quella del grafico precedente ma si ipotizza una interruzione dell'offerta di gas dall'Africa (gasdotti Greenstream e Transmed).

Ad inizio inverno è possibile sostenere una interruzione del flusso da entrambi i punti di ingresso. A fine inverno è sostenibile una interruzione del flusso da Greenstream ma non da Transmed.

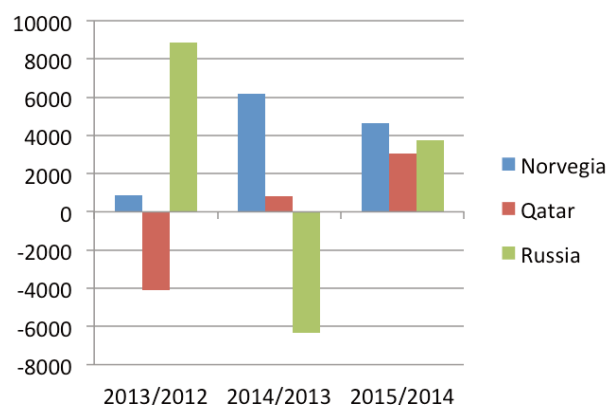


Figura 43 – Importazione gas naturale nel Nord Europa per origine (var. anno/anno, (MSm³))

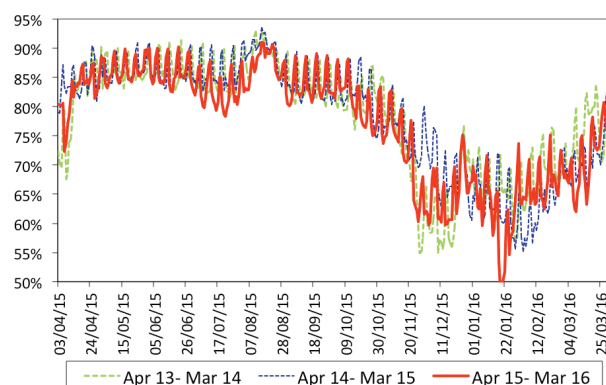


Figura 44 – Indice ENTSO-G di flessibilità residua dell'approvvigionamento di gas naturale in Italia

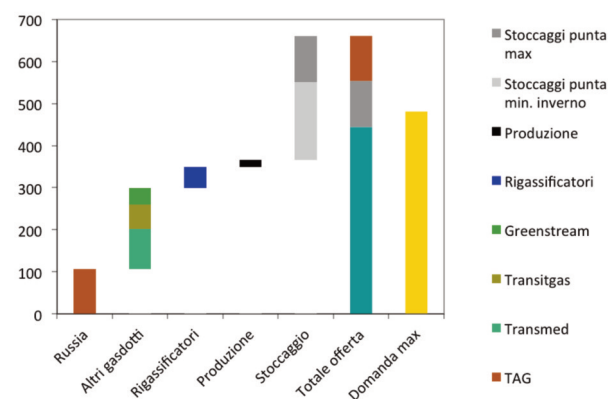


Figura 45 – Indice N-1 a inizio 2016

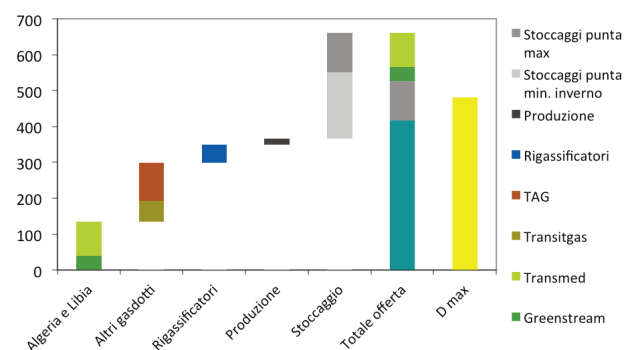


Figura 46 – Indice N-2 a inizio 2016

4.3 Adeguatezza del sistema elettrico

Il 2016 è iniziato in continuità con il 2015, sembra transitorio l'aumento dei consumi dell'anno passato

Nel primo trimestre 2016 il sistema elettrico presenta sostanziali continuità con il 2015 riguardo alla domanda e al mix di generazione.

Nel 2015 la domanda di energia elettrica è tornata ad aumentare (su base annua l'incremento è stato pari a 6 TWh, equivalenti a una variazione del 2%) ma una parte significativa di tale incremento è spiegata dal picco di consumi nel mese di luglio, strettamente legato all'aumento della temperatura rispetto all'anno precedente (Figura 47). Negli altri mesi dell'anno l'aumento della domanda elettrica è infatti pari ad appena lo +0,9%. Il primo trimestre 2016 sembra confermare il carattere congiunturale di questa ripresa dei consumi, con una riduzione della richiesta di energia elettrica pari all'1,5%. In due dei primi tre mesi del 2016 il picco orario dei consumi è stato più alto dell'anno precedente, con un massimo di 51,6 GW a gennaio.

A fronte di questa evoluzione della domanda, la capacità installata prosegue il suo trend di riduzione, a seguito delle progressive dismissioni che hanno fatto seguito al picco di eccesso di capacità raggiunto nel 2012-2013 e alla situazione di scarsa competitività di molti impianti tradizionali nel contesto del nuovo comportamento del mercato, caratterizzato dall'ampia penetrazione di fonti rinnovabili (Figura 48). Secondo la stima ENEA del parco installato effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità dei vari impianti), tra la fine del 2015 e l'inizio del 2016 il margine di riserva, cioè la percentuale di capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, oscilla intorno al 30%.

La percentuale di generazione da fonti rinnovabili non programmabili rispetto alla domanda è cresciuta da un valore medio del 5% nel 2011 ad una media del 13% nel 2015 e 2016. La massima percentuale di copertura della domanda con fonti rinnovabili non programmabili, che nel 2011 era pari al 16%, negli ultimi due anni ha sempre superato il 50%, mentre nel I trimestre 2016 è rimasta appena al di sotto di questa soglia (Figura 49).

Il modesto incremento della generazione da fonti rinnovabili non programmabili nel corso degli ultimi due anni ha fatto sì che il profilo della domanda residua (cioè la domanda al netto della generazione da fonti rinnovabili non programmabili), che negli ultimi anni è divenuta progressivamente più ripida, non sia cambiato significativamente rispetto al 2014, non aggravando ulteriormente la complessità della copertura della domanda, complessità legata alla crescente penetrazione di fonti non programmabili, cioè eolico e solare (Figura 50). La figura mostra la domanda totale e la domanda residua nel giorno di massima penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (il 27/03/2016, alle ore 14 tale percentuale ha raggiunto il 54%): la ripidità della curva della domanda residua deriva dal fatto che nelle ore fra le 17 e le 20 la variazione oraria della domanda residua ha quasi raggiunto i 4.000 MWh.

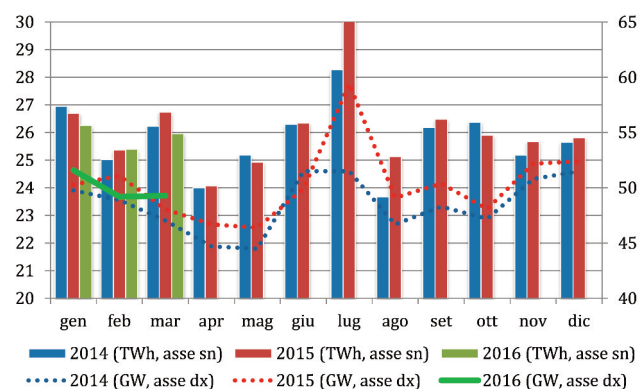


Figura 47 – Richiesta di energia elettrica mensile (TWh) e domanda di picco (GW) in Italia

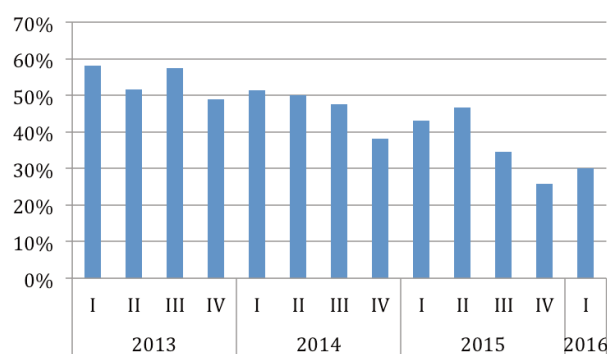


Figura 48 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

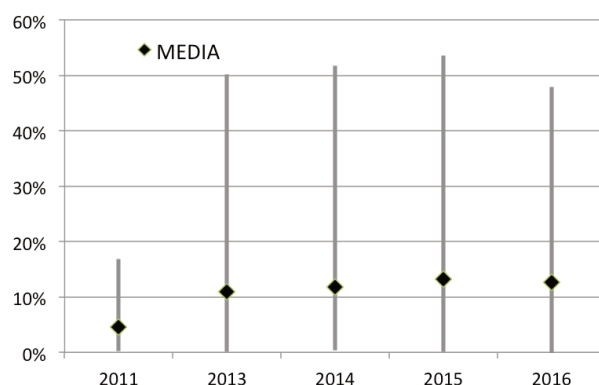


Figura 49 – Percentuale della domanda oraria coperta da fonti rinnovabili non programmabili nel I trimestre dell'anno (valore max, min e medio)

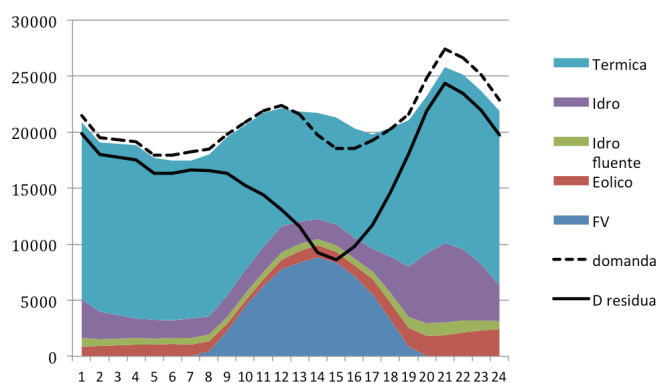


Figura 50 – Fabbisogno e copertura nel giorno di massima produzione da fonti rinnovabili non programmabili (2016)

Le problematiche legate alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili

Questa sezione analizza una questione centrale della fase di transizione del sistema elettrico, cioè la possibilità di mancanza di generazione flessibile. Seguendo la metodologia utilizzata da ENTSO-E (il network dei transmission system operator europei) si concentra l'attenzione sull'andamento di alcune variabili in grado di valutare la disponibilità di capacità flessibile, in particolare sugli effetti della produzione da fonti non programmabili. La complessità della copertura della domanda emerge chiaramente dall'analisi del fabbisogno e della sua copertura nei giorni di massima produzione da fonti non programmabili (Figura 50) e dall'analisi delle curve orarie della domanda totale media e della domanda residua media. La Figura 51 evidenzia chiaramente la ripidità delle rampe di carico residuo, cioè del carico al netto della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, nelle ore serali la variazione del carico residuo, che deve essere compensata dall'incremento di produzione da impianti programmabili, risulta molto elevata. Focalizzando l'attenzione sulla zona Sud (cioè quella con la maggiore penetrazione di fonti non programmabili), il confronto fra l'attuale assetto del sistema (I trimestre 2016) e quello del 2011, evidenzia la radicale differenza tra la situazione attuale e quella delle configurazioni del sistema antecedente alla forte crescita delle fonti non programmabili.

Il rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili

Un importante indicatore selezionato da ENTSO-E è l'indice che stima la necessità di flessibilità del sistema elettrico. Tale indice individua una soglia critica oltre la quale il rischio viene definito elevato: si tratta delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente risulta maggiore del 10% della domanda (Figura 52). La Figura 53 mostra inoltre l'evoluzione dell'indice nella zona Sud: la percentuale di ore di variazione oraria della produzione intermittente è cresciuta in modo rilevante a partire dal 2013. La crescita è iniziata nel corso del 2011, anno caratterizzato dalla repentina installazione di circa 9.000 MW di capacità fotovoltaica, tanto che per quell'anno l'indice non mostra la caratteristica stagionalità evidente in tutti gli altri anni. Nel II trimestre del 2015 l'indice ha raggiunto il valore massimo: nel 12% delle ore la variazione oraria della produzione intermittente è stata maggiore del 10% della domanda. Il dato relativo al primo trimestre 2016 è invece leggermente inferiore a quello del 2015. La Figura 52 e la Figura 53 evidenziano come, vista la ridotta crescita delle generazione intermittente negli ultimi anni, dal 2013 l'indice oscilla su valori relativamente costanti.

Un altro indicatore importante selezionato da ENTSO-E è il RES Curtailment Risk (RCR), che 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. La Figura 54 mostra i valori dell'indice relativamente alla zona Sud: anche in questo caso si evidenzia l'aumento dell'indice dopo il 2011 (quando era pari a zero). È interessante come l'indice raggiunga valori molto elevati in particolare nel secondo trimestre dell'anno.

