

Analisi trimestrale del
SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2016



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2016

n. 1/2017

2017 **ENEA**

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

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

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

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

Progetto grafico: Cristina Lanari

Impaginazione: Del Gallo Editori D.G.E. Greenprinting Srl - Via Dei Tornitori, 7 - 06049 Spoleto (PG)

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – Frascati

Prefazione

L'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano esamina i fattori che caratterizzano il sistema energetico nazionale, con l'obiettivo di fornire una valutazione delle tendenze relative alle tre dimensioni della politica energetica, cioè decarbonizzazione, sicurezza energetica e costo dell'energia (il c.d. *trilemma energetico*). L'attenzione è posta su particolari aspetti che consentono di individuare le criticità attuali e di anticipare le possibili criticità in divenire, in relazione in particolare agli obiettivi (di medio e lungo termine) che l'Unione Europea si è data sia per la sicurezza energetica, sia per la competitività, sia per la sostenibilità ambientale. I diversi obiettivi della politica energetica europea possono però interagire in modi molteplici e complessi, influenzando ogni aspetto del sistema nazionale, ma i possibili trade-off tra i differenti obiettivi non sono stati finora compiutamente analizzati, anche a causa della difficoltà di produrre valutazioni accurate su un tale insieme di questioni interdipendenti. Inoltre, a partire dal 2017 è previsto l'obbligo per tutti gli Stati membri dell'Unione Europea di svolgere un'attività di monitoraggio e analisi della transizione dei sistemi energetici. L'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano si propone dunque di fornire un contributo informativo agli operatori del settore, ai ricercatori e ai decisori politici.

Questo numero, che chiude il primo anno di pubblicazione dell'Analisi trimestrale, presenta alcune novità, volte a migliorare la valutazione della traiettoria del sistema energetico italiano. In primo luogo, il numero propone un'analisi del sistema energetico focalizzata non solo sull'ultimo trimestre ma su tutto l'anno trascorso. Molti dati sono riportati su base annuale e laddove possibile si sono svolte valutazioni di più lungo periodo.

Vi sono poi alcune novità metodologiche che migliorano l'accuratezza dell'analisi su alcuni temi di rilievo. L'Indice sintetico elaborato dall'ENEA (l'ISPRED) per valutare lo stato della transizione energetica è stato leggermente rivisto nella parte relativa alla decarbonizzazione, al fine di aggiungervi una valutazione separata degli obiettivi europei definiti in modo rigido e vincolante: da un lato, le emissioni di CO₂ dei settori non-ETS, per il quali è attualmente in discussione una proposta della Commissione UE che prevede obiettivi differenziati per gli Stati membri (per l'Italia una riduzione del 33% rispetto al 2005); dall'altro lato, l'obiettivo di incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, che entro il 2030 dovrebbe raggiungere il 27% dei consumi finali di energia dell'Unione Europea. Inoltre, una analisi statistica del set di indicatori che contribuisce all'ISPRED ha permesso di indagare meglio la questione della possibile presenza di trade-off tra i tre aspetti del trilemma energetico. Il risultato dell'analisi, per quanto da considerarsi preliminare, è illuminante circa l'evoluzione del sistema italiano negli ultimi anni.

Come già nel numero precedente, questo numero include infine spazi di approfondimento su temi di particolare rilievo per la politica energetica nazionale. Un primo Focus propone un contributo alla riflessione sullo stato del sistema energetico italiano a partire dallo schema di analisi definito nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013. Tra l'altro, l'International Energy Agency (IEA), nel recente *Energy Policies of IEA Countries 2016 - Italy Review*, ha appunto segnalato la necessità di una valutazione dello stato dell'arte e dei progressi dell'attuazione della SEN.

Un altro approfondimento è dedicato alla questione delle ragioni delle riduzioni dei consumi di energia in Italia negli ultimi anni, con un'analisi statistica che prova a separare il ruolo dei fattori strutturali da quelli congiunturali.

Sommario

Prefazione	3
Sintesi dei contenuti	6
1 Indice sintetico della transizione energetica	8
FOCUS – Una valutazione dello stato del sistema energetico italiano a quattro anni dalla Strategia Energetica Nazionale	11
2 Quadro di sintesi dei consumi di energia	16
2.1 Variabili guida del sistema energetico	16
2.2 L'andamento dei consumi energetici	19
FOCUS – Componenti strutturali e congiunturali della dinamica dei consumi di energia	23
3 Decarbonizzazione del sistema energetico italiano	25
4 Sicurezza del sistema energetico italiano	29
4.1 Sistema petrolifero	29
4.2 Sistema del gas naturale	33
4.3 Sistema elettrico	40
5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale	45
5.1 Prezzi dell'energia elettrica	45
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	47
5.3 Prezzi del gas naturale	49
6 I fatti dell'energia nella comunicazione	51
Nota metodologica	57

Sintesi dei contenuti

- Nel 2016 i **consumi** di energia primaria sono rimasti stabili sul valore del 2015 (circa 163 Mtep, al netto delle biomasse negli usi civili), mentre i consumi finali di energia sono in aumento marginale (circa mezzo punto percentuale), grazie alla ripresa dei consumi industriali. Sebbene l'aumento dei consumi sia stato inferiore a quello delle variabili guida, sintetizzate nel superindice ENEA, è significativo che in entrambi gli ultimi due anni, nei quali la variazione del PIL è tornata positiva (sia pure a tassi inferiori all'1% annuo), è tornata positiva anche la variazione dei consumi di energia. Si tratta di un segnale che nella forte contrazione dei consumi di energia dell'ultimo decennio, quasi il -20% rispetto ai massimi, il ruolo principale lo ha avuto la crisi economica, mentre l'auspicato disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici ha avuto un ruolo minore. Se questo dato si conferma sembra difficile prefigurare ulteriori riduzioni dei consumi energetici in presenza dell'auspicato ritorno della crescita economica su valori stabilmente positivi.
- In ripresa significativa i consumi di gas naturale (+5%), trainato prevalentemente dalla domanda della termoelettrica. Le fonti di energia rinnovabile (FER) sono in leggera diminuzione, ma cresce ancora la quota delle FER sui consumi finali, che secondo la stima preliminare ENEA si colloca al 17,6% (rispetto al target UE 2020 del 17%). Nella generazione elettrica forte diminuzione del carbone, sostituito dal gas, stabili le FER. Consumi elettrici di nuovo in diminuzione, e per il secondo anno consecutivo si riduce il grado di elettrificazione dei consumi finali di energia.
- Sul mercato del **petrolio** il 2016 è stato l'anno della ripresa dei prezzi, prima in attesa dell'accordo OPEC/non-OPEC per il taglio della produzione, poi per l'aspettativa che quest'ultimo possa bilanciare l'eccesso di offerta. Ma diversi segnali fanno pensare che difficilmente il prezzo del petrolio possa tornare su livelli molto più elevati degli attuali, ammesso che invece non torni a scendere. In Italia vi è stato un forte calo della produzione interna di greggio (-41%) per il blocco degli impianti di estrazione della Val d'Agri. L'import mantiene un elevato grado di diversificazione dei fornitori. Pur in flessione (-4%), le lavorazioni di greggio italiane restano seconde in Europa solo alla Germania, mentre la riduzione del tasso di utilizzo degli impianti (-5% per le sole lavorazioni di greggio) è in controtendenza rispetto ad altre realtà UE. I margini di raffinazione hanno subito un peggioramento che però ha colpito tutto il sistema della raffinazione mondiale. Il consumo di prodotti petroliferi è in lieve flessione per benzina e gasolio (-2,8% e -0,1%), mentre si registrano aumenti per gli altri prodotti (carboturbo in primis). Le nuove immatricolazioni di autoveicoli sono aumentate di un ragguardevole 16%, ma benzina e gasolio coprono ancora il 92% del parco auto.
- Sul mercato del **gas** naturale è stato l'anno dei prezzi ai minimi e convergenti tra i tre principali mercati, ma anche l'anno del massimo storico dell'export di gas russo verso l'UE. Il più ridotto arrivo di GNL (gas naturale liquefatto) in Europa è stato definito come la vittoria del primo round di un conflitto che sarà pluriennale fra gas russo e GNL per la conquista del mercato europeo, ma è avvenuto a prezzi del gas russo che sono stati i più bassi degli ultimi dodici anni. In Italia l'import dalla Russia è invece diminuito, per la forte ripresa delle importazioni dall'Algeria, per la prima volta in parte indicizzate ai prezzi spot.
- Nel 2016 è emersa in modo particolarmente evidente la stretta interdipendenza fra mercati del gas e dell'elettricità. Dal lato della domanda, in tutta Europa vi è stata una forte ripresa del gas naturale, guidata dalla sostituzione di carbone con gas nella termoelettrica. In Italia la domanda di gas è aumentata del 13% nel termoelettrico, del 5% complessivamente, ma resta inferiore di circa il 15% rispetto ai massimi del periodo 2005-2010. A fine anno un nuovo impulso alla domanda è arrivato dalla fermata di alcuni reattori nucleari francesi, che hanno determinato un interessante "caso studio" per la valutazione della sicurezza dei sistemi elettrici e del gas europei. In Italia la domanda di punta è tornata su livelli non lontani dai massimi storici: il 14 gennaio 2017 ha infatti raggiunto i 425 Mm³, nemmeno il 10% in meno del massimo storico del febbraio 2012, con un clima quest'anno decisamente meno rigido di allora.
- Per il **sistema elettrico** italiano il 2016 è stato un anno a due facce. I primi tre trimestri sono stati caratterizzati da un consolidamento delle tendenze degli ultimi anni: domanda in ulteriore leggero calo, fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ai massimi storici (13,1% su base annuale), prezzi di borsa ai minimi storici (32 €/MWh il prezzo medio ad aprile) e allineati nelle diverse fasce (F1 e F3 in particolare), persistenza dell'overcapacity, sebbene più ridotta che in anni recenti, leggero miglioramento della redditività dei cicli combinati a gas grazie ai prezzi del gas ai minimi, ma probabilmente ancora insufficiente per un ritorno sul capitale. L'ultimo trimestre dell'anno, con la fermata dei reattori francesi ha cambiato significativamente l'equilibrio del mercato. I prezzi sono risaliti a una media di 56 €/MWh, mentre l'ulteriore spinta alla generazione da gas ne ha migliorato la profittabilità, anche perché l'overcapacity si è rivelata meno ampia di quanto spesso ipotizzato, in particolare al Nord.
- L'analisi dello stato del sistema energetico italiano a fine 2016, come descritto dall'indice sintetico della transizione energetica **ISPRED** elaborato dall'ENEA, corredato da alcune analisi statistiche e da un'analisi puntuale di tutte le questioni ritenute rilevanti dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013, produce un quadro che ha molte sfaccettature. Nel 2016 l'ISPRED è in leggera diminuzione, attestandosi a 0,51, come conseguenza di un peggioramento negli aspetti relativi a decarbonizzazione e sicurezza energetica, non compensato dal miglioramento sul fronte dei prezzi dell'energia per l'industria (i prezzi dell'elettricità in particolare, che restano tra i più alti d'Europa).