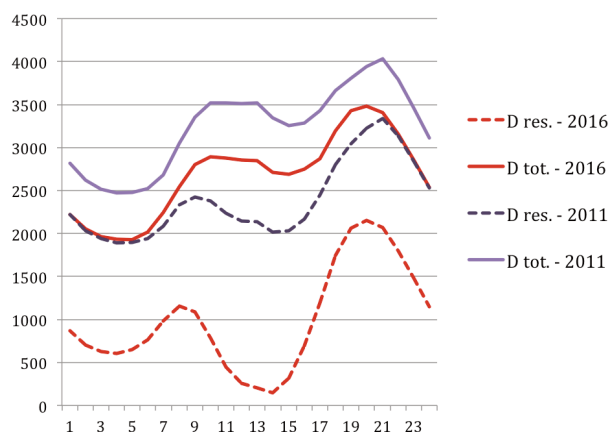


Figura 51 – Curva oraria della domanda totale e della domanda residua – zona Sud (MWh) - (media relativa al I trimestre dell'anno)

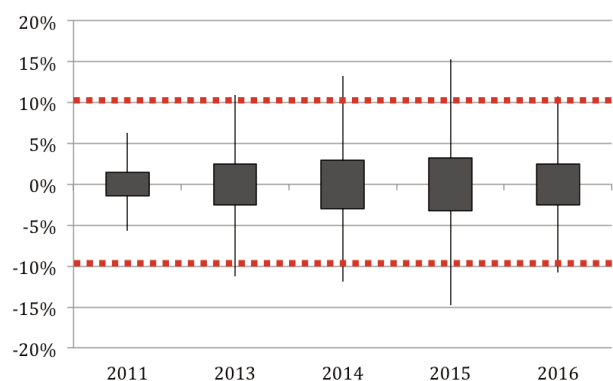


Figura 52 – Variazione oraria della produzione intermittente – min, max e dev. standard, zona Sud (in % della domanda)

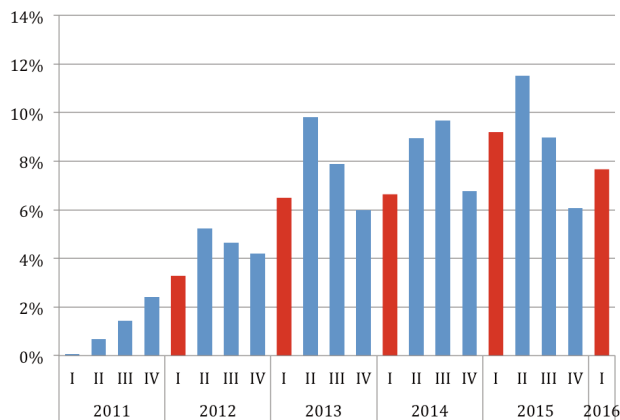


Figura 53 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – zona Sud

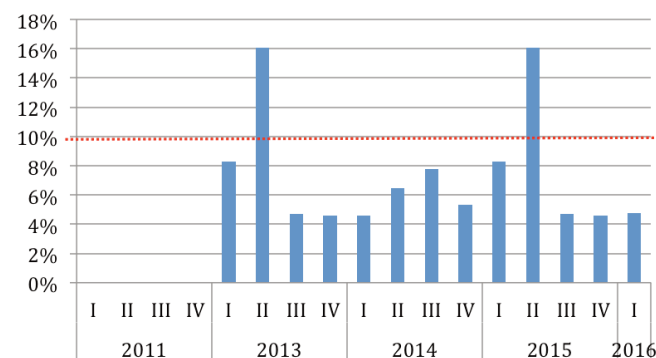


Figura 54 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili - zona SUD

Il prezzo dell'energia elettrica ha raggiunto nel 2016 i valori più bassi dall'inizio della borsa elettrica

Nonostante la modesta ripresa della generazione termoelettrica, la combinazione di bassi prezzi del gas naturale e la significativa penetrazione di FRNP ha determinato all'inizio del 2016 una vera e propria traslazione verso il basso della curva dei prezzi medi orari (Figura 55). Nel I trimestre del 2016 il prezzo medio orario è stato pari a 40 €/MWh, rispetto ai 53 €/MWh del 2015. La riduzione dei prezzi è legata alla forte riduzione del prezzo del gas naturale (vedi cap. 2.1), che resta la fonte marginale nella gran parte delle ore, dunque è indipendente dall'aumentata penetrazione delle fonti rinnovabili.

Nel corso degli anni passati, fino al 2015, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili ha invece contribuito a modificare il profilo della curva oraria dei prezzi, con una riduzione dei prezzi nelle ore diurne e un incremento nelle ore serali. E' dunque diminuito in modo sostanziale il rapporto tra il prezzo medio registrato nelle ore di picco e il prezzo medio registrato nelle ore serali e nei giorni festivi (rapporto tra i prezzi medi della fascia oraria F1 e quelli della fasce orarie F2 e F3), come emerge dalla Figura 56. In particolare è notevole come il prezzo medio registrato nella fascia F2 sia divenuto maggiore di quello registrato nella fascia F1, in primo luogo per la diminuzione di quest'ultimo causata dalla penetrazione delle rinnovabili nelle ore centrali della giornata. Le ore della fascia F2, quando il fotovoltaico è poco rilevante, sono invece divenute progressivamente le ore in cui gli impianti termoelettrici riescono ad avere margini migliori. Inoltre anche lo scarto tra i prezzi medi registrati nelle fasce F1 e F3 si è ridotto. Se si considera che nella fascia F1 la domanda è maggiore del 10% circa rispetto alla domanda che si registra nella fascia F2, e del 40% circa rispetto alla domanda che si registra in fascia F3, questi dati evidenziano come sia nel 2015 sia nel 2016 il rapporto tra i prezzi nelle diverse fasce sia significativamente diverso rispetto al rapporto fra le corrispondenti domande. Si tratta per di più di dati che riguardano il primo trimestre dell'anno, quando la produzione da fotovoltaico è minore. In effetti, già a Marzo 2016 entrambe le tendenze suddette si sono ulteriormente accentuate (con punte di prezzi medi in fascia F3 simili a quelli di F1).

La redditività degli impianti a gas naturale resta critica

Un'altra conseguenza critica dell'evoluzione del mercato elettrico degli ultimi anni è quella del progressivo peggioramento della redditività degli impianti tradizionali, in particolare alimentati a gas naturale, come sintetizzata dall'evoluzione dello spark spread (Figura 57).

La forte diminuzione di prezzi nel corso del 2015 ha riportato lo spread su valori positivi, ma si tratta pur sempre di valori molto bassi, certamente insufficienti a determinare incentivi all'investimento in nuovi impianti, sebbene la produzione termoelettrica, che nel 2014 aveva raggiunto i valori minimi, sia tornata ad aumentare nel 2015 e nel I trimestre 2016, grazie alla diminuzione della generazione idroelettrica.

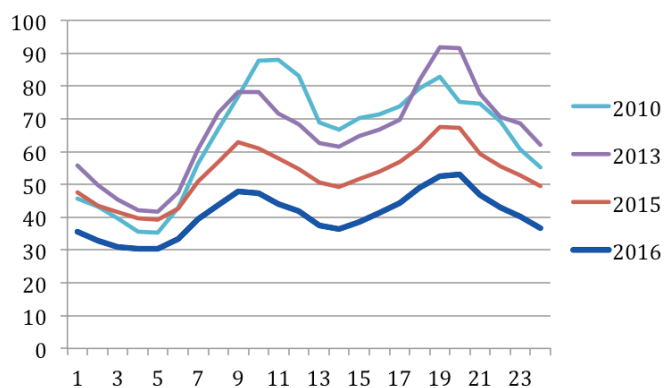


Figura 55 – Curva oraria Prezzo Unico Nazionale – I trimestre 2010-2016

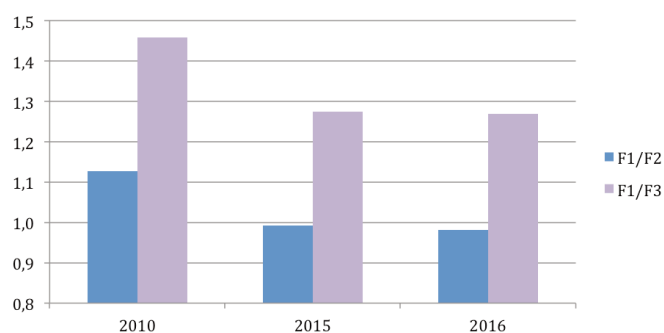


Figura 56 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nelle fasce orarie F2 e F3 – I trimestre

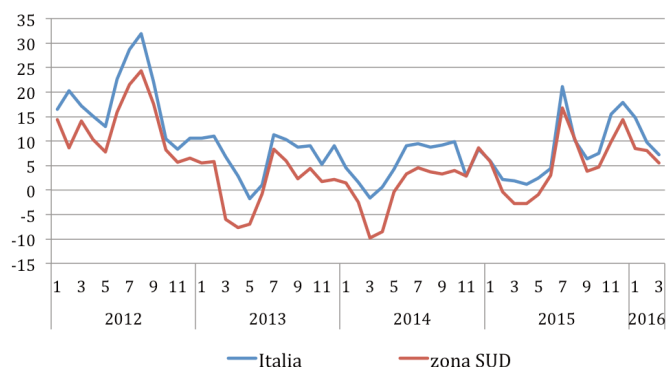


Figura 57 – Spark spread

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Per l'industria italiana i prezzi restano più elevati della media UE, sebbene in diminuzione

Con riferimento ai dati Eurostat, i prezzi medi dell'energia elettrica pagati dall'industria italiana, al netto di IVA e altre imposte detraibili, risultano tendenzialmente superiori a quelli sostenuti da imprese appartenenti alle altre principali economie europee, in particolare per le fasce di consumo bassa (500-2.000 MWh) e media (2.000-20.000 MWh).

Il prezzo pagato dall'industria italiana, sia nella fascia più bassa che in quella intermedia, risulta essere di circa 4 centesimi di euro in più rispetto alla media dei 28 Paesi dell'Unione Europea (primo semestre 2015, Figura 58 e Figura 59): nelle due fasce il prezzo è di circa 0,16 e 0,15 €/kWh in Italia mentre la media UE è di circa 0,12 e 0,11€/kWh. In entrambe le fasce di consumo i prezzi in Germania e Gran Bretagna non sono molto inferiori a quelli italiani, mentre decisamente inferiori alla media UE sono i prezzi in Francia.

Tuttavia, a partire dal 2013, si evidenzia una tendenziale riduzione nel prezzo dell'energia elettrica per le industrie italiane in tutte e tre le fasce di consumo, in particolare in quella più alta (Figura 60), dove lo scostamento del prezzo è attorno ai 2 centesimi di euro in più rispetto alla media europea.

In Figura 61 viene mostrato il peso delle tasse e imposte non detraibili rispetto al prezzo finale dell'energia. L'Italia risulta sostanzialmente allineata alla Germania, con un'incidenza delle tasse e imposte non detraibili in crescita dal 2010 e superiore a quella degli altri Paesi europei esaminati.

Lo scostamento tra il peso che tasse e imposte non detraibili hanno sul prezzo finale dell'energia in Italia rispetto al peso che mediamente hanno nei Paesi dell'UE è evidenziato in Figura 62. Salvo poche eccezioni, questo rapporto, risulta quasi sempre superiore a 1,5, indicando il maggiore onere delle imprese italiane per la copertura di tasse e imposte non recuperabili.

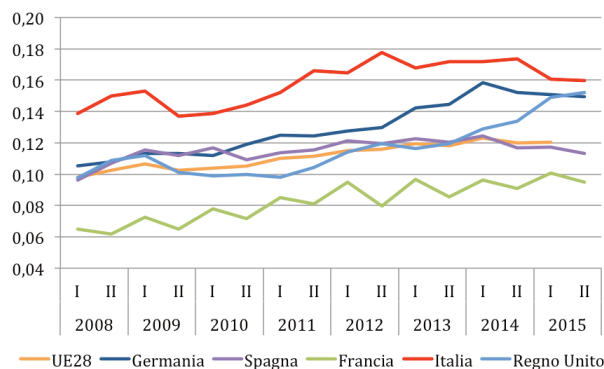


Figura 58 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 500 e 2.000 MWh (€/kWh)

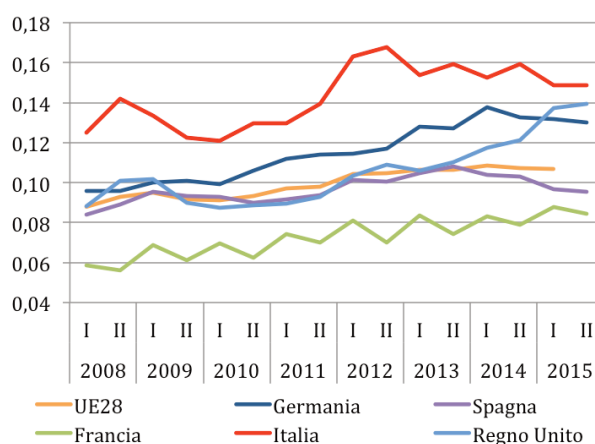


Figura 59 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh (€/kWh)

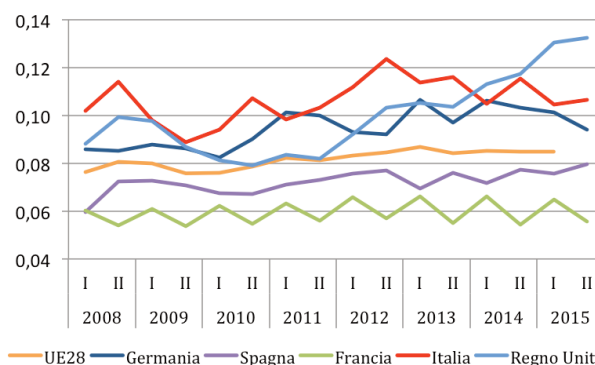


Figura 60 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 70.000 MWh e 150.000 MWh (€/kWh)

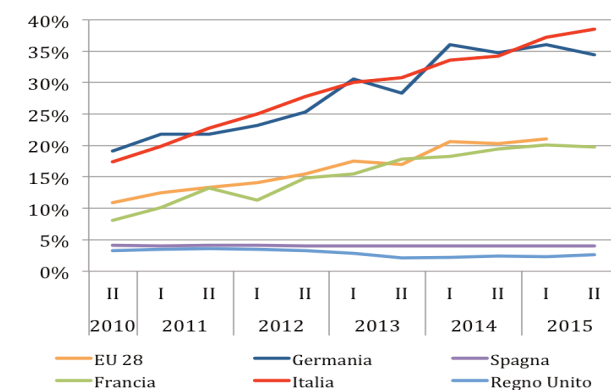


Figura 61 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia: consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh

Dopo anni di crescita, nella prima metà del 2016 gli oneri di sistema sono in leggera diminuzione

La Figura 63 mostra la composizione trimestrale della bolletta elettrica delle piccole imprese nazionali in regime di maggior tutela, considerando le sole voci variabili in funzione dei consumi. Nel secondo trimestre del 2016 il prezzo dell'energia elettrica è tornato poco sotto al livello del primo trimestre 2012. Tale diminuzione è dovuta essenzialmente alla riduzione della componente "materia energia" che ha beneficiato del calo del prezzo del gas sui mercati e quindi di una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso. La riduzione del prezzo dell'energia elettrica è avvenuta nonostante un graduale aumento degli oneri di sistema, passati dal 2012 al 2016 da poco meno di 4 centesimi di euro a circa 7 centesimi di euro, dovuto oltre alla componente A3, anche alle altre voci variabili che compongono gli oneri di sistema.

Dall'1 gennaio 2016 è entrato in vigore il nuovo sistema di fatturazione della bolletta elettrica (Bolletta 2.0) che prevede una nuova aggregazione degli importi fatturati ai clienti serviti in maggior tutela di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla delibera 501/2014/R/com.

In particolare, le componenti UC3 e UC6, comprese fino all'ultimo trimestre del 2015 negli oneri di sistema, dal 2016 sono passate sotto la voce della bolletta elettrica "Spesa per il trasporto e la gestione del contatore", facendo scendere gli oneri di sistema rispetto al 2015.

Questi, infatti, per la fascia con potenza disponibile oltre 16,5 kW e consumi entro 4 GWh/mese, sono scesi da 7,5 a 6,8 centesimi di euro nel secondo trimestre dell'anno in corso.

Un altro aspetto che ha contribuito alla riduzione degli oneri di sistema negli ultimi due trimestri, è la sospensione dall'1 gennaio 2016 dell'applicazione della componente AE ai clienti diversi dalle imprese a forte consumo di energia. Tale componente, destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese con elevati consumi di energia elettrica, verrà riattivata solo a seguito della conclusione del procedimento di valutazione da parte della Commissione Europea sulle misure di agevolazione per le imprese in materia di energia (Delibera 668/2015/R/eel).

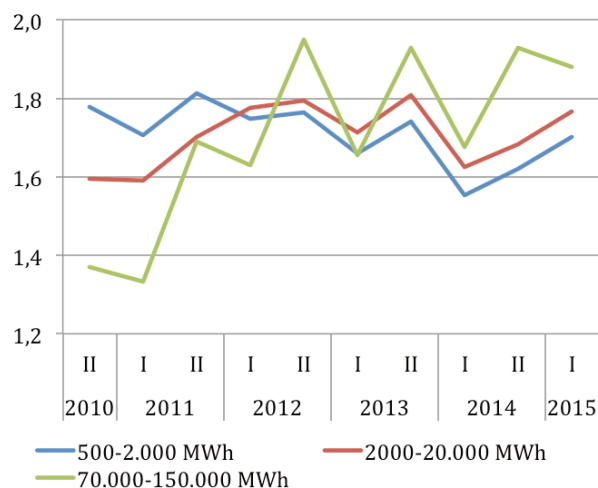


Figura 62 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica: scostamento rispetto alla media UE-28

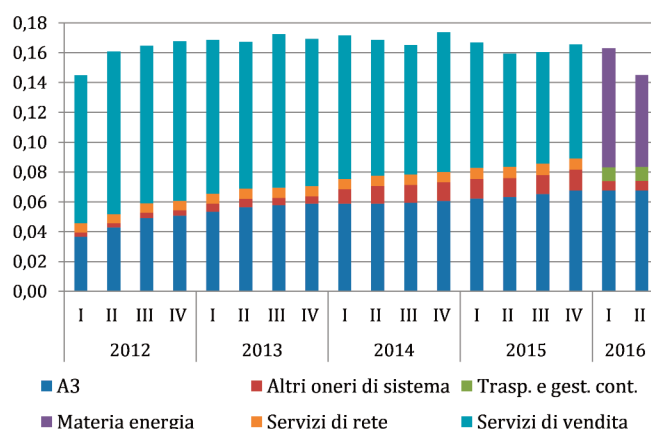


Figura 63 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (€/kWh, regime tutelato, potenza disp.>16,5 kW, potenza impegnata >1,5 kW, consumi <4 GWh/mese)

Insieme agli oneri di sistema altri fattori strutturali contribuiscono al più alto livello dei prezzi italiani

Dal primo gennaio 2016 è stata anche rimossa la differenziazione della struttura tariffaria degli oneri di sistema per le imprese a forte consumo di energia rispetto alle altre. L'andamento degli oneri di sistema negli ultimi anni, con riferimento alle sole componenti variabili in funzione del consumo, per le tre categorie d'impresa considerate, è quello rappresentato in Figura 64. Alle imprese in bassa tensione, con consumi entro i 4 GWh al mese, corrisponde il peso maggiore in termini economici delle componenti variabili degli oneri, anche se, negli ultimi quattro anni, l'incremento percentuale maggiore degli oneri di sistema è stato registrato nella fascia in alta tensione (+66,8%).

La Figura 64 evidenzia anche l'effetto del decreto legge n. 91/14 (cosiddetto "tagliabollette") che, a partire da gennaio 2015, ha determinato una riduzione di alcune componenti degli oneri di sistema per le imprese in media tensione e quelle in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW.

Quanto visto sin qui spiega in buona misura il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra Italia e altri Paesi UE. Ai fattori visti sin qui va però aggiunto il differenziale esistente nei prezzi all'ingrosso, legato a fattori "strutturali" come il mix di combustibili tipico di ogni sistema e il grado di concorrenza.

Dal primo punto di vista, la Figura 65 mostra come, pur in un sistema in costante evoluzione, la tecnologia dei cicli combinati a gas naturale (CCGT) continui ad essere la tecnologia marginale, cioè quella che fissa il prezzo di equilibrio, in circa la metà delle ore. Rispetto agli passati si notano però anche differenze rilevanti, in particolare la crescita della percentuale di ore in cui la tecnologia marginale è una fonte intermittente (eolico o fotovoltaico), che nel 2010 era pari a zero.

Riguardo alla concorrenzialità del mercato italiano, è interessante osservare l'evoluzione nel corso degli ultimi anni dell'indice di concentrazione Hirschmann Herfindahl (HHI) calcolato dal GME per le diverse zone di mercato (Figura 66). Sebbene si tratti di un indice solo parzialmente rappresentativo dell'effettivo livello di concorrenza (vedi nota metodologica), esso mette comunque in evidenza la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta.

La zona Nord è l'unica che nel corso degli anni si è sempre caratterizzata per una struttura di mercato relativamente concorrenziale, con valori medi inferiori alla soglia di 1800, che caratterizza una struttura moderatamente concentrata. Sia nel 2005 che nel 2010 tutte le altre zone si caratterizzavano invece per valori piuttosto elevati. Nel corso degli anni tutte le zone hanno presentato miglioramenti dell'indice HH, ma a inizio 2016 le zone con valori superiori alla soglia di 1800 sono Sardegna, Centro Nord e Centro Sud. La zona Nord si è invece avvicinata alla soglia di 1000, al di sotto della quale il mercato viene considerato poco concentrato.

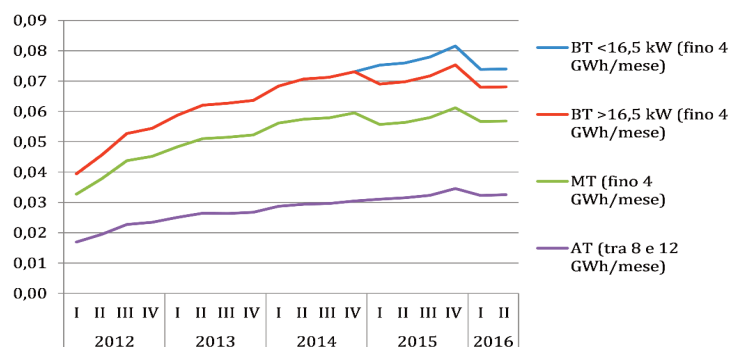


Figura 64 – Oneri di sistema (solo componenti variabili) per consumatori industriali in bassa, media e alta tensione in regime tutelato (€/kWh)

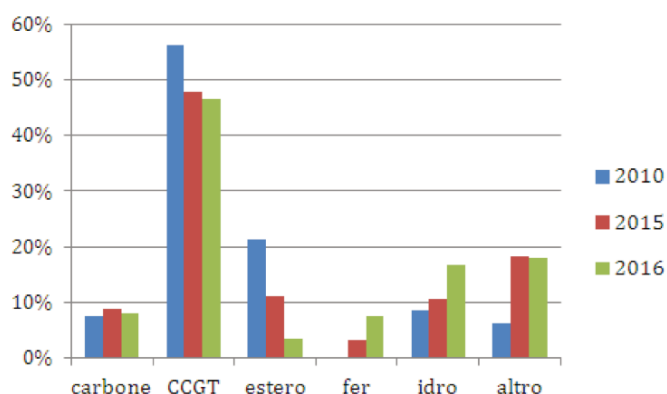


Figura 65 – Tecnologie marginali nella zona Sud (% sulle ore totali del I trimestre dell'anno)

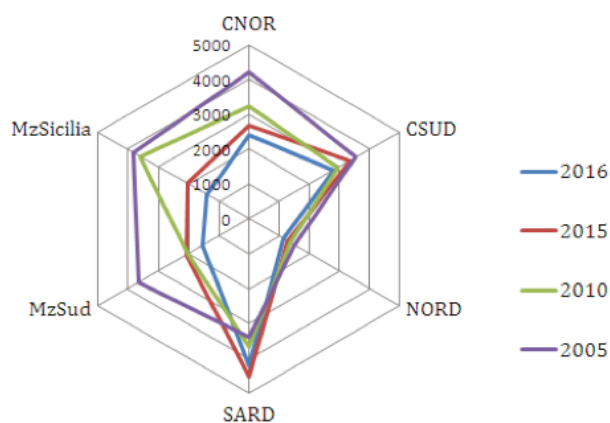


Figura 66 – Indice di Hirschmann Herfindahl nelle diverse zone di mercato

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzo del gasolio in forte calo, ma resta superiore alla media UE

Con riferimento al prezzo al consumo del gasolio per trasporti, si evidenzia un andamento decrescente negli ultimi anni nei diversi Paesi europei, chiaramente conseguente al crollo del prezzo del petrolio sui mercati internazionali.

La Figura 67 evidenzia come i prezzi al consumo siano diminuiti di oltre il 30% rispetto al 2012, e attualmente abbiano raggiunto i valori minimi degli ultimi anni.

In Italia i prezzi rimangono superiori rispetto a quelli degli altri Paesi UE ad esclusione del Regno Unito (Figura 67). Nonostante la differenza rispetto alla media UE-28 si sia progressivamente ridotta nel tempo, il prezzo del gasolio praticato in Italia ad aprile 2016 è risultato ancora di circa 16 centesimi di euro maggiore.

Rimane elevata anche l'incidenza di tasse e imposte sul prezzo finale del gasolio, in crescita nell'ultimo anno, come negli altri Paesi europei, essenzialmente a seguito del calo del prezzo del petrolio sui mercati internazionali.