- Complessivamente, per la **decarbonizzazione** la situazione italiana resta caratterizzata da criticità ridotta. Ma con la fine degli impulsi depressivi sulla domanda di energia legati alla recessione economica, se si guarda oltre il breve termine anche su questo aspetto i segnali recenti non sono molto positivi. Nel 2016 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono tornate a diminuire (-0,8%) dopo il forte aumento del 2015. La traiettoria delle emissioni risulta coerente sia con gli obiettivi di riduzione relativi al 2020 sia, sotto ipotesi relativamente ottimistiche, con gli obiettivi relativi al 2030. Sotto ipotesi più conservative gli obiettivi al 2030 sembrano invece più difficili da raggiungere. In particolare, sembra problematico l'obiettivo di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS (trasporti e climatizzazione degli edifici in primo luogo), che la proposta di regolamento in discussione fissa per l'Italia al -33% rispetto al 2005. La ragione di queste potenziali difficoltà sta nel fatto che negli ultimi anni la forte diminuzione delle emissioni di CO₂ è avvenuta, più che in altri Paesi, per la diminuzione dell'attività economica, mentre i fattori strutturali hanno svolto un ruolo minore che altrove. Tra questi, sempre nella prospettiva post-2020, è necessario prestare attenzione anche allo sviluppo delle fonti rinnovabili, che negli ultimi anni hanno visto ridursi molto i tassi di crescita.
- Sul fronte **sicurezza energetica**, il quadro resta variegato, anche per l'intrinseca complessità della questione. Nel sistema petrolifero resta delicata la questione della competitività della raffinazione. Nel sistema del gas naturale restano su livelli meritevoli di attenzione diverse delle questioni sollevate dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013 (SEN). È sostanzialmente invariata la questione del mancato allineamento dei prezzi italiani con quelli degli hub continentali. Quanto all'adeguatezza del sistema rispetto a possibili situazioni estreme a fine inverno, gli eventi di fine 2016 e inizio 2017 hanno fornito un interessante "caso studio", che ha mostrato per un verso che il sistema ha retto bene all'impennata della domanda legata alla necessità di rimpiazzare il crollo delle importazioni di elettricità dalla Francia, per un altro verso che in caso di situazioni estreme ancora oggi la capacità di import in eccesso rispetto alla domanda potrebbe raggiungere valori relativamente critici. Anche nel mercato elettrico gli eventi di fine 2016 e inizio 2017 hanno in qualche modo rappresentato un "case study". Ne è emersa una conferma della progressiva diminuzione dell'overcapacity, che nel medio periodo potrebbe perfino far riemergere motivi di preoccupazione, un dato già segnalato nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale. D'altra parte, la ripresa del ruolo del gas nel mercato elettrico, anche a scapito del carbone, ha migliorato la profittabilità dei cicli combinati. Altro tema di rilievo è il nuovo massimo storico nella penetrazione delle FRNP.
- Resta infine elevato il livello di criticità dei **prezzi dell'energia all'industria**. Il prezzo medio annuo dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane registra una diminuzione negli ultimi due anni per tutte e tre le categorie esaminate, e si attesta ora su valori simili a quelli del 2011, ma rimane ancora lontano dalla media dei Paesi UE. Anche nel primo trimestre 2017 prosegue la discesa del prezzo pagato dalla piccola impresa che rispetto ai valori di un anno fa registra un calo del 5,6%. Nel 2016 sono diminuiti i prezzi del gas per l'industria, in linea con i prezzi spot, ma in maniera meno incisiva che negli altri principali Paesi UE. Peggiora dunque la competitività dell'Italia, in particolare per le utenze piccole (+17% il differenziale di prezzo rispetto alla media-UE) e per quelle alte (+11%). Si accentua inoltre in Italia il divario dei prezzi tra piccole e grandi utenze, attestandosi su un valore quasi doppio e molto vicino a quello del 2011. Più svantaggiati risultano i piccoli consumatori industriali situati nel Centro Sud e nelle Isole, sui quali gravano costi delle infrastrutture più elevati rispetto a quelli del Nord Est (in media +60%).
- Una valutazione puntuale delle questioni ritenute rilevanti dalla **SEN del 2013** mostra che molte di esse sono ancora attuali. La sfida prioritaria, i prezzi dell'energia mediamente superiori ai concorrenti europei (soprattutto per l'elettricità), non sembra che presenti miglioramenti sostanziali. Su sicurezza e indipendenza degli approvvigionamenti vi sono dei miglioramenti per alcuni aspetti, anche grazie alla notevole riduzione della domanda, ma alcune delle priorità definite nella SEN non hanno mostrato progressi (dipendenza dall'import, produzione interna di idrocarburi). Riguardo alle difficoltà di alcuni segmenti del settore energetico vi sono stati dei miglioramenti legati all'evoluzione favorevole dei mercati internazionali di gas e petrolio, ma non sembrano esserci segnali dell'auspicata crescita del settore. Infine, è invece positiva l'evoluzione del sistema riguardo agli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione europei. Ma secondo i risultati preliminari di uno studio ENEA una parte significativa della riduzione dei consumi di energia avvenuta fino al 2014 può essere spiegata con la semplice variazione delle variabili guida dei consumi (PIL; produzione industriale, clima, prezzi dell'energia). Non a caso l'evoluzione più recente sembra mostrare che con il ritorno a una crescita economica positiva, sia pure modesta, si assiste a un rallentamento sia del tasso di riduzione delle emissioni di CO₂ sia del percorso di disaccoppiamento tra consumi energetici e crescita economica.
- Infine una indicazione di rilievo circa le caratteristiche dell'attuale traiettoria di sviluppo del sistema energetico italiano viene da un'analisi statistica che prende in considerazione l'insieme dei dati relativi ai tre aspetti del trilemma energetico. Ne emerge che la transizione energetica italiana degli ultimi anni si è probabilmente sviluppata in presenza di relazioni di **trade-off** fra le tre dimensioni del trilemma, con miglioramenti su un fronte compensati da peggioramenti su un altro. La conseguenza più recente di questo dato è che la combinazione di una modesta ripresa economica e di una parziale revisione delle politiche di incentivazione può in breve determinare un nuovo peggioramento delle prospettive di decarbonizzazione, la dimensione del trilemma energetico su cui negli ultimi anni si erano fatti più progressi, anche al costo di effetti non sempre positivi su prezzi dell'energia e sicurezza. La riconduzione delle tre dimensioni a un rapporto sinergico sembra evidentemente un obiettivo prioritario per una transizione più efficiente.

1 Indice Sintetico della Transizione Energetica

L'Analisi trimestrale vuole contribuire a una valutazione dell'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (decarbonizzazione, sicurezza energetica e costo dell'energia per il sistema economico, che costituiscono il c.d. *trilemma energetico*), cogliendone la complessità e le interdipendenze. A tal fine l'ENEA ha elaborato un indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica). L'ISPRED è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni suddette, che sono analizzate nei capitoli 3, 4 e 5. Tutti gli indicatori utilizzati, riportati nella Figura 1, variano tra un valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1. La Figura 1 mostra in che modo è stata scomposta ciascuna delle tre dimensioni della politica energetica, per ottenerne una valutazione sintetica delle tendenze di breve (un anno) e di medio (cinque anni) periodo, individuare le criticità attuali, provare ad anticipare le criticità in divenire.