In Italia la percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio ad aprile 2016 risulta pari a 68,4% rispetto alla media europea del 62,7% (Figura 68).

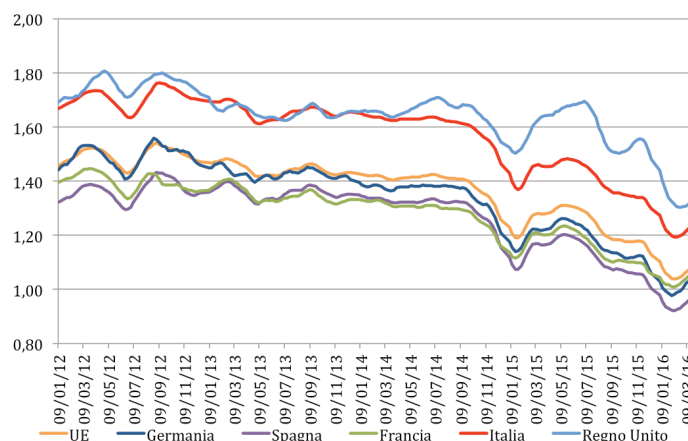


Figura 67 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incl. imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/l)

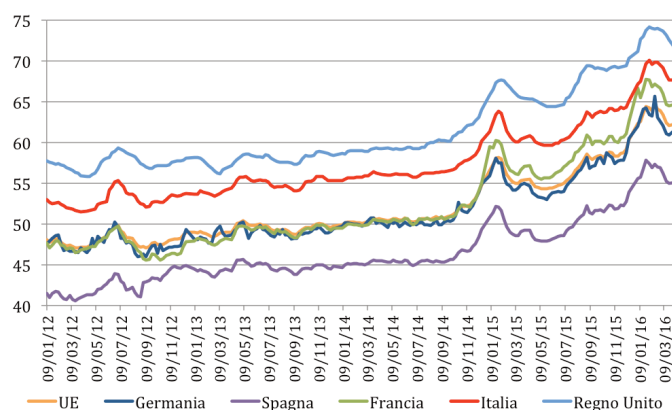


Figura 68 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio

5.3 Prezzi del gas

I prezzi italiani sul mercato spot sono allineati a quelli UE, restano le differenze legate alla fiscalità

Il mercato del gas naturale ha subito profondi cambiamenti nel corso degli ultimi anni, a seguito dell'evoluzione della normativa europea e della regolamentazione nazionale, in un contesto di prolungata riduzione della domanda interna (che anche dopo la ripresa del 2015 resta inferiore di circa il 20% rispetto ai massimi del 2005).

Un elemento importante è stato l'intervento regolatorio effettuato nel corso del 2013 dall'AEEGSI, che ha riformato le condizioni economiche di tutela, in particolare le modalità di calcolo della componente relativa alla materia prima, storicamente legata a formule di prezzo dei contratti di importazione di lungo periodo dei maggiori operatori italiani (*take or pay*). L'intervento ha previsto la graduale sostituzione delle formule di prezzo indicizzate alle quotazioni dei prodotti petroliferi con una quota crescente di prezzi spot, fino al 100% a partire dal 1 ottobre 2013. Sebbene l'intervento dell'AEEGSI abbia riguardato il mercato tutelato, che dal gennaio 2014 include le sole utenze domestiche, esso ha prodotto effetti anche sulla determinazione dei prezzi sul mercato libero. Allo stesso tempo, le dinamiche concorrenziali, indotte dalle riforme operate nei mercati europei del gas hanno portato ad una diminuzione e allineamento dei prezzi spot all'ingrosso nelle principali borse europee. In Italia la convergenza verso i prezzi europei è iniziata nel 2012 grazie al completo avvio del mercato di bilanciamento di merito economico.

Nel primo trimestre del 2016, i prezzi del mercato olandese TTF (Title Transfer Facility), di riferimento sia per Paesi limitrofi, come la Germania, ma anche per Italia e Francia per i contratti di fornitura a soggetti industriali e termoelettrici, sono stati passati dai circa 21 €/MWh del I trimestre 2015 ai 13 €/MWh del I trimestre 2016, in linea con la tendenza dell'anno precedente (Figura 69).

L'evoluzione dell'insieme dei fattori su menzionati ha dunque portato all'allineamento tra i prezzi medi del gas per i consumatori industriali italiani (al netto delle imposte) e la media dei 28 Paesi dell'Unione Europea (Figura 69). Con riferimento alla fascia che presenta i maggiori volumi di consumo (vedi nota metodologica), nel secondo semestre 2015 l'Italia si colloca in terza posizione dopo Germania e Regno Unito, quest'ultima favorita da molteplici fattori, tra cui la presenza di una borsa del gas molto sviluppata.

La posizione relativa dei prezzi italiani rispetto a quelli UE risulta però molto più differenziata se si passa ad analizzare i prezzi al netto delle tasse e imposte deducibili. In questo caso, i prezzi italiani sono infatti i più alti per la classe di consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ (cioè fino a 263.000 m³), associabile ad imprese di piccole dimensioni (Figura 70), mentre sono i più bassi per le due fasce di consumo successive (Figura 71 e Figura 72), e in linea con la media UE nel caso della fascia dei grandissimi consumatori (Figura 73).

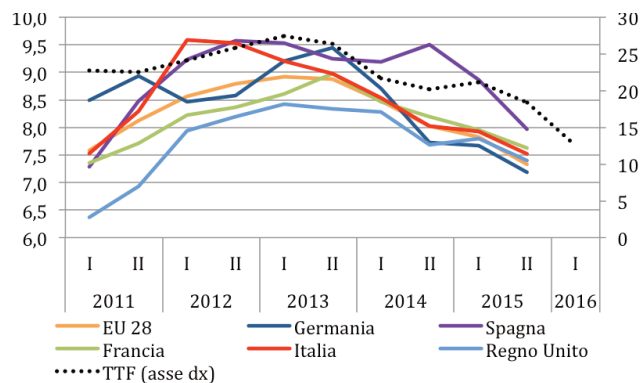


Figura 69 – Prezzi del gas per l'industria al netto delle imposte - consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (asse sin €/GJ, asse dx MWh)

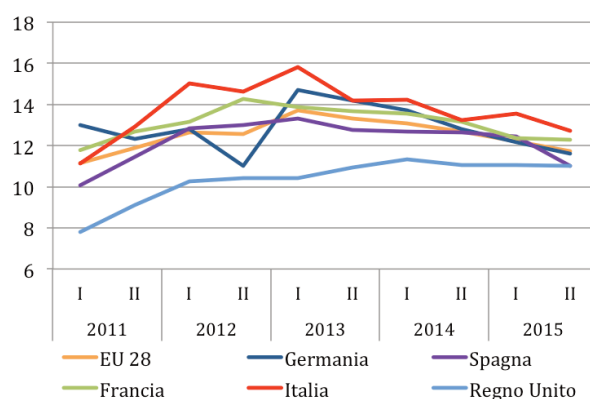


Figura 70 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

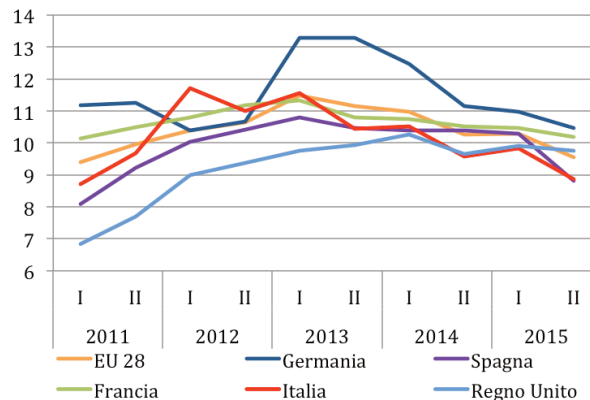


Figura 71 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)

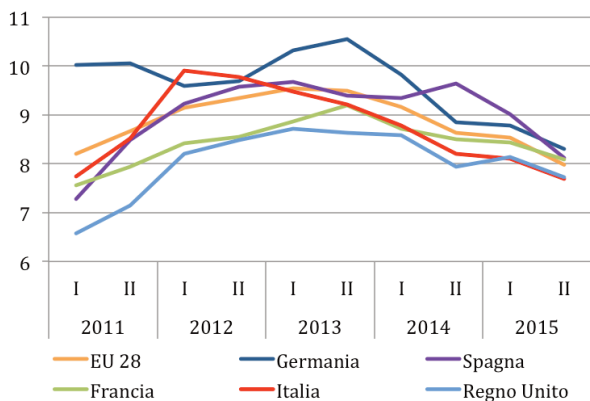


Figura 72 – Prezzo del gas naturale al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

I prezzi al netto delle imposte deducibili sono competitivi per le grandi imprese ma non per le piccole

Le differenze tra i prezzi del gas pagati dai consumatori industriali italiani e i quelli pagati dai consumatori degli altri Paesi europei sono dunque sostanzialmente legate alla diversa incidenza della componente fiscale.

La Figura 74 evidenzia l'incidenza di tasse e imposte non deducibili sui prezzi finali del gas, prendendo a riferimento il secondo semestre 2015. L'Italia si caratterizza per un sistema d'imposte che penalizza i consumatori industriali meno energivori, mentre in Germania la pressione fiscale aumenta proporzionalmente al consumo. Le imposte non recuperabili in Spagna rilevabili a partire dal 2013, presentando valori molto bassi per tutte le classi di consumo considerate.

L'incidenza fiscale in Italia per le prime due classi a minor consumo è decisamente alta, raggiungendo nel 2015 il 12% nel caso della fascia di consumi annui compresi tra 1.000-10.000 GJ (Figura 75), contro una media europea dell'8,5% mentre per le classi a maggiori consumi scende in maniera decisa, fino a toccare 1,4% nell'ultima classe, contro un corrispondente valore medio europeo intorno al 7% (Figura 75).

L'accisa sul gas metano in Italia, principale componente delle imposte sui consumi del gas, suddivisa in due scaglioni, cresce infatti del 67% per gli utilizzatori industriali (termoelettrici esclusi) con consumi inferiori a 1.200.000 metri cubi per anno (circa 46.000 GJ). Inoltre, tra le grandi imprese, sono esenti dalla tassazione alcune attività specifiche, tra cui i processi di riduzione chimica, i processi elettrolitici, metallurgici e mineralogici.

Nel caso delle piccole e medie imprese l'aggravio di costo è inoltre accresciuto dal fatto che la maggior parte di queste sono allacciate alla rete di distribuzione, con un ulteriore componente di costo che grava sul prezzo finale (la tariffa di distribuzione) e che invece non tocca i clienti industriali di grandi dimensioni, allacciati alla rete di trasporto nazionale (Figura 76).

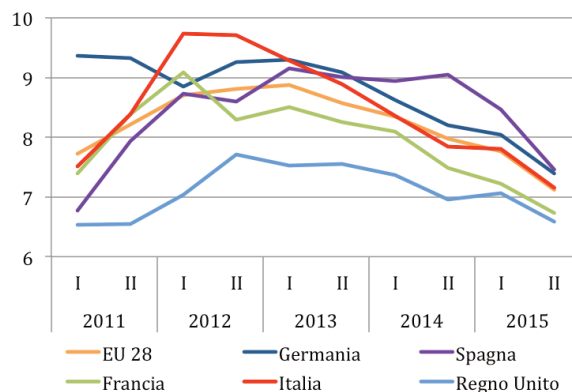


Figura 73 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000 - 4.000.000 GJ (€/GJ)

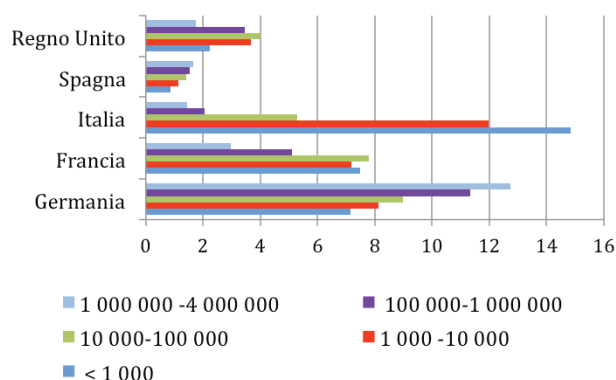


Figura 74 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - 2° semestre 2015