Decarbonizzazione					Valore 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 - distanza dal target (Mt)					-33	0,98	↑	↑
Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS al 2020 - distanza dal target (Mt)					-18	0,93	↑	↑
Proiezione sviluppo FER al 2020					19%	0,86	↓	↑
Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 - distanza dal target (Mt)					-15	0,57	↓	↑
Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS al 2030 - distanza dal target (Mt)					24	0,32	↓	↑
Proiezione sviluppo FER al 2030					24%	0,37	↓	↔

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

Prezzo dell'energia per il sistema industriale					Valore 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Prezzi energia elettrica - consumi bassi (€/kWh)					0,181	0,15	↔	↔
Prezzi energia elettrica - consumi medi (€/kWh)					0,166	0,18	↑	↔
Prezzi energia elettrica - consumi alti (€/kWh)					0,147	0,22	↑	↔
Prezzi gasolio (€/L)					1,287	0,47	↔	↔
Prezzi gas naturale - consumi bassi (€/GJ)					11,93	0,29	↓	↔
Prezzi gas naturale - consumi medi (€/GJ)					8,35	0,60	↔	↔
Prezzi gas naturale - consumi medio-alti (€/GJ)					6,98	0,61	↔	↔
Prezzi gas naturale - consumi alti (€/GJ)					6,35	0,41	↓	↔

Sicurezza del sistema energetico		Valore 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CL	35,3%	0,45	↔	↔
	Diversificazione approvvigionamenti (H+I)	0,1	0,77	↔	↔
Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina-gasolio	1,6	0,80	↔	↓
	Margini di raffinazione (\$/bl)	2,9	0,33	↓	↑
Competitività raffinazione	Utilizzo impianti (%)	73,2	0,38	↓	↔
	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema	34%	0,03	↓	↔
Resilienza sistema gas naturale	Diversificazione approvvigionamenti (H+I)	0,28	0,72	↔	↔
	Eccesso capacità import su domanda (%)	24%	0,49	↓	↔
Adeguatezza sistema gas naturale	Spread PSV-TTF (€/MWh)	1,9	0,13	↔	↑
	Liquidità PSV (TWh)	214	0,13	↔	↑
Adeguatezza sistema el.	Indice capacità in eccesso	28%	0,56	↓	↓
	Indice ENTSO-E	11,1%	0,44	↔	↓
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread (€/MWh)	8,68	0,50	↑	↓

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (2016 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo

Per rappresentare in maniera più efficace la dimensione della decarbonizzazione, in questo numero dell'Analisi trimestrale sono stati introdotti due nuovi indicatori, relativi alla proiezione delle emissioni di CO₂ dei settori non-ETS (cioè i settori sottoposti alla Effort Sharing Decision, che stabilisce obiettivi di riduzione delle emissioni vincolanti per ogni Stato Membro per il periodo 2013–2020) e allo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), al 2020 e al 2030. Questo maggior dettaglio dell'analisi fornisce un quadro più sfaccettato della traiettoria del sistema rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione. I dati della Figura 1 mostrano che la situazione attuale della transizione energetica italiana è certamente soddisfacente riguardo agli obiettivi di breve-termine (2020): il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni fissati dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013 sembra infatti pressoché certo, come anche il raggiungimento degli obiettivi europei per le emissioni dei settori non-ETS e per le fonti rinnovabili. Gli indicatori relativi all'orizzonte 2030 sono invece meno positivi: per tutti e tre gli indicatori corrispondenti a questo orizzonte temporale l'ultimo anno ha visto infatti un peggioramento, in particolare modo per le emissioni di CO₂ dei settori non-ETS e per lo sviluppo delle FER. La traiettoria delle emissioni non-ETS non è infatti in linea con gli obiettivi 2030 se per la proiezione si utilizzano i dati relativi agli ultimi tre anni, anni nei quali sono cessati gli impulsi depressivi sulla domanda di energia legati alla recessione economica. Lo stesso vale per le prospettive di crescita delle FER: se si guarda al trend degli ultimi tre anni la traiettoria di crescita non è in linea con gli obiettivi.

Sul fronte sicurezza energetica, il 2016 si è chiuso confermando ciò che era stato evidenziato nei primi tre trimestri. Il quadro è variegato, anche per l'intrinseca complessità della questione, che include una pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali. In tutti e tre i mercati del petrolio e prodotti petroliferi, del gas naturale e dell'elettricità sono

presenti criticità. Nel sistema petrolifero la situazione italiana è abbastanza rassicurante per l'approvvigionamento di greggio e la disponibilità di prodotti petroliferi. Resta invece necessario prestare attenzione alla competitività della raffinazione, che dopo la ripresa degli ultimi anni nel 2016 ha visto di nuovo peggiorare sia i margini sia l'utilizzo degli impianti. La tendenza degli ultimi cinque anni resta positiva, ma gli indicatori specifici restano vicini a valori di potenziale criticità.

Nel sistema del gas naturale l'aumento della domanda ha determinato una crescita della dipendenza dalle importazioni, un dato peraltro strutturale. D'altra parte la diversificazione delle fonti di approvvigionamento è stabile su valori elevati. Restano invece su livelli meritevoli di attenzione diverse delle questioni sollevate dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013 (SEN). In primo luogo l'allineamento dei prezzi italiani a quelli degli hub continentali. Nell'ultimo anno lo spread PSV-TTF ha fatto registrare un leggero miglioramento, scendendo a 1,9 €/MWh, ma resta su valori molto elevati, non in linea con gli auspici della SEN. Ha continuato invece a crescere la liquidità del mercato italiano, ma senza miglioramenti relativi rispetto agli altri Paesi europei. Quanto all'adeguatezza del sistema rispetto a possibili situazioni estreme a fine inverno, è interessante il "caso studio" fornito dagli eventi di fine 2016 e inizio 2017. Il forte aumento della domanda giornaliera ha per un verso confermato un miglioramento della capacità di risposta del sistema rispetto a cinque anni fa, per un altro verso ha mostrato come, in caso di situazioni estreme, ancora oggi la capacità di import in eccesso rispetto alla domanda potrebbe raggiungere valori relativamente critici.

Anche nel mercato elettrico gli eventi di fine 2016 e inizio 2017 hanno in qualche modo rappresentato un "case study". Ne è emersa una conferma della progressiva diminuzione dell'overcapacity, che nel medio periodo potrebbe perfino far riemergere motivi di preoccupazione, un dato già segnalato nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale. D'altra parte, l'ulteriore ripresa del ruolo del gas nel mercato elettrico, anche a scapito del carbone, ha riportato lo spark spread su livelli decisamente più elevati di quelli registrati negli anni recenti, migliorando la profittabilità dei cicli combinati. Le condizioni del mercato non si possano però ancora considerare tali da stimolare i nuovi investimenti in flessibilità, che saranno invece necessari con la progressiva penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Da questo punto di vista va segnalato come il 2016, pur senza cambiamenti radicali, sia stato l'anno del massimo storico nella penetrazione delle FRNP, anche se questo non ha portato a un nuovo minimo nell'indicatore relativo alla potenziale criticità nella gestione della produzione intermittente. In conclusione, è significativo che tutti gli indicatori relativi al mercato elettrico restano su valori significativamente peggiori rispetto a cinque anni fa.

Se confrontati con le altre realtà europee, i prezzi dell'energia per il sistema industriale rimangono elevati, in particolar modo quelli relativi all'energia elettrica, i cui indicatori, pur migliorati molto negli ultimi due anni, restano su valori di elevata criticità. Nel 2016 si è invece verificato un peggioramento degli indicatori relativi ai prezzi del gas naturale. I prezzi del gas, pur in riduzione, scendono infatti meno che negli altri Paesi europei. Resta infine stabile l'indicatore relativo al prezzo del gasolio.

Dall'integrazione degli indicatori (v. Nota metodologica) si può ottenere il trend dell'indice sintetico associato a ciascuna delle tre dimensioni nell'arco temporale considerato (Figura 2). Ciò fa emergere alcune caratteristiche salienti della traiettoria seguita negli ultimi anni dal sistema energetico italiano. Una prima considerazione che se ne trae è che gli andamenti delle tre dimensioni non sembrano correlati positivamente, cioè non hanno andamenti paralleli, lasciando intendere la possibile esistenza di *trade-off* tra le diverse componenti, un'ipotesi che sarà indagata più avanti. In particolare, per la sicurezza energetica si evidenzia una tendenza di medio periodo alla diminuzione, sebbene sempre all'interno della fascia di criticità media. Il percorso di decarbonizzazione del sistema ha invece presentato costanti e forti progressi tra il 2011 e il 2014, ma negli ultimi due anni appare in peggioramento. I prezzi dell'energia per l'industria presentano invece un trend parzialmente opposto alla decarbonizzazione: in deciso peggioramento fino al 2012-2013, poi in costante ripresa. Quanto al 2016, è peggiorato in modo significativo l'indice relativo alla decarbonizzazione, che si è ora avvicinato alla soglia che divide livelli di criticità ridotta da livelli di criticità media. È peggiorato, ma in misura più contenuta, anche l'indice relativo alla sicurezza energetica, a causa delle variazioni relative ai mercati del gas e dell'elettricità. L'indice relativo ai prezzi è invece migliorato, grazie in particolare al miglioramento sui prezzi dell'elettricità.

Un ulteriore passaggio di aggregazione, basato sulla media pesata dei tre indici rappresentati in Figura 2, porta alla costruzione dell'indice ISPRED il cui andamento, con le relative variazioni tendenziali, è mostrato in Figura 3. L'ISPRED può variare tra un valore mini-

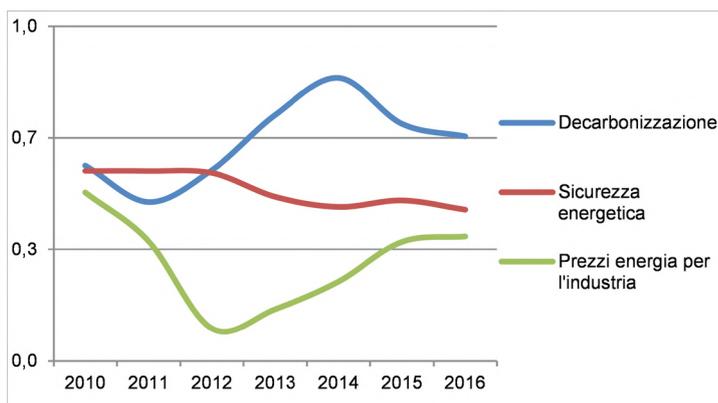


Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni della politica energetica

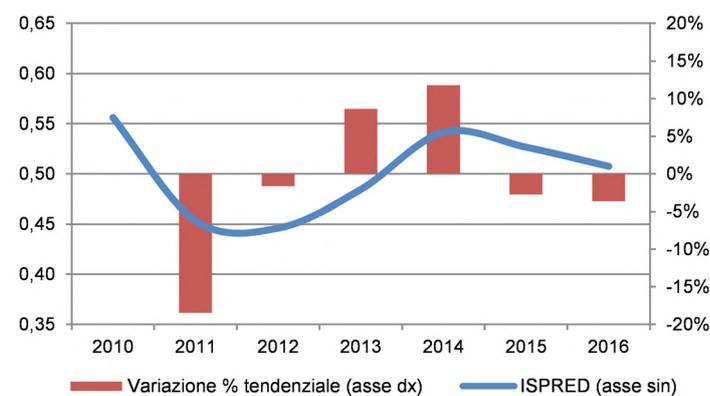


Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (valori annuali - asse sn - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

mo pari a 0 (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma).

Nell'arco temporale considerato si è assistito dapprima a un calo dell'indice (tra il 2010 e il 2012), fino a valori vicini alla soglia di criticità elevata, poi a una ripresa nei due anni successivi, quando c'è stato un miglioramento parallelo di decarbonizzazione e prezzi. Negli ultimi due anni la combinazione delle tre dimensioni ha portato invece a un leggero calo dell'ISPRED, che a fine 2016 si attesta a 0,51, indicando che la transizione del sistema energetico italiano procede lungo una traiettoria di "parziale soddisfacimento" del trilemma energetico.

Una valutazione dei trade-off tra le tre dimensioni della politica energetica

L'analisi delle correlazioni fra gli indici compositi relativi alle tre dimensioni decarbonizzazione, sicurezza e prezzi (vedi

Nota metodologica) evidenzia che negli ultimi sei anni vi sarebbe stata una significativa correlazione negativa tra decarbonizzazione e sicurezza, mentre la correlazione fra decarbonizzazione e prezzi sarebbe stata ancora negativa ma meno forte. Non emerge invece nessuna correlazione fra sicurezza e prezzi (Figura 4).

Per indagare ulteriormente in che misura l'evoluzione del sistema energetico italiano negli ultimi anni sia stata caratterizzata dalla presenza di trade-off, o al contrario di sinergie, tra le dimensioni del trilemma energetico, i dati relativi alla serie storica degli indicatori riportati in Figura 1 possono essere sottoposti all'analisi delle componenti principali (ACP), una metodologia di statistica multivariata che tenta di ridurre un numero elevato di variabili a un numero più ridotto di "variabili latenti", che possono aiutare a individuare delle relazioni esistenti tra le diverse variabili originarie. I risultati dell'ACP sono riportati nella Figura 5. Le variabili originarie (gli indicatori di Figura 1) sono state trasformate proiettandole in un sistema cartesiano nel quale i due assi corrispondono alle due nuove variabili latenti più statisticamente significative. Pur tenendo conto di alcuni limiti dell'analisi (vedi Nota metodologica), la figura fornisce la possibilità di formulare un'interpretazione del significato delle due nuove variabili latenti corrispondenti ai due assi:

La prima variabile, rappresentata dall'asse delle ascisse, sembrerebbe suggerire un continuum che va dalla decarbonizzazione alla sicurezza, una sorta di variabile rappresentativa di un trade-off tra le due dimensioni. Infatti, tutte e tre gli indicatori relativi alla decarbonizzazione sono vicini all'asse delle ascisse, nella sua parte sinistra, mentre una buona parte degli indicatori relativi alla sicurezza energetica (sicurezza elettrica e petrolifera in particolare) sono vicini all'asse delle ascisse ma nella sua parte destra. Fanno eccezione gli indicatori di sicurezza del gas naturale, che sembrano invece avere un rapporto di sinergia con la decarbonizzazione, un risultato in effetti condivisibile se si pensa a come la riduzione dei consumi di gas avvenuta negli ultimi anni abbia contribuito ad allentare le criticità del sistema gas italiano (vedi capitolo 4.2 per un'analisi più dettagliata)

a) La seconda componente, rappresentata dall'asse delle ordinate, denota invece una certa opposizione tra prezzi, da un lato, e alcuni indicatori relativi a decarbonizzazione e sicurezza, dall'altro. Tutte e tre gli indicatori relativi ai prezzi sono infatti vicini all'asse delle ordinate, nella parte superiore, mentre all'opposto nella parte inferiore vi sono gli indicatori relativi allo sviluppo delle FER e all'adeguatezza del mercato del gas naturale e del sistema elettrico.

In conclusione, l'indicazione che si può trarre dall'analisi è che la transizione energetica italiana degli ultimi anni si è probabilmente sviluppata in presenza di relazioni di trade-off fra le tre dimensioni del trilemma. La riconduzione delle tre dimensioni a un rapporto sinergico sembra evidentemente un obiettivo prioritario per una transizione più efficiente.

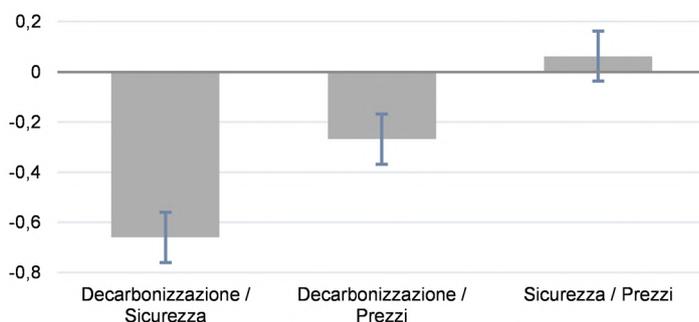


Figura 4 – Coefficienti di correlazione tra le tre dimensioni del trilemma energetico e relativo intervallo di confidenza

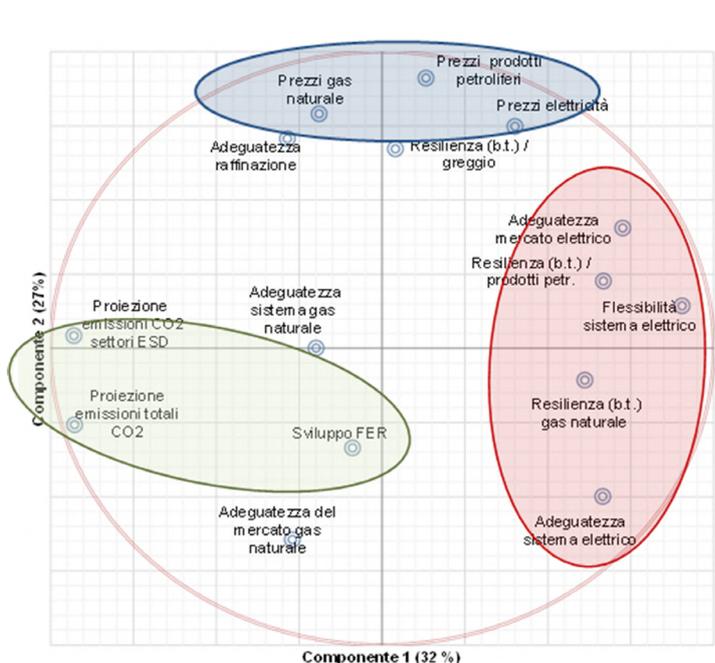


Figura 5 – ACP applicata agli indicatori della Figura 1. I tre cerchi indicano le tre dimensioni del trilemma energetico: decarbonizzazione (verde), sicurezza (rosso), prezzi energia (blu)

FOCUS – Una valutazione dello stato del sistema energetico italiano a quattro anni dalla Strategia Energetica Nazionale

Francesco Gracceva ed Elena De Luca

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) del marzo 2013 è un altro schema di riferimento che può essere utile per valutare lo stato del sistema energetico italiano alla fine del 2016. Fino alla prossima pubblicazione della nuova strategia energetica la SEN del 2013 costituisce tuttora l'ultimo documento che contiene una visione d'insieme del decisore politico riguardo alle criticità del sistema e alle linee di azione da intraprendere per superarle. La valutazione di come si sono sviluppate le criticità evidenziate nella SEN 2013, e del grado di raggiungimento degli obiettivi fissati, può aiutare a individuare le criticità ancora presenti, quelle superate, quelle in via di superamento. Inoltre, una attività di monitoraggio della SEN è stata di recente suggerita dalla International Energy Agency (IEA) nell'ambito del rapporto *Energy Policies of IEA Countries – Italy, 2016 Review* (IEA).

La SEN del 2013, a partire da un'ampia descrizione delle peculiarità del sistema, individuava tre "sfide" principali, riguardanti i prezzi dell'energia, la sicurezza energetica e la situazione economico-finanziaria del sistema energetico italiano. Venivano poi definiti quattro obiettivi principali: raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione europei; ridurre il differenziale di costo per i cittadini e le imprese rispetto agli altri Paesi europei; incrementare sicurezza e indipendenza dell'approvvigionamento, in particolare nel settore del gas ed elettrico; favorire gli investimenti e l'innovazione tecnologica per una crescita industriale del settore energia. Per raggiungere gli obiettivi, la SEN individuava infine sette priorità d'azione, a ciascuna delle quali dovevano corrispondere specifiche misure. La Tabella 1 mostra in maniera sintetica lo "schema concettuale" della SEN, con i suoi obiettivi e le priorità di azione, e confronta la situazione del 2012, l'anno nel quale è stata elaborata la SEN, con quella del 2016. L'analisi si concentra sulle variabili per cui è possibile una valutazione di tipo quantitativo; nei casi in cui la SEN non prevede variabili misurabili sono stati individuati degli indicatori del particolare aspetto da considerare.