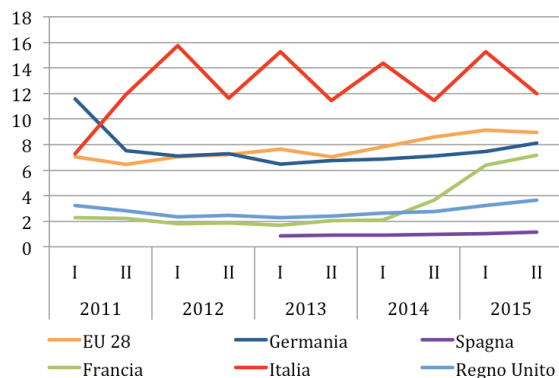


Figura 75 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000-10.000 GJ

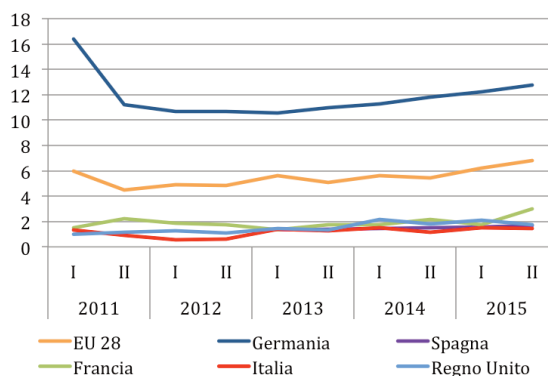


Figura 76 – Quota percentuale tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ

Selezione dei principali fatti dell'ultimo trimestre

	GENNAIO – MARZO 2016
FONTI FOSSILI	Con il valore di 24,74 \$/b, venerdì 15 gennaio è stata superata in negativo la soglia dei 25 dollari del paniere OPEC
	Uno studio dell'Institut Français du Pétrole rileva per il 2015 il crollo relativo al settore petrolifero degli investimenti mondiali in E&P (-21%)
	Il MiSE applica la normativa respingendo con 27 provvedimenti tutte le domande per la ricerca e produzione di idrocarburi effettuate entro le 12 miglia dalla costa italiana
	La Dgs-Unmig del MiSE stima nel 2015 un calo della produzione nazionale di petrolio e di gas rispettivamente del 5,2% e del 5,6%
	Il MiSE conferma a 4,620 miliardi mc di gas (48.846 GWh) il dato sul volume dello stoccaggio strategico per l'anno contrattuale 2016/2017
	Nel 2015, con 67 navi attraccate all'impianto, sale a oltre il 70% l'utilizzo del terminale Adriatic Lng. Nel 2015 sono stati immessi 5,6 miliardi di m ³ di gas corrispondenti a un incremento del 30% rispetto all'anno precedente
FONTI RINNOVABILI	Bloomberg New Energy Finance stima che nel 2015 gli investimenti mondiali nei settori delle rinnovabili sono arrivati a 328,9 miliardi di dollari
	ANEV denuncia la crisi dell'eolico nel 2015 con soli 295 MW installati e conseguenze sull'occupazione nel settore
	Il GSE stima che nel 2016 si avrà il picco di 14,4 miliardi di euro del fabbisogno della componente A3 relativa agli incentivi alle rinnovabili. Nel 2017 e 2018 tale valore dovrebbe scendere rispettivamente a 11,9 e 11,7 miliardi di euro
	Il GSE fissa a 100,08 euro il prezzo di ritiro dei certificati verdi relativo alla produzione di energia da fonti rinnovabili nel 2015
	Nel rapporto "State of Renewable Energies in Europe", EurObserv'ER stima nel 2014 un fatturato complessivo di 141,5 miliardi di euro e oltre un milione di occupati nei settori delle rinnovabili in Europa
	Il rapporto annuale UNEP-BNEF segnala per il 2015 un calo del 21% degli investimenti nei settori delle fonti rinnovabili in Europa. Le cifre per l'Italia sono attorno al 1 miliardo di dollari d'investimenti, ben lontane dal picco di 31,7 miliardi di dollari del 2011
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblicato il Rapporto annuale del GSE sul meccanismo dei certificati bianchi nel 2015
	Pubblicato a marzo 2016 in Gazzetta Ufficiale il Conto termico relativo ai piccoli interventi di incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili cui al DM 28 dicembre 2012
NORMATIVA	Il collegato ambientale, contenente misure per promuovere la green economy, dopo un lungo iter parlamentare viene pubblicato in Gazzetta Ufficiale a gennaio 2016
	La Legge di Stabilità proroga al 2020 gli incentivi alle bioenergie per gli impianti che non ne usufruiscono più o non ne usufruiranno più entro l'anno. Il GSE prevede un onere in bolletta di circa 100 milioni di euro
	Pubblicato a febbraio 2016 in Gazzetta Ufficiale il DL Milleproroghe 210/2015 contenente norme di interesse per il settore dell'energia

	GENNAIO – MARZO 2016
IMPORT/ EXPORT	Cresce del 36,4% l'export italiano di prodotti petroliferi relativcrisitna o ai primi mesi del 2015, con il gasolio a trainare con +70%. Diminuisce del 15,3% l'export di greggio e semilavorati
	Le importazioni italiane di GNL tornano a crescere dopo il calo del 18% registrato nel 2014, registrando 4,32 milioni di tonnellate (+31% rispetto al 2014) provenienti quasi esclusivamente dal Qatar (International Group of Liquefied Natural Gas Importers)
SICUREZZA ENERGETICA	La Commissione Europea vara il pacchetto sulla sicurezza energetica che comprende misure sulla riduzione della domanda, sulla produzione anche da fonti rinnovabili e sulla diversificazione di fonti energetiche, fornitori e rotte
	Pubblicato a marzo sulla Gazzetta Ufficiale il decreto MiSE 3 marzo 2016 recante la "determinazione delle scorte di sicurezza di greggio e/o prodotti petroliferi, per l'anno scorta 2016". L'ammontare delle scorte a decorrere dal 1° aprile 2016 (inizio dell'anno scorta) è fissato a quota 11.322.000 tep
TRASPORTI	Finanziati dalla UE 263 progetti italiani per il comparto dei trasporti del programma Connecting Europe Facility (CEF), per un importo complessivo di 12,7 miliardi di euro
	Aumenta del 47,8% rispetto all'anno precedente la vendita di veicoli elettrici in Europa nel 2015
	Uno studio di Bloomberg New Energy Finance afferma che nel 2040 le vendite globali di auto elettriche arriveranno a 41 milioni pari al 35% delle immatricolazioni dei veicoli leggeri
	Continuano a crescere le immatricolazioni delle auto dall'inizio del 2016 che secondo il ministero dei Trasporti registrano a febbraio +27,3% rispetto al mese precedente

L'energia nella stampa generalista

Di seguito vengono presentati in forma grafica i principali risultati del monitoraggio di oltre 754 testi presenti sulla stampa generalista, nel primo trimestre del 2016, relativamente ad alcuni campi d'indagine.

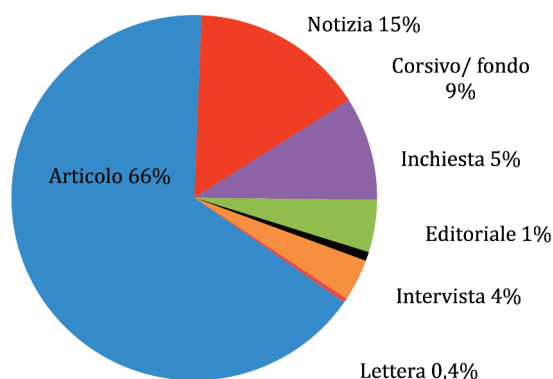


Figura 80 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

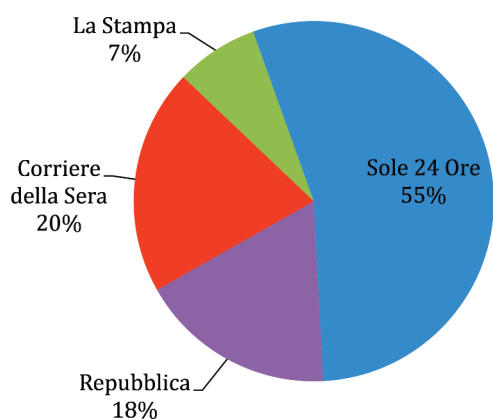


Figura 77 – Articoli esaminati per testata giornalistica

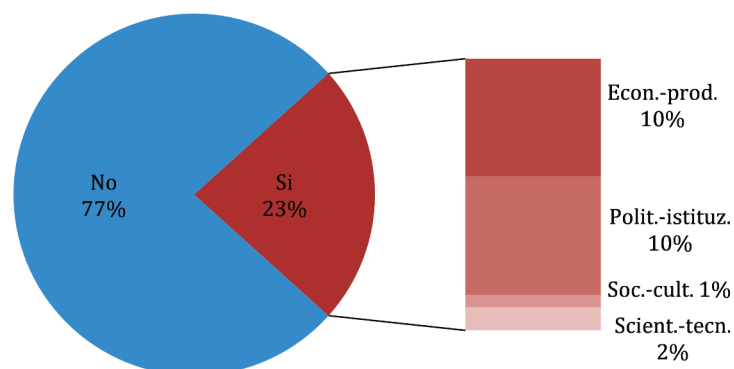


Figura 81 – Presenza di corsi d'azione per tipologia negli articoli esaminati

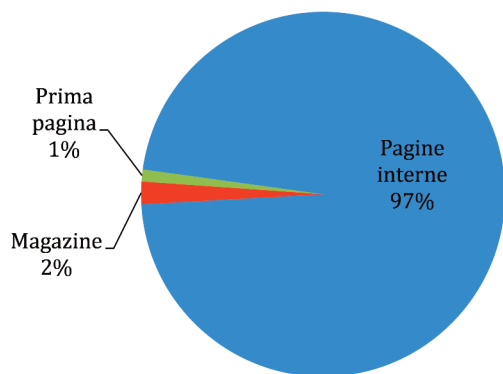


Figura 78 – Articoli esaminati per collocazione del testo

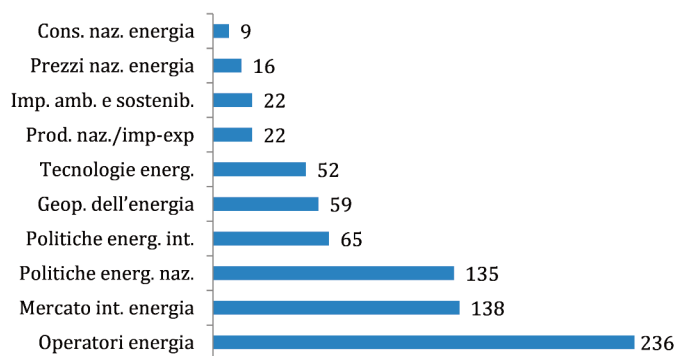


Figura 82 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

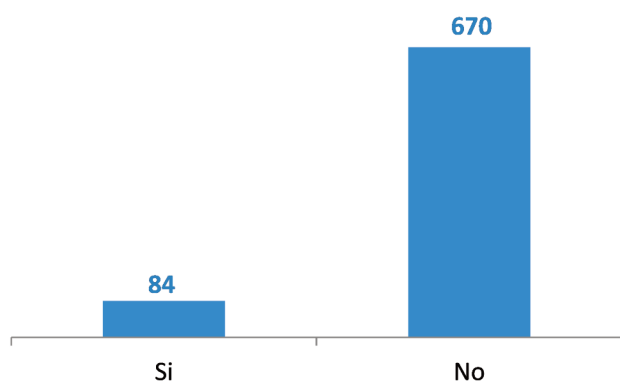


Figura 79 – Articoli annunciati in prima pagina

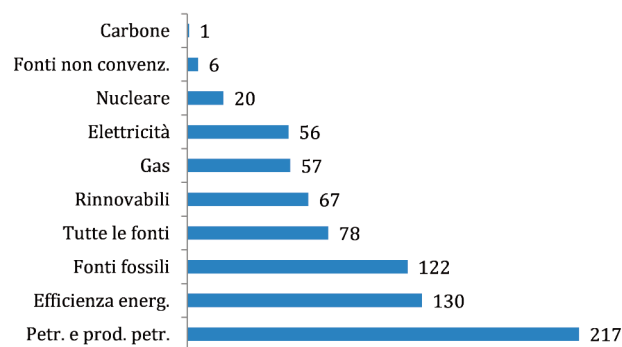


Figura 83 – Numerosità degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi esaminati