Gli obiettivi di sostenibilità ambientale

La SEN stabiliva un obiettivo di riduzione dei gas serra del 21% rispetto al 2005, indicando una riduzione delle sole emissioni di CO₂ pari al 15% rispetto al 2010 (MISE). Secondo la stima ENEA nel 2016 le emissioni di CO₂ (da combustione di combustibili fossili) sono state pari a 333 Mt, in riduzione del 18% rispetto alle 404 Mt del 2010, del 28% rispetto al 2005 (N.B.: nella SEN per il 2010 si riportava il dato di 426 Mt, che include anche le emissioni da processi industriali). Nel 2016 l'Italia ha dunque superato gli obiettivi previsti per il 2020. Naturalmente una valutazione positiva richiede di escludere che entro il 2020 ci possa essere una ripresa delle emissioni. Le proiezioni ENEA, sviluppate nel capitolo 3 di questo numero dell'Analisi trimestrale, portano in effetti a ritenere pressoché conseguito l'obiettivo (anche il relativo indicatore inserito nell'ISPRED è prossimo al valore massimo di 1). Gli esercizi di proiezione oltre il 2020 mostrano però che la traiettoria delle emissioni di CO₂ non è coerente con gli obiettivi al 2030 se si ipotizza una crescita del PIL dello 0,5% medio annuo e variazioni annuali di popolazione, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili in linea con gli ultimi tre anni, nei quali vi è stato un vistoso rallentamento dell'evoluzione delle variabili suddette in direzione della decarbonizzazione. Inoltre, le potenziali criticità risultano ancora più rilevanti se si concentra l'attenzione sugli obiettivi di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS (trasporti, climatizzazione degli edifici). Questo perché negli ultimi anni la forte diminuzione delle emissioni di CO₂ italiane è avvenuta più che in altri Paesi per la diminuzione dell'attività economica, mentre i fattori strutturali hanno svolto un ruolo minore che altrove. La valutazione degli obiettivi relativi all'efficienza energetica è di particolare complessità, perché questi sono generalmente fissati in relazione a una evoluzione di riferimento dei consumi di energia, che tra l'altro risente spesso di preoccupazioni politiche. La SEN fissava l'obiettivo di mantenere i consumi di energia finale costanti a circa 126 Mtep tra il 2010 e il 2020, a differenza della crescita prevista nello scenario in assenza di misure (circa 135 Mtep nel 2015, 141 nel 2020). Nel 2016 i consumi finali dovrebbero essersi attestati poco sopra 116 Mtep (stima preliminare ENEA), dunque molto al di sotto dell'obiettivo fissato dalla SEN. Confrontare i due dati è però molto probabilmente una forzatura. Come discusso nell'altro Focus contenuto in questo numero dell'Analisi trimestrale ("Componenti strutturali e congiunturali della dinamica dei consumi di energia", v. capitolo 2.2), una proiezione dei consumi di energia dal 2010 al 2016, sviluppata a posteriori sulla base di un insieme di variabili guida di cui si conosce l'andamento storico, porta a definire una nuova traiettoria di evoluzione di consumi da usare come riferimento per la stima dei risparmi di energia. Tale traiettoria risulta molto diversa dallo scenario SEN in assenza di misure, che per il 2016 prevedeva consumi pari a 126 Mtep. La differenza tra questo dato di scenario e i 116 Mtep effettivi registrati nel 2016, circa 10 Mtep, può essere interpretata come una stima della riduzione dei consumi non legata a fattori congiunturali, ma a un ampio spettro di fattori strutturali, all'interno dei quali vi sono gli incrementi di efficienza. La produzione di energia da fonti rinnovabili, stimata in coerenza con la metodologia Eurostat, è passata da 17 Mtep nel 2010 a quasi 21 nel 2013, una crescita del 6% annuo. Negli ultimi tre anni è cresciuta ancora fino quasi a 22 Mtep (dato 2016 preliminare), con una crescita media ridotta però all'1,5%.

La penetrazione delle FER ha superato già dal 2014 il target UE previsto per il 2020, pari al 17% dei consumi finali di energia. Nel 2016 la stima preliminare ENEA colloca questa quota al 17,6%, in leggera crescita rispetto al 2015 e al 2014. Si tratta di un risultato di rilievo, ma in questo caso la SEN si proponeva di andare oltre gli obiettivi europei, per raggiungere il 19-20%. Se si considera la tendenza degli ultimi tre anni questo obiettivo non sarà raggiunto facilmente. Inoltre, anche nel caso delle FER la prospettiva cambia se si collocano le tendenze più recenti all'interno di una prospettiva di medio periodo, che richiede una continuazione della crescita fino al 27% (non vincolante a livello di Stato membro) alla fine del prossimo decennio.

Tornando all'orizzonte 2020, è stato raggiunto anche il target relativo al settore termico (FER al 20% degli usi finali), grazie alla diminuzione dei consumi totali (si è cioè ridotto il denominatore, a numeratore costante), mentre è più lenta la crescita della quota FER nei trasporti.

È poi da sottolineare come la SEN avesse giustamente associato l'obiettivo del superamento del target al 2020 a quello della "contemporanea riduzione dei costi di incentivazione". Da questo punto di vista, nel settore elettrico il tasso di crescita medio annuo della produzione da fonti rinnovabili è stato del 32% tra il 2010 e il 2013 – anni nei quali gli oneri di incentivazione triplicavano; la crescita si è invece fermata al 3,6% nei tre anni successivi, quando gli oneri crescevano "solo" del 15% (Figura 6). Per quanto riguarda gli specifici obiettivi della SEN sui consumi primari di energia, l'evoluzione risulta in linea con gli auspici, ma la diminuzione delle quote di petrolio e gas naturale sembra inferiore alle attese, così come la crescita delle FER. Nel caso del settore elettrico ci si è invece avvicinati maggiormente all'obiettivo di un mix incentrato su rinnovabili e gas al 35-40% ciascuno: nel 2016 le FER coprono il 34%, il gas il 39%.

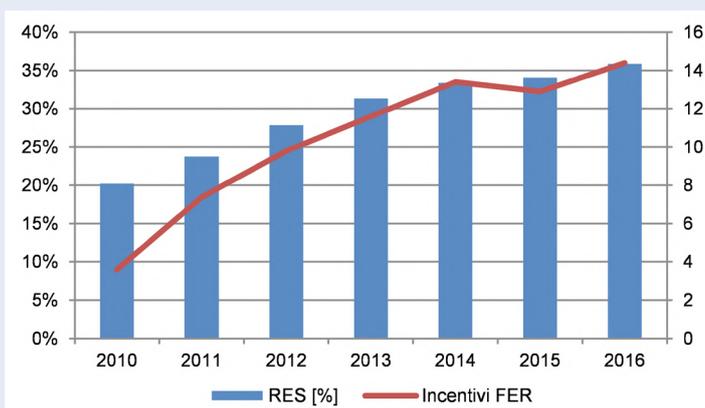


Figura 6 - Quota percentuale (asse sn, %) delle FER e incentivi erogati (asse dx, miliardi €) nel settore elettrico

Gli obiettivi di riduzione del differenziale di costo dell'energia per cittadini e imprese

Secondo la SEN la principale criticità del sistema energetico italiano nel 2012 era dovuta ai "prezzi dell'energia mediamente superiori ai suoi concorrenti europei (soprattutto per l'elettricità), e ancor più rispetto ad altri Paesi come gli Stati Uniti", un fattore di grave appesantimento per la competitività del sistema economico italiano e per la capacità di spesa dei cittadini. La SEN individuava quattro ragioni strutturali per questo differenziale

di costo, definendo una linea di azione prioritaria per ciascuna di esse. La prima ragione è il mix energetico, soprattutto elettrico, costoso perché sbilanciato su gas e fonti rinnovabili. Da questo punto di vista, nei quattro anni passati dal 2012 si può forse stimare un qualche modesto progresso. Nel 2016 si è verificato un significativo fenomeno di *fuel switching* tra gas e carbone negli altri Paesi UE, come auspicato dalla SEN, ma nonostante questo il prezzo all'ingrosso dell'elettricità sulla borsa elettrica italiana è stato maggiore del 60% rispetto a quello della borsa tedesca (43 €/MWh contro 27). D'altra parte la forte riduzione dei prezzi dell'elettricità tra 2012 e 2016 fa sì che il differenziale assoluto si sia più che dimezzato, da 35 €/MWh a 16 €/MWh.

La seconda ragione strutturale è rappresentata dai prezzi all'ingrosso del gas, in Italia mediamente più alti che negli altri Paesi europei. Lo sviluppo di un mercato del gas concorrenziale e liquido, con l'allineamento "pieno e strutturale" dei prezzi italiani a quelli europei (al netto dei costi variabili di trasporto, stimati in circa 0,7 €/MWh), veniva considerato condizione necessaria per fronteggiare i rischi di nuovi forti disaccoppiamenti dei prezzi del mercato italiano o di possibili "manovre commerciali in grado di condizionare il prezzo sul mercato italiano", oltre che funzionale anche alla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica. Se si considera lo spread PSV-TTF, tra il 2012 e il 2016 si osserva in realtà un incremento, dai 1,6 €/MWh medi del 2012 ai circa 2 €/MWh del 2016.

La terza ragione del differenziale di costo dell'energia italiano stava secondo la SEN negli incentivi alla produzione rinnovabile elettrica, "in Italia storicamente i più elevati d'Europa". La SEN fissava l'obiettivo di accompagnare la crescita dell'energia rinnovabile "con incentivi progressivamente ridotti e commisurati al costo (decrescente) della tecnologia e in linea con altri Paesi leader in Europa", mettendo a disposizione per il 2020 fino a circa 11,5-12,5 miliardi l'anno (contro i circa 10 miliardi del 2012). La Figura 6 mostra come gli oneri della componente A3 della bolletta elettrica siano in realtà continuati a salire in modo significativo, fino a quello che dovrebbe essere il picco di 14,4 miliardi nel 2016 (nei prossimi anni è infatti prevista una graduale diminuzione fino a circa 12 miliardi nel 2020).

Infine, la SEN si proponeva anche l'obiettivo di contenere il prezzo dei carburanti per i trasporti. Anche in questo caso i prezzi sono diminuiti in valore assoluto, passando da 1,7 a 1,3 €/l per il gasolio e a 1,7 a 1,4 €/l per la benzina, ma la causa sta ovviamente in primo luogo nel calo del prezzo del petrolio. I prezzi italiani rimangono infatti ancora molto sopra alla media UE (+12,3% e +10,7% rispettivamente per gasolio e benzina).