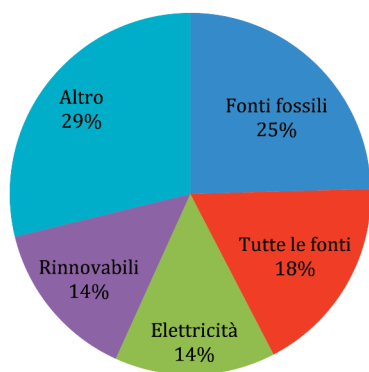


Figura 84 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

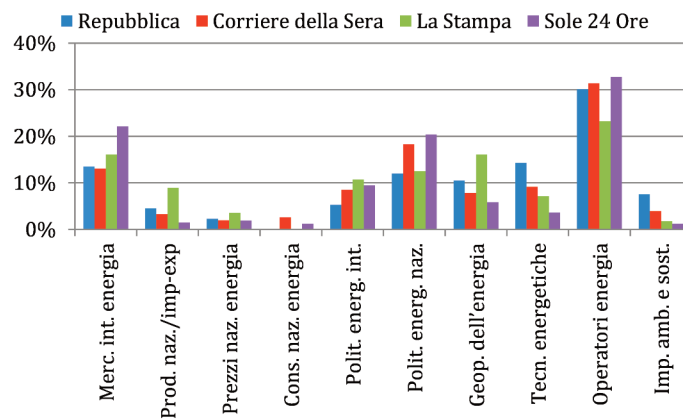


Figura 87 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

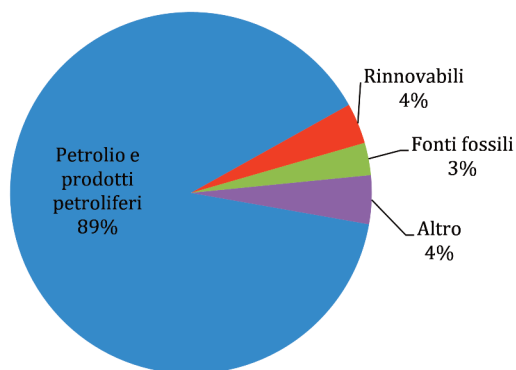


Figura 85 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

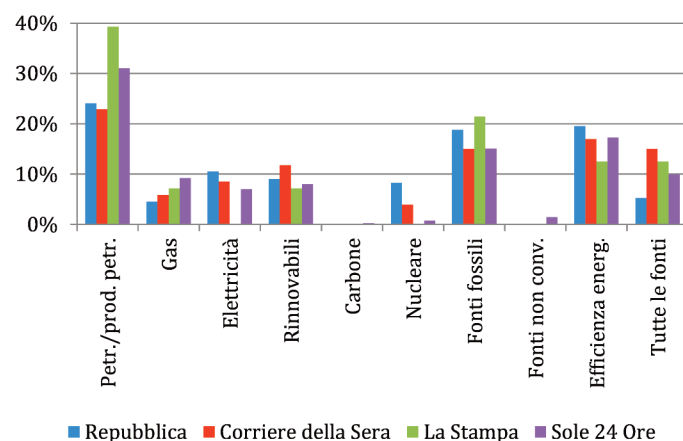


Figura 88 – Frequenza degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia per testata giornalistica

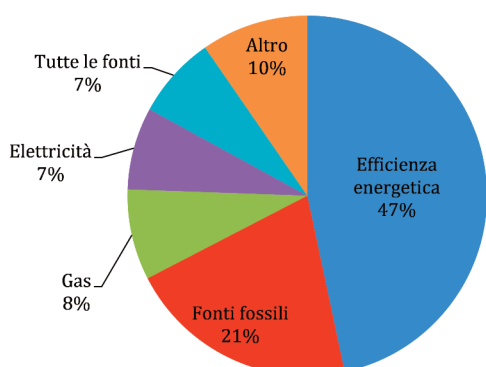


Figura 86 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali"

Figura 1 –	Le tre dimensioni della politica energetica: stato attuale e tendenze di breve e medio periodo	5
Figura 2 –	Il percorso di decarbonizzazione del sistema rispetto alle due dimensioni della sicurezza e del costo dell'energia	5
Figura 3 –	Indice sintetico della transizione energetica	6
Figura 4 –	Superindice dei consumi del sistema energetico italiano	7
Figura 5 –	PIL, produzione industriale tot. e beni intermedi (2010=100, asse sin), proxy Gradi Giorno (asse dx)	7
Figura 6 –	Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni	7
Figura 7 –	Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF	7
Figura 8 –	Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sin) e annuale (2005=100, asse dx)	8
Figura 9 –	Consumi di energia primaria e superindice ENEA	8
Figura 10 –	Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)	8
Figura 11 –	Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100).....	8
Figura 12 –	Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep).....	9
Figura 13 –	Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)	9
Figura 14 –	Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec, asse sin), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)	9
Figura 15 –	Gas naturale, petrolio ed energia elettrica - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)	9
Figura 16 –	Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. % trimestre su trimestre anno prec.)	10
Figura 17 –	Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep)	10
Figura 18 –	Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm ³ , asse sin) e proxy Gradi Giorno (asse dx)	10
Figura 19 –	Consumi di gas naturale nell'industria (MSm ³ , asse sin) e indice produzione industriale settori gas intensive (asse dx)	10
Figura 20 –	Emissioni di CO ₂ del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)	11
Figura 21 –	Emissioni di CO ₂ trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.).....	11
Figura 22 –	CO ₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)	11
Figura 23 –	Coefficiente medio di emissioni di CO ₂ del mix di generazione (gCO ₂ /kWhel, asse sin) e produzione idroelettrica, solare ed eolica (in % sul totale, asse dx)	11
Figura 24 –	Emissioni di CO ₂ settore civile e proxy Gradi Giorno (var. % trimestre su trimestre anno prec.)	12
Figura 25 –	Emissioni di CO ₂ settore trasporti e driver del trasporto su gomma (var. % trimestre su trim. anno prec.)	12
Figura 26 –	Scomposizione emissioni di CO ₂ alcuni Paesi UE, periodo 2007-2014	12
Figura 27 –	Emissioni di CO ₂ di alcuni Paesi UE, e scomposizione per l'Italia (var. % 2015 su 2014)	12
Figura 28 –	Indicatori MOSES per il petrolio greggio	13
Figura 29 –	Import netto di petrolio greggio (% dei consumi totali)	13
Figura 30 –	Diversificazione nei fornitori (Herfindahl-Hirschman)	13
Figura 31 –	Indicatori MOSES per i prodotti della raffinazione	13
Figura 32 –	Consumo dei prodotti petroliferi in Italia (kt)	14
Figura 33 –	Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio in alcuni paesi UE	14
Figura 34 –	Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina in alcuni paesi UE	14
Figura 35 –	Export netto prodotti petroliferi in Italia (kt)	15
Figura 36 –	Export italiano di gasolio e benzina verso regioni (kt)	15
Figura 37 –	Margini di raffinazione in diverse aree geografiche (\$/bbl)	15
Figura 38 –	Percentuale di utilizzo degli impianti di raffinazione nei principali Paesi UE	15
Figura 39 –	Domanda trimestrale di gas naturale (Mtep).....	16
Figura 40 –	Domanda giornaliera di gas naturale (MSm ³) – inverni 2010-2016 (ottobre-marzo)	16
Figura 41 –	Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata (MSm ³).....	16
Figura 42 –	Importazioni gas naturale in Italia da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx)	16
Figura 43 –	Importazione gas naturale nel Nord Europa (var. anno/anno, MSm ³)	17
Figura 44 –	Indice ENTSO-G di flessibilità residua dell'approvvigionamento di gas naturale in Italia	17
Figura 45 –	Indice N-1 a inizio 2016	17
Figura 46 –	Indice N-2 a inizio 2016	17
Figura 47 –	Richiesta di energia elettrica mensile (TWh) e domanda di picco (GW) in Italia)	18
Figura 48 –	Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche).....	18
Figura 49 –	Percentuale della domanda oraria coperta da fonti rinnovabili non programmabili nel I trimestre dell'anno (valore max, min e medio).....	18
Figura 50 –	Fabbisogno e copertura nel giorno di massima produzione da fonti rinnovabili non programmabili (2016).....	18
Figura 51 –	Curva oraria della domanda totale e della domanda residua – zona Sud (MWh) - (media relativa al I trimestre dell'anno).....	19
Figura 52 –	Variazione oraria della produzione intermittente – min, max e dev. standard, zona Sud (in % della domanda)	19
Figura 53 –	Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – zona Sud.....	19
Figura 54 –	Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona SUD.....	19
Figura 55 –	Curva oraria Prezzo Unico Nazionale – I trimestre 2010-2016.....	20

Figura 56 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio delle fasce orarie F2 e F3 – I trimestre	20
Figura 57 – <i>Spark spread</i>	20
Figura 58 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 500 e 2.000 MWh (€/kWh).....	21
Figura 59 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh (€/kWh)	21
Figura 60 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 70.000 MWh e 150.000 MWh (€/kWh)	21
Figura 61 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia: consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh.....	21
Figura 62 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica: scostamento rispetto alla media UE-28	22
Figura 63 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (€/kWh, regime tutelato, potenza disp.>16,5 kW, potenza impegnata >1,5 kW, consumi <4 GWh/mese)	22
Figura 64 – Oneri di sistema (solo componenti variabili) per consumatori industriali in bassa, media e alta tensione in regime tutelato (€/kWh)	23
Figura 65 – Tecnologie marginali nella zona Sud (% sulle ore totali del I trimestre dell'anno)	23
Figura 66 – Indice di Hirschmann Herfindahl nelle diverse zone di mercato.....	23
Figura 67 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incl. imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/l)	24
Figura 68 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio	24
Figura 69 – Prezzi del gas per l'industria al netto delle imposte - consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (asse sin €/GJ, asse dx MWh).....	25
Figura 70 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)	25
Figura 71 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ).....	25
Figura 72 – Prezzo del gas naturale al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(€/GJ)	25
Figura 73 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ) (€/GJ).....	26
Figura 74 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo- 2° semestre 2015	26
Figura 75 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000 – 10.000 GJ	26
Figura 76 – Quota percentuale tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ	26
Figura 77 – Articoli esaminati per testata giornalistica	29
Figura 78 – Articoli esaminati per collocazione del testo	29
Figura 79 – Articoli annunciati in prima pagina.....	29
Figura 80 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia	29
Figura 81 – Presenza di corsi d'azione per tipologia negli articoli esaminati	29
Figura 82 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati	29
Figura 83 – Numerosità degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi esaminati	29
Figura 84 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"	30
Figura 85 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"	30
Figura 86 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali"	30
Figura 87 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica	30
Figura 88 – Frequenza degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia per testata giornalistica	30

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 adoperate;
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 – Le tre dimensioni della politica energetica: stato attuale e tendenze di breve e medio periodo

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali componenti della politica energetica (c.d. trilemma energetico), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un indice sintetico della transizione energetica. L'indice è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni:

- a) Decarbonizzazione del sistema energetico
- b) Sicurezza energetica
- c) Costo dell'energia e competitività

Ciascuna delle tre dimensioni ha pari peso nella definizione del valore dell'indicatore sintetico. L'indice varia tra un valore minimo pari a zero (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma).

Di seguito il set di indicatori utilizzati in ciascuno dei tre ambiti di analisi:

Decarbonizzazione del sistema energetico:

- Emissioni di CO₂: traiettoria emissioni di CO₂ rispetto alla retta coerente con il target
- Intensità carbonica del sistema energetico: traiettoria intensità carbonica coerente con il target, calcolata come traiettoria emissioni di CO₂ legata ai soli cambiamenti strutturali (intensità energetica PIL + quota fossili su energia primaria + intensità carbonica fossili)

Sicurezza energetica:

- Approvvigionamento petrolio: Dipendenza dalle importazioni e Diversificazione approvvigionamenti (Indice HH)
- Adeguatezza raffinazione e disponibilità di prodotti petroliferi:
 - % copertura della domanda di benzina con produzione interna
 - % copertura della domanda di gasolio con produzione interna
 - margini di raffinazione
 - differenza con media altri Paesi nella % utilizzo impianti
- Approvvigionamento gas:
 - Indice MOSES dell'Agenzia Internazionale dell'Energia
 - Valore minimo dell'indice di flessibilità residua
- Adeguatezza sistema elettrico: minimo della capacità di generazione elettrica in eccesso
- Adeguatezza mercato elettrico: spark spread
- Flessibilità sistema elettrico: indice ENTSO-E sulla necessità di flessibilità: % di ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda

Costo dell'energia e competitività:

- Prezzi energia elettrica - 500 MWh < Cons. < 2000 MWh: rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzi elettricità - 2 000 MWh < Cons. < 20 000 MWh: rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzi elettricità - 70 000 MWh < Cons. < 150 000 MWh: rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzo del gasolio Italia (rispetto UE): rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzi gas naturale - 1. 000 GJ < Cons. < 10. 000 GJ: rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzi gas naturale - 10.000 GJ < Cons. < 100.000 GJ: rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzi gas naturale - 100 000 GJ < Cons. < 1 000 000 GJ: rapporto Italia/EU, range 0-1
- Prezzi gas naturale - 1 000 000 GJ < Cons. < 4 000 000 GJ: rapporto Italia/EU, range 0-1

Figura 2 – Il percorso di decarbonizzazione del sistema rispetto alle due dimensioni della sicurezza e del costo dell'energia (vedi la nota di Figura 1)

Figura 3 – Indice sintetico della transizione energetica (vedi la nota di Figura 1)

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 4 – 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 ($p > 91\%$), 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 trimestre, il valore del superindice è il risultato della media pesata dei valori delle seguenti variabili:

1. PIL (peso 30%)
2. Indice Produzione Industriale beni intermedi (peso 30%)
3. Prezzi del gas e del petrolio (peso 15%)
4. Proxy HDD (heat degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 20%)
5. Proxy CDD (cold Degree days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%).

Per i valori trimestrali 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/commmod/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°, 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 DPR 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 il trimestre 2016 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (<http://en.tutempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.