Gli obiettivi di indipendenza degli approvvigionamenti, miglioramento della sicurezza e crescita del settore energetico

L'Italia, al momento della redazione della SEN, mostrava una situazione piuttosto critica in termini di sicurezza e indipendenza degli approvvigionamenti. La riduzione della domanda di gas e petrolio ha ridotto la dipendenza dalle importazioni di energia primaria dall'estero dall'84% al 75%, ma l'obiettivo stabilito era il 67%. Anche come strumento per la crescita del sistema industriale del settore energia, la SEN puntava sulla produzione primaria di idrocarburi ed in particolare per il gas naturale era previsto un incremento del 41% rispetto al 2011, mentre attualmente c'è una diminuzione del 2,2%. Per il petrolio greggio, per cui la SEN auspicava un incremento del 148% rispetto al 2011, nell'ultimo anno gli incidenti che hanno bloccato le estrazioni in diversi impianti della Val d'Agri hanno portato a una drastica riduzione della produzione interna, che rispetto al 2011 si attesta a -40%. Quanto alla produzione da fonti rinnovabili, è anch'essa aumentata meno di quanto auspicato (+4,5 Mtep rispetto al 2010 mentre si auspicavano 15-16 Mtep in più).

Una questione cui la SEN dava grande rilevanza era la limitata flessibilità del sistema italiano del gas. In particolare, la SEN evidenziava che formalmente l'Italia rispettava la regola N-1, ma che sotto certe condizioni a fine inverno erano possibili situazioni di criticità. In questo senso vi è stato un miglioramento: l'indice di copertura della domanda a fine inverno in caso di interruzione della maggiore infrastruttura di import, che nel 2012 era attorno all'87%, è oggi stimabile a circa il 95%. D'altra parte la proposta di nuovo regolamento europeo sulla sicurezza del gas naturale richiede una riformulazione dell'indice N-1 che farebbe di nuovo emergere una potenziale criticità (si veda l'analisi svolta nel capitolo 4.2). Un altro miglioramento ha riguardato poi la copertura della domanda alla punta a fine inverno, salita secondo la stima ENEA dal 112% al 121%.

Il ritorno alla competitività dei cicli combinati a gas, che rappresenta un elemento comune sia all'obiettivo della sicurezza energetica sia a quello della crescita industriale, non ha visto un incremento significativo, passando da uno spread di 9,8 €/MWh raggiunto nel secondo semestre del 2012 a 11,1 €/MWh mediamente nel 2016. Il notevole miglioramento dell'ultimo anno può però far pensare a un superamento della fase più critica.

Un'altra priorità di azione è rappresentata dalla ristrutturazione del settore della raffinazione, che negli anni è stato interessato da una forte criticità dovuta al calo della domanda, per la crisi economica e per cause più strutturali (maggiore rendimento energetico dei veicoli e incremento della quota di biocarburanti immessi al consumo). A questo si è aggiunta la concorrenza da parte degli impianti localizzati in altre aree geografiche, un fenomeno inarrestabile se si considerano gli investimenti già stanziati nel continente asiatico e in quello africano. Conseguente alla crisi è stato il crollo degli utili, con i margini al di sotto dello zero nel 2011, 2013 e 2014. Il sistema ha reagito con lo stop di cinque impianti, di cui due sono stati riconvertiti a bioraffinerie, Porto Marghera e Gela, mentre gli altri sono stati trasformati in poli logistico-integrati. A livello impiantistico, non essendo previsto all'interno della SEN uno specifico obiettivo, una proxy per la ristrutturazione del sistema della raffinazione può essere ottenuta considerando i rilasci di autorizzazioni integrate ambientali (AIA), che negli ultimi anni erano in calo costante, fino a zero nel 2014. I tredici rilasci del 2016 fanno pensare a una ripresa degli investimenti.

Un punto rilevante della strategia riguardava l'incremento dell'utilizzo dei biocarburanti attraverso la produzione del biometano per l'immissione nella rete dei trasporti. Allo stato attuale la filiera produttiva per questo biocarburante è ancora irrilevante perché i pochi impianti esistenti sono per lo più di tipo dimostrativo, ma il biometano avrà uno sviluppo nell'immediato in quanto si è recentemente chiusa la consultazione pubblica del decreto ministeriale che prevede il nuovo sistema di incentivazione. Un aspetto in qualche modo correlato è l'incremento della rete dei distributori di metano per autotrazione che rispetto al 2012 ha visto un aumento di circa il 12% rispetto al 2012.

Conclusioni. Criticità ancora esistenti e nuove

La SEN del 2013 presentava un quadro ampio e piuttosto esaustivo della complessità del sistema energetico italiano, con particolare attenzione alle aree di attuale o potenziale criticità. Essa evidenziava inoltre, forse per la prima volta, la possibilità di qualche *trade-off* tra i diversi obiettivi della politica energetica.

La valutazione puntuale delle numerose questioni identificate dalla SEN, sintetizzata in Tabella 1, porta a concludere che molte di esse sono ancora attuali. Sulla prima sfida identificata dalla SEN, relativa ai prezzi dell'energia mediamente superiori ai concorrenti europei (soprattutto per l'elettricità), non sembra che vi siano stati miglioramenti sostanziali. Vi sono invece stati dei miglioramenti riguardo alla seconda "sfida", relativa alla sicurezza e indipendenza degli approvvigionamenti, grazie in particolare ai miglioramenti sul fronte delle infrastrutture del gas. D'altra parte, gli eventi degli ultimi mesi hanno mostrato come uno scenario di temporaneo ritorno della domanda di gas su valori molto elevati non si possa escludere. Nel caso in cui un picco di domanda si combini con altri eventi estremi l'ipotesi di una situazione potenzialmente critica potrebbe non essere esclusa. Anche riguardo alla dipendenza energetica, di cui la SEN auspicava forse ottimisticamente una riduzione significativa, vi è stato un miglioramento ma non sostanziale. Infine, riguardo alle difficoltà di alcuni segmenti del settore energetico, vi sono stati dei miglioramenti legati all'evoluzione favorevole dei mercati internazionali del gas e del petrolio, mentre non sembrano esserci segnali dell'auspicata crescita del settore.

L'aspetto su cui sembrerebbe che l'evoluzione del sistema energetico italiano sia andata secondo gli auspici della SEN è quello del raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione europei. Si tratta però di una questione complessa, per la cui valutazione sarebbe necessario comprendere quanta parte della riduzione dei consumi energetici sia stata dovuta alla semplice riduzione dell'attività economica, quanta parte ai cambiamenti della struttura del sistema economico (anche indotti dalla recessione), quanta parte agli incrementi di efficienza del sistema energetico, quanta parte infine a una "virtuosa" tendenza al disaccoppiamento fra crescita economica e domanda di servizi energetici. I risultati preliminari di una stima ENEA (vedi capitolo 2) indicano che una parte significativa della riduzione dei consumi di energia può essere spiegata con la variazione delle variabili guida, ridimensionando dunque il ruolo dei fattori strutturali e quindi permanenti. Non a caso l'evoluzione più recente sembra mostrare che con il ritorno a una crescita economica positiva, sia pure modesta, si assiste a un rallentamento dei progressi sul fronte della decarbonizzazione. La mancata comprensione della dimensione effettiva del disaccoppiamento tra crescita economica e domanda di servizi energetici è comunque una importante lacuna conoscitiva, che ha conseguenze rilevanti sulle capacità di analisi del sistema energetico nazionale.

In conclusione, la combinazione dell'analisi qui svolta con quanto emerso nelle pagine precedenti sembra far emergere che, anche in vista dei nuovi obiettivi europei al 2030 del Clean Energy Package, nei prossimi anni la prima sfida per il sistema energetico italiano sia dapprima quella di riconoscere, poi di affrontare in modo adeguato, i rischi di *trade-off* che possono insorgere tra i diversi obiettivi della politica energetica. Tra questi, le possibili conseguenze che il cambio di direzione delle politiche di incentivazione può avere sul percorso di sviluppo delle fonti rinnovabili e più in generale di decarbonizzazione, i costi aggiuntivi introdotti nel sistema elettrico dalla penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, le crescenti necessità di flessibilità del sistema elettrico, nel quale d'altra parte sembra ormai prossimo il superamento della situazione di *overcapacity* che negli ultimi anni aveva fatto escludere la possibilità di problemi legati alla capacità. Infine, un'ultima indicazione di tipo metodologico che viene dagli eventi degli ultimi mesi è che nelle valutazioni relative alla sicurezza energetica è sempre opportuno tener conto della *complessità* del sistema energetico globale, nel quale un ampio insieme di componenti interagiscono tra loro con nessi di azione e controreazione, per cui il comportamento del sistema non è desumibile dalla semplice sommatoria dei comportamenti delle sue componenti. Ne deriva la necessità di sviluppare le valutazioni combinando un ampio numero di queste componenti, anche simulando scenari "estremi" che possono rendere più difficile mantenere il sistema sulle traiettorie auspiccate (si pensi ad esempio all'impatto avuto negli ultimi anni sui mercati dell'energia dallo sviluppo delle fonti non convenzionali).