Fonti dati:

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

Figura 5 – PIL, produzione industriale tot. e beni intermedi (2010=100, asse sin), proxy Gradi Giorno (asse dx)

Per i valori trimestrali del PIL fino al IV trimestre 2015, sono stati utilizzati i dati ISTAT, Conti Nazionali - Conti e aggregati economici nazionali trimestrali, Tavola Conto economico delle risorse e degli impieghi e contributi alla crescita del PIL, dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010, edizione marzo 2016 (<http://dati.istat.it/>); per il I trimestre 2016

La variabile "proxy Gradi Giorno" rappresenta l'andamento dei Gradi Giorno calcolati per la stazione meteorologica Firenze Peretola (vedi nota Figura 4).

Figura 6 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

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

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

Figura 7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF

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

Figura 8 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sin) e annuale (2005=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 energia elettrica, 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 aeoro-termiche, 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/
- Consumi petroliferi, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.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 9 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

Per l'andamento del superindice ENEA si rimanda alla nota relativa alla Figura 4. Per quello dei consumi di energia primaria alla nota relativa alla Figura 8.

Figura 10 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Variazione, rispetto al trimestre dell'anno precedente, dei consumi trimestrali di energia primaria per le fonti:

- Solidi (comprese biomasse usi elettrici);
- Gas naturale;
- Petrolio;
- Rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico);
- Import netto di energia elettrica.

Le variazioni sono espresse in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, Mtep.

Per la stima dei consumi di energia primaria trimestrali si rimanda alla nota di Figura 8.

Figura 11 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100)

Per la stima dei consumi di energia primaria trimestrali si rimanda alla nota di Figura 8.

Figura 12 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Variazione, rispetto al trimestre dell'anno precedente, dei consumi trimestrali di energia primaria destinati alla generazione di energia elettrica. Le valutazioni, espresse in Mtep di energia primaria, fanno riferimento alle fonti primarie:

- Solidi: carbone, rifiuti e biomasse elettriche, elaborazioni su dati 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);
- Gas naturale: elaborazioni su dati giornalieri SNAM;
- Petrolio: elaborazioni su dati mensili MiSE (consumi petroliferi);
- Rinnovabili elettriche (idro, geo, solare, eolico): elaborazioni dati mensili Terna.

Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

Figura 13 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)

Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2006 al 2016 e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2006-2015.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili Terna.

Fonti dati:

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

Figura 14 – Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec, asse sin), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

Fonti dati:

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

Figura 15 – Gas naturale, petrolio ed energia elettrica - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Le variazioni, espresse in Mtep di energia finale, fanno riferimento ai consumi di:

- Gas naturale: elaborazioni sui dati giornalieri SNAM;
- Prodotti petroliferi: elaborazioni su dati mensili MiSE (consumi petroliferi);
- Energia elettrica: dati mensili Terna (rapporto mensile)

Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM,

http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_da_2005/

- Consumi petroliferi, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 16 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

Le valutazioni sono elaborazioni sui dati mensili MiSE di consumi petroliferi. I prodotti petroliferi imputati al settore dei trasporti sono :

- Benzina
- Carboturbo (escluso aliquota militare)
- Gasolio (solo aliquota gasolio motori e marina)
- GPL (solo aliquota destinata all'autotrazione)

Fonti dati: Consumi petroliferi, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>

Figura 17 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep)

Le variazioni, espresse in Mtep di energia finale, fanno riferimento ai consumi di:

- Benzina
- Carboturbo (escluso aliquota militare)
- Gasolio (solo aliquota gasolio motori e marina)

Fonti dati: Consumi petroliferi, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>

Figura 18 – Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm^3 , asse sin) e proxy Gradi Giorno (asse dx)

Le valutazioni fanno riferimento ai dati giornalieri di gas trasportato SNAM, al quale è stato imputata la quota di gas immesso sul mercato identificata reti di distribuzione.

Per la proxy Gradi Giorno vedi la nota relativa alla Figura 4.

Figura 19 – Consumi di gas naturale nell'industria (MSm^3 , asse sin) e indice produzione industriale settori gas intensive (asse dx)

Le valutazioni fanno riferimento ai dati giornalieri di gas trasportato SNAM, al settore Industriale è imputata la quota di gas immesso sul mercato identificata con Industriale.

L'indice di produzione industriale (fonte ISTAT), fa riferimento a quelle branche industriali individuate come gas Energy intensive; per semplicità è stata usata la media degli indici di produzione dei settori appartenenti alle classi 17 (fabbricazione di carta e di prodotti di carta), 23 (fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi), 24 (metallurgia).

Fonti dati:

- SNAM Rete gas
- ISTAT http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 20 – Emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

Evoluzione delle emissioni di CO_2 del sistema energetico nazionale, dal 2005 al 2015, e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.

I dati dal 2005 al 2014 sono di fonte ISPRA, il 2015 è una stima ENEA. Per la stima della CO_2 per l'anno 2015 del sistema energetico sono stati utilizzati i coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2014 - ISPRA. Per i dati di consumo di energia per fonte e per settore si rimanda alle note di Figure 7, 11, 13, 15,16.

Fonti dati: 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>

Figura 21 – Emissioni di CO_2 trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO_2 del sistema energetico nazionale.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine, come da Inventari delle Emissioni di Gas Serra ISPRA (<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>) (per l'anno 2015 sono stati usati i coefficienti 2014), e sui dati di consumi energetici trimestrali stimati da ENEA (si rimanda alle note delle Figure 7, 11, 13, 15,16)

Figura 22 – CO_2 da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO_2 del settore di generazione elettrica, dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO_2/kWh), della produzione elettrica nazionale.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per l'anno 2015 sono stati usati i coefficienti 2014) come da Inventario Emissioni gas serra ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica ENEA (vedi nota Figura 11).

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 23 – Coefficiente medio di emissioni di CO₂ del mix di generazione (gCO₂/kWh_{el}, asse sin) e produzione idroelettrica, solare ed eolica (in % sul totale, asse dx)

Andamento del fattore di emissione di CO₂ medio del parco di generazione elettrico nazionale (totale e solo termoelettrico), dal 2005 al 2015 e quota di produzione elettrica da fonte idroelettrica e solare più eolica, dal 2005 al 2015.

Le valutazioni dal 2005 al 2014 sono elaborazioni ENEA su dati ISPRA (Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia, 2015), per l'anno 2015 sono elaborazioni su dati Assoelettrica e Terna.

Fonti dati:

- <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/view>
- 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 24 – Emissioni di CO₂ settore civile e proxy Gradi Giorno (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore civile (compresa agricoltura) e proxy gradi giorno.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte del settore civile e agricoltura, come da Inventari annuali delle emissioni di gas serra ISPRA per i vari anni di indagine (per l'anno 2015 sono stati usati i coefficienti 2014), e sui dati di consumi energetici trimestrali del settore.

Per la stima dei consumi del settore civile (compresa agricoltura) sono contemplati:

- i consumi di gas naturale, dati SNAM giornalieri
- i consumi di prodotti petroliferi, elaborazioni su dati mensili MiSE consumi petroliferi

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

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>
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 25 – Emissioni di CO₂ settore trasporti e driver del trasporto su gomma (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione per fonte del settore Trasporti, come da CRF ISPRA per i vari anni di indagine (ipotesi 2015 come 2014), e sui dati di consumi energetici trimestrali del settore (vedi nota figure 16 e 17).

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>
- Consumi petroliferi, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- <http://dati.istat.it/>
- AISCAT, Rapporto mensile

Figura 26 – Scomposizione emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE, periodo 2007-2014

Scomposizione della variazione della CO₂ del settore energetico tra gli anni 2007 e 2014 per Italia, Germania, Francia, Spagna, Regno Unito e media UE 28.

La scomposizione è fatta 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 CO₂ all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP).

Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO₂/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO₂ derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come: $[d(\ln C) / dt = d(\ln C / E) / dt + d(\ln E / PIL) / dt + d(\ln PIL / POP) / dt + d(\ln POP) / dt]$,

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

Nel documento viene proposta una variante alla Identità di Kaya tradizionale, alla quale viene infatti aggiunta la quota di

energia da fonti fossili sul totale del fabbisogno energetico (Fossili/Energia):

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

I dati di CO_2 dei vari Paesi sono fonte BP (Statistical Review of World Energy), quelli di popolazione, PIL e di consumi energetici primari, totali e fossili, sono dati Eurostat.

Fonti dati:

- BP Statistical Review of World Energy June 2015 <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Eurostat
- http://old.enea.it/com/web/pubblicazioni/RT_UDA7_03.pdf

Figura 27 – Emissioni di CO_2 di alcuni Paesi UE, e scomposizione per l'Italia (var. % 2015 su 2014)

Variazione delle emissioni di CO_2 del settore energetico tra il 2015 e il 2014, di Germania, Francia, Spagna, Regno Unito e media UE 28; per l'Italia, la variazione delle emissioni dal 2014 al 2014 è scomposta secondo una variata della Identità di Kaya (vedi nota).

I valori di emissione di CO_2 per i vari Paesi UE sono fonte Commissione Europea; i dati di consumi di energia primaria, totale e solo fossili, sono elaborazioni ENEA, quelli di popolazione Eurostat, per il PIL ISTAT.

Fonti dati:

- Eurostat <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- ISTAT, <http://dati.istat.it/>
- <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7244707/8-03052016-BP-EN.pdf/88e97313-dab3-4024-a035-93b2ab471cd9>.

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 28 – Indicatori MOSES per il petrolio greggio

Per valutare la sicurezza nell'approvvigionamento del petrolio greggio e dei prodotti petroliferi è stato utilizzato il modello MOSES (IEA Model of Short Term Energy Security) applicato su base trimestrale

(https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/moses_paper.pdf). Il MOSES individua quattro dimensioni di rischio (rischio interno/esterno e resilienza interna/esterna) alle quali associa specifici indicatori. Per ciascun indicatore sono individuati degli intervalli di riferimento che corrispondono a un livello alto (rosso), medio (giallo) e basso (verde) di criticità. Attraverso la combinazione dei diversi indicatori possono essere individuati cinque profili di sicurezza (A-E) per il petrolio e sei per i prodotti petroliferi (A, B1, B2, C, D, E). Il modello prevede che i prodotti petroliferi vengano raggruppati in tre categorie: benzina, distillati medi (GPL, gasolio, virgin nafta e carboturbo) e altri prodotti (olio combustibile, lubrificanti, bitume e altro). Tra gli indicatori considerati nel modello:

- deficit: è la percentuale di import netto sui consumi di greggio e dei prodotti petroliferi (elaborazione dati MiSE);
- stabilità politica: è misurata attraverso la media pesata dei valori di greggio importato da ciascun paese e la classe di rischio (Country Risk Classification) assegnata da OCSE. Questo indice varia da 0 a 7 (cresce all'aumentare della stabilità);
- stoccaggio: è dato da rapporto tra la giacenza di un determinato prodotto a fine trimestre e i relativi consumi del trimestre successivo, viene espresso come numero di giorni o settimane di autonomia. (elaborazione dati MiSE);
- differenziazione nei fornitori: viene valutata mediante l'indice di concentrazione Herfindahl-Hirschman (<http://scholarship.law.berkeley.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2149&context=californialawreview>) che è stato applicato sulle quantità di prodotti importati da ciascun paese. L'indice mediante la somma dei quadrati delle quote di prodotto importato (esprimesse in percentuale) da ciascun fornitore estero. Valori vicini a zero rappresentano situazioni di mercato altamente diversificato, mentre valori crescenti dell'indice rappresentano situazioni in cui c'è una prevalenza di più fornitori fino al caso limite con un indice pari a 1 dove c'è un unico fornitore (elaborazione dati MiSE, IEA);
- flessibilità delle raffinerie: viene valutata mediante il Nelson Complexity Index (NCI) (http://www.iea-bioenergy.task42-biorefineries.com/upload_mm/6/2/f/ac61fa53-a1c0-4cbc-96f6-c9d19d668a14_BCI%20working%20document%2020140709.pdf). A ciascuna unità della raffineria, sulla base dei costi di investimento, viene assegnato un fattore di complessità che per la distillazione atmosferica è pari a 1. L'indice viene calcolato sommando i valori del prodotto tra il fattore di complessità ed il rapporto percentuale tra la capacità primaria di ogni la singola unità e quella della distillazione primaria. Media pesata dei valori NCI (elaborazione da https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140522_3nd_meeting_italy.pdf)

Figura 29 – Import netto di petrolio greggio (% dei consumi totali)

Come per il MOSES, il deficit % è dato dal rapporto tra import netto e il consumo di petrolio greggio. Base dati trimestrale (elaborazione dati Eurostat).

Figura 30 – Diversificazione nei fornitori (Herfindahl-Hirschman)

Come per il MOSES, la differenziazione nei fornitori viene valutata mediante l'indice di concentrazione Herfindahl-Hirschman. Base dati annuale (elaborazione dati IEA)

Figura 31 – Indicatori MOSES per i prodotti della raffinazione

Vedi la nota di Figura 28.