Tabella 1 - Una valutazione dell'evoluzione del sistema energetico italiano negli ultimi quattro anni mediante lo schema concettuale della SEN 2013

Contesto	OBIETTIVI 2020	PRIORITA' D'AZIONE	DESCRIZIONE OBIETTIVI	variabile target e unità di misura	2012	2016
Sostenibilità ambientale	Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzaz. UE 2020	<p>Efficienza energetica</p> <p>Superare gli obiettivi di produzione rinnovabile (20-20-20) contenendo la spesa in bolletta</p> <p>Sviluppo infrastrutture e mercato elettrico.</p> <p>Mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo</p> <p>Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo</p>	Riduzione CO2 del 15% vs 2010	Var. % emissioni di CO2 vs 2010	-9%	-18%
			Rinnovabili al 19-20% dei consumi finali lordi, oltre il target Piano Azione Nazionale	% FER su consumi finali (metodologia Eurostat)	15,8%	17,6%
Sicurezza e indipendenza	<p>Ridurre differenziale di costo per cittadini e imprese</p> <p>Sicurezza e indipendenza di approvvigionamento</p>	<p>Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali</p> <p>Ristrutturazione della rete dei carburanti</p>	Riduzione consumi per aumento efficienza = -20 Mtep di energia primaria vs BAU 2009 (158 Mtep al 2020, -24%)	Consumi energia primaria (Mtep, metodologia Eurostat)	156	149
			Risparmio energetico pari a 15 Mtep negli usi finali (126 Mtep al 2020, vs 141 nello scenario di riferimento SEN)	Consumi finali di energia (Mtep, metodologia Eurostat)	118,6	116,5
			Incremento FER in tutti i settori (elettrico, calore, trasporti) fino al 22-23% dei consumi primari (11% nel 2010); il petrolio scende al 30-32%, il gas al 35-37%	Quota % fonti energetiche	FER=13,2%; Petrolio=34,6%; Gas naturale=39,1%	FER=17,2%; Petrolio=34%; Gas naturale=38,7%
			Settore elettrico verso un mix incentrato su gas e rinnovabili, 35-40% ciascuno; carbone stabile al 15% e import ridotto al 7-10%	Quota % fonti energetiche	FER=27%; Gas naturale=38%; Carbone=13%; Import=13%	FER=34%; Gas=39%; Carbone=10%; Import=12%
			Settore termico: quota FER nei consumi finali lordi = 20% (11 Mtep) vs 17% target UE	FER consumi termici (% dei consumi per risc. e raffresc.)	10,2 Mtep (17%)	10,6 Mtep (19,7%)
			Settore trasporti: quota FER nei consumi finali lordi = 10% (2,5 Mtep) vs 10% target UE	% FER trasporti	5,8%	6,4%
			Superamento obiettivo 20-20-20 su FER elettriche (fino a 120-130 TWh) con riduzione costi di incentivazione	Generazione elettrica da FER	92 TWh	108 TWh
			Incentivi alla produzione da FER nel settore elettrico: 11,5-12,5 M€ al 2020	Crescita media annua FER elettriche 2010-2013	32,0%	4,0%
			Allineamento prezzi del gas a quelli europei	Oneri componente A3 bolletta elettricità	10 M€	14,4 M€
			Allineamento prezzi elettricità all'ingrosso a quelli europei	spread PSV-TTF, media II semestre	1,6 €/MWh	2 €/MWh
Situazione economico-finanziaria del sistema energetico	<p>Crescita industriale</p> <p>Sicurezza e indipendenza di approvvigionamento</p>	<p>Incremento della produzione di petrolio +148% rispetto al 2011</p> <p>Sviluppo biometano uso trasporti</p> <p>Diffusione distributori di metano per autostrazione</p> <p>Ristrutturazione raffinerie</p>	Contenimento prezzi carburanti: gasolio	spread IPEX-EPEX	77,0%	60,0%
			Contenimento prezzi carburanti: benzina	media prezzo alla pompa €/l scostamento % IT-UE	1,658 +12,8%	1,281 +12,3%
			Riduzione della dipendenza dall'estero, dall'84% al 67% circa del fabbisogno energia primaria	Prezzo medio alla pompa €/l (scostamento % IT-UE)	1,749 (+10,1%)	1,444 (+10,7%)
			Ulteriore produzione rinnovabili = circa 15-16 Mtep (rispetto al 2010)	Quota importazioni nette su consumi energia primaria	78%	75%
			Ulteriore produzione idrocarburi = circa 12 Mtep (rispetto al 2010)	Produzione totale	20 Mtep	21,8 Mtep
			Superamento potenziale criticità N-1 a fine inverno	Variazione vs 2010	+2,6 Mtep vs 2010	+4,5 Mtep vs 2010
			Superamento potenziale criticità nella copertura della domanda alla punta a fine inverno	Produzione totale	12,4 Mtep	8,9 Mtep
			Ritorno alla competitività dei cicli combinati a gas	Variazione vs 2010	(+0,5 vs 2010)	(-3,1 vs 2010)
			Produzione di gas naturale +46% rispetto al 2011	% copertura domanda a fine inverno in caso di N-1	87%	95%
			Incremento della produzione di petrolio +148% rispetto al 2011	% copertura domanda a fine inverno	112%	121%
Situazione economico-finanziaria del sistema energetico	<p>Crescita industriale</p> <p>Sicurezza e indipendenza di approvvigionamento</p>	<p>Incremento della produzione di petrolio +148% rispetto al 2011</p> <p>Sviluppo biometano uso trasporti</p> <p>Diffusione distributori di metano per autostrazione</p> <p>Ristrutturazione raffinerie</p>	proxy spark spread	9,8 €/MWh (IV trim.)	11,1 €/MWh (media annua)	
			Produzione (var. % rispetto al 2011)	7 Mtep (+0,1 vs 2011)	4,7 Mtep (-2,2 vs 2011)	
Situazione economico-finanziaria del sistema energetico	<p>Crescita industriale</p> <p>Sicurezza e indipendenza di approvvigionamento</p>	<p>Incremento della produzione di petrolio +148% rispetto al 2011</p> <p>Sviluppo biometano uso trasporti</p> <p>Diffusione distributori di metano per autostrazione</p> <p>Ristrutturazione raffinerie</p>	Produzione (var. % rispetto al 2011)	5304 +2%	3802 -40%	
			n° distributori	884	1.009	
			n° autorizzazioni AIA	6	13	

2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

Nel 2016 i consumi nazionali di energia primaria sono rimasti sostanzialmente stabili, mentre sono aumentati in modo marginale i consumi finali di energia (circa mezzo punto percentuale), grazie alla ripresa dei consumi industriali. Sebbene l'aumento dei consumi sia stato inferiore a quello delle variabili guida, sintetizzate nel superindice ENEA, è significativo che in entrambi gli ultimi due anni, nei quali la variazione del superindice ENEA è tornata positiva, è tornata positiva anche la variazione dei consumi di energia. Si tratta di un segnale che nella forte contrazione dei consumi di energia dell'ultimo decennio, quasi il -20% rispetto ai massimi, il ruolo principale lo ha avuto la crisi economica, mentre l'auspicato disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici ha avuto un ruolo minore. Sono in ripresa significativa i consumi di gas naturale (+5%), trainato prevalentemente dalla domanda della termoelettrica. Le fonti di energia rinnovabile sono in leggera diminuzione, ma cresce ancora la quota delle FER sui consumi finali, che secondo la stima preliminare ENEA si colloca al 17,6% (rispetto al target UE 2020 del 17%). Nella generazione elettrica forte diminuzione dei solidi, in crescita il gas e il petrolio, stabili le FER. Consumi elettrici di nuovo in diminuzione, e per il secondo anno si riduce il grado di elettrificazione dei consumi finali di energia.

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Nel 2016 i driver hanno fornito una spinta moderata all'aumento dei consumi di energia

Il superindice dei consumi energetici elaborato dall'ENEA, uno strumento utile per interpretare cosa c'è dietro l'andamento dei consumi di energia (vedi Nota metodologica), mostra che nel 2016 vi è stata una variazione positiva, per quanto modesta, dei principali driver del sistema energetico, con l'eccezione del prezzo del gasolio. In media d'anno il superindice presenta una variazione tendenziale del +1,5% rispetto al 2015, con un'accelerazione signifi-

cativa nel quarto trimestre, grazie alla crescita del Prodotto Interno Lordo e della produzione industriale e al clima più rigido dell'anno precedente (Figura 7).

Complessivamente, nel corso dell'anno, in termini grezzi il PIL è cresciuto dell'1% (1,2% nel quarto trimestre), la produzione industriale dell'1,2% (1,5% nel quarto trimestre). Dopo che nel 2015 vi era stato un notevole divario tra la crescita della produzione industriale dell'industria nel insieme (+1,8%) e la crescita nulla della produzione dei beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, nel 2016 i due aggregati si sono mossi in modo simile, con la crescita dei beni intermedi leggermente superiore a quella del totale industria.

Se si prende in considerazione un orizzonte temporale più lungo i dati relativi all'evoluzione dei due aggregati della produzione industriale mostrano come a partire dalla crisi del 2009 si sia aperta una forbice tra la produzione complessiva dell'industria e la produzione a più alta intensità energetica. In quell'anno la produzione industriale totale si ridusse del 19%, ma la produzione dei beni intermedi si ridusse di un quarto. Negli anni successivi i due aggregati si sono mossi in modo parallelo, con un consolidamento della forbice tra le due produzioni, a indicare che la crisi economica ha determinato un cambiamento dell'industria italiana in direzione meno energivora. Un ulteriore dato rilevante che emerge dalla figura è che la produzione industriale è diminuita negli ultimi anni molto più di quanto sia diminuito il valore aggiunto dell'industria. Ma la prima è una variabile certamente più indicativa della domanda di servizi energetici dell'industria, per cui è ad essa che è utile far riferimento se si vuole comprendere cosa c'è dietro l'evoluzione dei consumi di energia.

Infine, la Figura 8 mostra anche la distanza che separa l'andamento della produzione industriale, e del valore aggiunto dell'industria, dall'andamento del valore aggiunto del settore terziario. La crisi ha dunque anche determinato un'accelerazione della terziarizzazione del sistema economico, con un'immediata ricaduta in termini di minor domanda di servizi energetici del sistema nel suo complesso.