Figura 32 – Consumo dei prodotti petroliferi in Italia (kt)

Quantità di prodotti petroliferi consumati in Italia. Base dati trimestrale (elaborazione dati MiSE).

Figura 33 – Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio in alcuni paesi UE

Rapporto tra produzione e consumo di gasolio. Base dati trimestrale (elaborazione dati Eurostat).

Figura 34 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina in alcuni paesi UE

Rapporto tra produzione e consumo di benzina, base dati trimestrale (elaborazione dati Eurostat).

Figura 35 – Export netto prodotti petroliferi in Italia (kt)

Export netto di prodotti petroliferi in Italia. Base dati trimestrale (elaborazione dati MiSE).

Figura 36 – Export italiano di gasolio e benzina verso regioni (kt)

Quantità di prodotti petroliferi esportati nelle diverse aree geografiche. Base dati annuale (elaborazione dati MiSE e UP).

Figura 37 – Margini di raffinazione in diverse aree geografiche (\$/bbl)

Media mobile dei margini della raffinazione per quattro aree geografiche:

- MED: margini di una raffineria dell'area mediterranea che utilizza miscela di petrolio Brent e Ural (dati EMC, <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 (dati IEA, <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) (dati IEA, <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 (dati TOTAL, <http://www.total.com/en/investors/institutional-investors/main-indicators#sthash.pwPL8irw.dpuf>)

Figura 38 – Percentuale di utilizzo degli impianti di raffinazione nei principali Paesi UE

Percentuale di utilizzo degli impianti. Base dati trimestrale (elaborazione dati Eurostat, OPEC, BP).

Figura 39 – Domanda trimestrale di gas naturale (Mtep)

Fonte dati: MiSE, Bilancio Gas Naturale, dati mensili, vari anni.

Figura 40 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm³) – inverni 2010-2016 (ottobre-marzo)

Fonte dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

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

Fonte dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 42 – Importazioni gas naturale in Italia da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx)

Fonte dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>

Figura 43 – Importazione gas naturale nel Nord Europa per origine (var. anno/anno, MSm³)

Fonte dati: IEA, Oil gas coal and electricity, varie edizioni

Figura 44 – Indice ENTSO-G di flessibilità residua dell'approvvigionamento di gas naturale in Italia

L'indice di flessibilità residua (RF) proposto da ENTSO-G rileva la capacità residua del sistema attraverso il rapporto tra capacità libera e capacità totale di tutti i punti di ingresso (stoccaggi inclusi).

Fonte dei dati:

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

Figura 45 – Indice N-1 a inizio 2016

The N-1 formula describes the ability of the technical capacity of the gas infrastructure to satisfy total gas demand in the calculated area in the event of disruption of the single largest gas infrastructure during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years. Gas infrastructure includes the gas transmission network including interconnectors as well as production, LNG and storage facilities connected to the calculated area

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

- N-1 = Percentage ability of the technical capacity of the gas infrastructure to satisfy total
- gas demand in the event of disruption of the single largest infrastructure
- D_{max} = Total daily gas demand during a day of exceptionally high gas demand
- EP_m = Technical capacity of entry points other than production, LNG and storage
- P_m = Maximum technical production capability
- S_m = Maximum technical storage deliverability
- LNG_m = Maximum technical LNG facility capacity
- I_m = Technical capacity of the single largest gas infrastructure

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

Figura 46 – Indice N-2 a inizio 2016

La metodologia è analoga a quella del grafico precedente ma si ipotizza una interruzione dell'offerta di gas da entrambi i gasdotti Greenstream e Transmed.

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

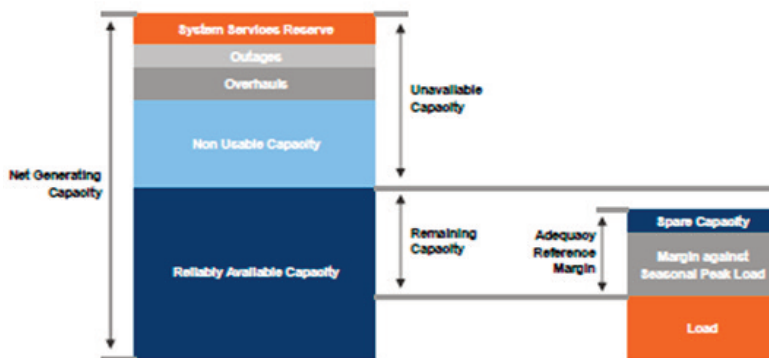
Figura 47 – Richiesta di energia elettrica mensile (TWh) e domanda di picco (GW) in Italia

Richiesta di energia elettrica in ciascun mese dell'anno e fabbisogno nel giorno di punta del mese

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

Figura 48 – 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.



Fonte: ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report

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), capacità idroelettrica da serbatoio e pompaggio, produzione effettiva da eolico e fotovoltaico, energia elettrica 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 49 – Percentuale della domanda oraria coperta da fonti rinnovabili non programmabili nel I trimestre dell'anno (valore max, min e medio)

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

della serie storica del rapporto tra la generazione da fonti non programmabili e la domanda totale:

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

Fonti dati:

- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.

Figura 50 – Fabbisogno e copertura nel giorno di massima produzione da fonti rinnovabili non programmabili (2016)

La figura mostra la domanda totale e la domanda residua nel giorno di massima penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (il 27/03/2016, alle ore 14 tale percentuale ha raggiunto il 54%). La curva oraria della domanda residua è calcolata come differenza fra la domanda totale media oraria e la generazione oraria da fonti rinnovabili non programmabili.

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

Figura 51 – Curva oraria della domanda totale e della domanda residua – zona Sud (MWh - (media relativa al I trimestre dell'anno))

La curva oraria della domanda residua è calcolata come differenza fra la domanda totale media oraria e la generazione oraria da fonti rinnovabili non programmabili.

Fonti dati:

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

Figura 52 – Variazione oraria della produzione intermittente

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

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

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

Fonti dati:

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

Figura 53 – 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 54 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili - zona SUD

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 Curtailment Risk = Probability for RES curtailment in the power system = (number of hours in the year with $P_{\text{resid}} < 0$) / (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 fonti rinnovabili non programmabili: 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.

Figura 55 – Curva oraria Prezzo Unico Nazionale – I trimestre 2010-2016

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

Figura 56 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio delle fasce orarie F2 e F3 – I trimestre

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). Le fasce 2 e 3 rappresentano rispettivamente 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 57 – Spark spread

Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul MGP 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/eelcom), 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. Costo dell'energia e competitività del sistema

Figura 58 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 500 e 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 500 MWh e 2.000 MWh.

Informazioni dettagliate sulla metodologia di raccolta dati da parte di Eurostat sono contenute nella Direttiva 2008/92/CE e nella sezione "Information" della tabella ad essi relativa.

Figura 59 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 2.000 MWh e 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 2.000 MWh e 20.000 MWh.

Figura 60 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili, consumi tra 70.000 MWh e 150.000 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 70.000 MWh e 150.000 MWh.

Figura 61 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia: consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh

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

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

dove P_{tot} è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 2.000 MWh e 20.000 MWh.

Figura 62 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica: scostamento rispetto alla media UE-28

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 57. Il dato sullo scostamento corrisponde al rapporto tra il dato dell'Italia e quello medio UE-28 per ogni semestre 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 500 MWh e 2.000 MWh;
- consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh
- consumi tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.

Figura 63 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (€/kWh, regime tutelato, potenza disp.>16,5 kW, potenza impegnata >1,5 kW, 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 64 – Oneri di sistema (solo componenti variabili) per consumatori industriali in bassa, media e alta tensione in regime tutelato (€/kWh)

La figura fa riferimento alle aliquote relative alle componenti tariffarie A e UC 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 65 – Tecnologie marginali nella zona Sud (% sulle ore totali del I trimestre dell'anno)

Indice di tecnologia marginale, indica per ogni ora dell'anno la tecnologia che fissa il prezzo nella zona di mercato.

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

Figura 66 – Indice di Hirschmann Herfindahl nelle diverse zone di mercato

L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) è uguale alla somma del quadrato delle quote di mercato di ciascuna impresa del settore:

$$HHI = \sum_{i=1}^N (s_i * 100)^2$$

Il valore massimo dell'indice è 10.000 e corrisponde al caso di monopolio. Generalmente, un valore inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'indice HHI consente di tenere conto dell'asimmetria tra le imprese: la quota delle imprese piccole ha poco rilievo mentre le imprese più grandi pesano più che proporzionalmente. L'indice ipotizza che quanto più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti. I settori caratterizzati da un indice HHI elevato ospitano, infatti, un oligopolio simmetrico oppure un operatore dominante.

Il potere di mercato dipende in realtà da un più ampio numero di variabili: numero delle imprese e loro dimensione relativa, elasticità della domanda, rigidità dell'offerta. In particolare, l'applicazione dell'indice HHI al settore elettrico presenta però il limite di non tenere conto di fattori rilevanti quali la rigidità della domanda, l'esistenza di vincoli significativi alla capacità di generazione da parte dei produttori e l'impossibilità di stoccaggio dell'energia elettrica. Nei periodi di domanda elevata può accadere che le imprese più piccole raggiungano il loro limite massimo di capacità, per cui i produttori che risultano indispensabili per il soddisfacimento del fabbisogno possono esercitare un potere di mercato contraendo l'output in modo da innalzare il prezzo di vendita.

L'indice HHI può dunque essere usato solo come primo strumento per misurare l'esercizio di potere di mercato.

La motivazione alla base dell'utilizzo degli indici di concentrazione è che più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti: ad esempio, un elevato valore dell'indice HHI indica che esiste la possibilità, nel mercato che si sta osservando, di esercizio di potere di mercato, perché corrisponde a situazioni che

favoriscono tale comportamento;

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

Figura 67 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incl. imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/l)

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 68 – 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 69 – Prezzi del gas per l'industria al netto delle imposte - consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(asse sin €/GJ, asse dx MWh)

La figura mette a confronto il costo all'ingrosso della materia prima, i prezzi finali del gas naturale nell'industria in Italia e i prezzi medi EU-28. I dati semestrali sui prezzi del gas sono tratti da Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e si riferiscono ai prezzi al netto di tutte le imposte e oneri. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e rappresentativa, quindi, di gran parte dell'utenza industriale italiana.

Per il costo all'ingrosso della materia prima si è fatto riferimento al mercato a termine olandese TIF (Title Transfer Facility), tenuto conto che la maggior parte dei contratti di fornitura a clienti industriali sono indicizzati al TTF. Il dato semestrale è stato calcolato come media semplice dei dati mensili per gli anni 2011-2015. Per il 2016 il dato si riferisce alla media semplice dei primi quattro mesi del 2016.

Figura 70 – Prezzo del gas naturale 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 pagati dalle imprese è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili, 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 con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ, assunta come rappresentativa di utenza industriale a basso consumo.

Figura 71 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas pagati dalle imprese è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili, 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 con consumi compresi tra 10.000 e 100.000 GJ.

Figura 72 – Prezzo del gas naturale al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas pagati dalle imprese è basato sui dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera i prezzi al netto di tutte le imposte e oneri. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana.

Figura 73 – Prezzo del gas naturale 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 pagati dalle imprese è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili, 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 più elevata con consumi annui compresi tra 1.000.000- 4.000.000 GJ.

Figura 74 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo- 2° semestre 2015

La figura analizza l'incidenza percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo al lordo delle imposte nell'industria in Italia e in altri Paesi europei in riferimento al secondo semestre 2015.

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili 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 recuperabili" (P_{rec}) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (P_{net}). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

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

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 75 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000-10.000 GJ

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili 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 recuperabili" (P_{rec}) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (P_{net}). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

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

dove P_{tot} è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ, assunta come rappresentativa di utenza industriale a basso consumo.

Figura 76 – Quota percentuale tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili 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 recuperabili" (P_{rec}) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (P_{net}). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

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

dove P_{tot} è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella più elevata con consumi compresi tra 1.000.000- 4.000.000 GJ. recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

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

dove P_{tot} è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella più elevata con consumi compresi tra 1.000.000- 4.000.000 GJ.

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Questo capitolo è volto a monitorare la trattazione delle tematiche oggetto della presente Analisi Bollettino 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 state 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).

Tali elaborazioni non rappresentano in alcun modo l'opinione degli autori, né sono volte a valutare le scelte editoriali dei quotidiani.

Figura 77 – Articoli esaminati per testata giornalistica

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

Figura 78 – Articoli esaminati per collocazione del testo

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

Figura 79 – Articoli 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 80 – 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 81 – Presenza di corsi d'azione per tipologia negli articoli 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 gli articoli 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 82 – 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 83 – Numerosità degli argomenti relativi ai 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 84 – Frequenza di argomenti relativi ai 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 "Operatori dell'energia".

Figura 85 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale "Mercato internazionale dell'energia".

Figura 86 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale "Politiche energetiche nazionali".

Figura 87 – 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 88 – Frequenza degli argomenti relativi ai 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.

Edito dall'ENEA - Unità Relazioni e Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Progetto grafico: Cristina Lanari
Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Maggio 2016