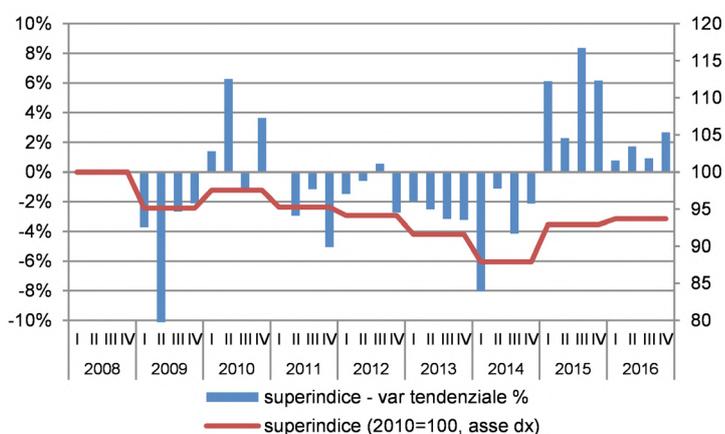


Figura 7 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

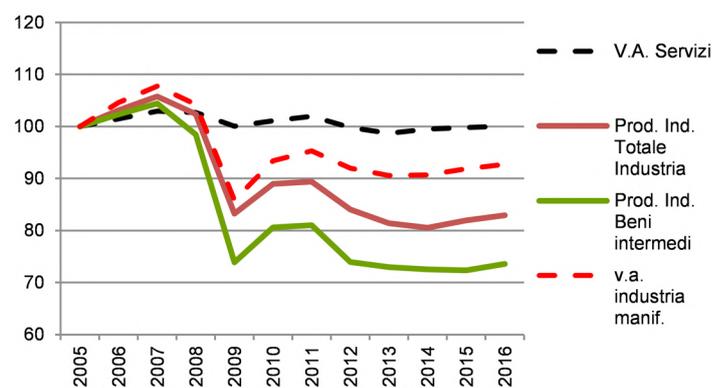


Figura 8 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2005=100)

Per il 2017 le previsioni di consenso indicano sia per il PIL sia per la produzione industriale una continuazione della tendenza dell'ultimo anno.

La temperatura non ha invece avuto un ruolo rilevante nella variazione dei consumi di energia rispetto all'anno precedente. La variabile "proxy gradi giorno raffrescamento" è risultata molto simile all'estate 2015 (ma con un luglio meno caldo, che ha dunque portato a un picco dei consumi elettrici più basso). La variabile "proxy gradi giorno riscaldamento" è risultata simile all'anno precedente nel primo trimestre, mentre un inizio dell'inverno più rigido ha contribuito all'aumento dei consumi di riscaldamento dell'ultimo trimestre 2016.

Prezzo del petrolio in leggera ripresa, ma restano molte incognite sulla possibilità di ulteriori incrementi

(+60%), ma il prezzo medio annuale è stato comunque del 15% inferiore rispetto al prezzo medio registrato nel 2015, e anche il prezzo a fine anno era comunque su un livello decisamente inferiore alla media dell'ultimo decennio, con un effetto dunque potenzialmente espansivo sulla domanda di energia. L'impulso che da questa variabile arriva sulla domanda di energia è stato comunque più ridotto, perché l'elevata incidenza della fiscalità sul prezzo al consumo dei prodotti petroliferi ha portato a una riduzione del prezzo medio del gasolio pari all'8% circa. Per il 2017 le prospettive sono condizionate all'evoluzione di alcune variabili chiave. Le variabili in grado di avere un impatto decisivo sull'evoluzione del prezzo sono in primo luogo l'effettivo successo degli accordi per il taglio della produzione, sia all'interno dell'OPEC sia al suo esterno, essenziali per riportare in bilancio l'attuale surplus di offerta globale. Vi è poi il livello delle scorte, che restano storicamente alte. Un'altra variabile forse decisiva è quella dell'effettivo eccesso di offerta, in conseguenza in primo luogo della produzione non convenzionale, tra l'altro non limitata agli Stati Uniti.

La produzione USA di *light tight oil* si è dimostrata molto più resiliente del previsto ai bassi prezzi degli ultimi due anni, grazie a continui miglioramenti tecnologici, incrementi di produttività e pratiche operative (Figura 10). Come ipotizzato nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, la produzione di *light tight oil*, che si caratterizza per *lead time* e tempi di ritorno molto più ridotti della produzione convenzionale, è in effetti già tornata ad aumentare a fine anno con l'aumento dei prezzi. Sembra che vadano dunque prese con prudenza le ipotesi di un ritorno dei prezzi sulla media dell'ultimo decennio. Una conferma viene da un dato interessante che emerge dalla Figura 9: nonostante il +50% fatto registrare dalle quotazioni del petrolio nel 2016, la ripresa è stata inferiore a quella registrata dopo le cadute avvenute in passato.

Nel 2016 prezzi del gas naturale sui minimi di lungo periodo

Il 2016 è stato un anno di rilievo anche per i mercati internazionali del gas naturale, con alcuni avvenimenti che fanno pensare a un mercato sempre più globale, competitivo e liquido. In primo luogo i prezzi medi dell'anno hanno raggiunto i minimi di lungo periodo in tutti e tre i mercati (Figura 11), fino a 4 \$/MMBtu. Si è poi ridotta, fino a chiudersi per un breve periodo, la forbice che negli ultimi anni separava i prezzi europei e i prezzi asiatici, di notevole importanza nel determinare i flussi di gas naturale liquefatto (GNL).

Nel corso del 2016 il prezzo del petrolio è risalito dai minimi raggiunti a gennaio 2016, quando la media dei prezzi spot dei tre greggi Brent, WTI e Dubai Fateh, rilevata dal Fondo Monetario Internazionale, era scesa al di sotto dei 30 \$/bbl, Figura 9). A fine 2016 il prezzo è tornato a superare i 50 \$/bbl, spinto in particolare dall'accordo raggiunto in sede OPEC per il taglio della produzione, rafforzato per di più dall'adesione di produttori non-OPEC, come la Russia. Nel corso dell'anno si è dunque registrato un incremento percentualmente molto rilevante

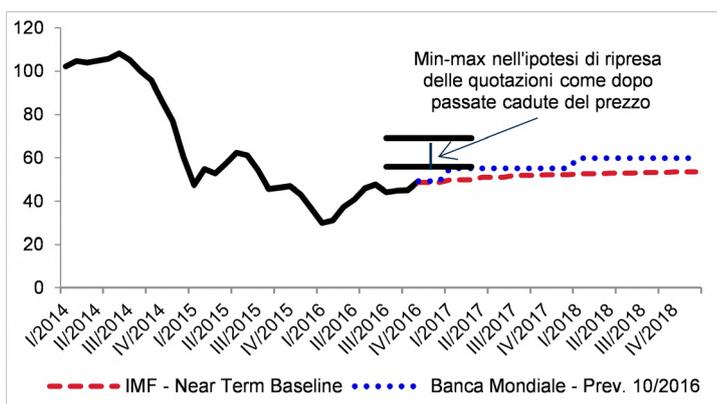


Figura 9 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

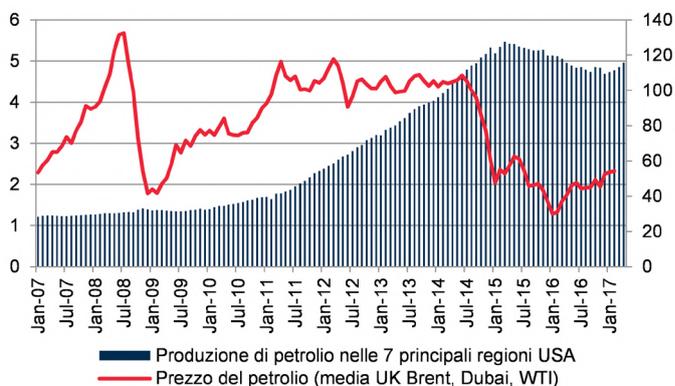


Figura 10 – Produzione di petrolio nelle principali regioni USA (Mbbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)

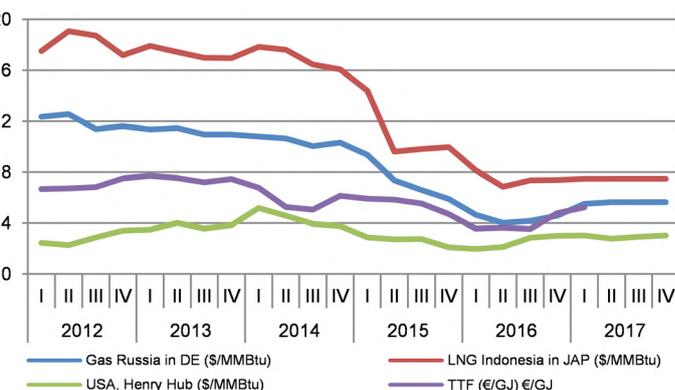


Figura 11 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF

Il 2016 anno è stato poi l'anno del primo export di GNL dagli Stati Uniti (dal primo terminal di liquefazione di Sabine pass in Louisiana) e, dopo solo pochi mesi, del ritorno degli Stati Uniti a esportatori netti. Sebbene nel corso dell'anno sia poi arrivato in Europa un volume di gas limitato, si tratta chiaramente di una novità potenzialmente radicale per gli equilibri del mercato internazionale del gas, perché il prezzo del gas USA è indicizzato ai prezzi spot (Henry Hub) e in prospettiva potrebbe essere fissato seguendo anche i segnali degli hub europei European, e perché è privo di vincoli di destinazione. Nella seconda metà dell'anno la ripresa del prezzo del petrolio e il forte aumento del prezzo del carbone, hanno infine determinato una ripresa dei prezzi sul mercato europeo, in parallelo con la risalita dei prezzi sul mercato asiatico con l'arrivo dell'inverno. Questo ha aperto un significativo premio rispetto ai prezzi dei contratti indicizzati al petrolio, tra cui il gas russo esportato in Europa.

Per il 2017 sembra che i fondamentali continuino a non giustificare aspettative rialziste. Buona parte della nuova offerta deve ancora materializzarsi, in dimensioni per di più imponenti: fino a 150 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione entro il 2021, per cui nei prossimi anni l'eccesso di capacità di GNL sarà probabilmente la principale variabile-guida del mercato.

È inoltre prevedibile che il ribilanciamento del mercato globale sarà più lento di quello del petrolio, per la forte

pressione sui prezzi globali esercitata dalla competizione esistente fra gas russo, nuovo GNL di diversa provenienza, nuovo gas in arrivo dal Caspio. L'arrivo del gas USA sul mercato globale ha già prodotto controreazioni da parte sia del GNL del Qatar sia del gas russo, volte a mantenere le rispettive quote di mercato. Non a caso le esportazioni di gas russo in Europa hanno raggiunto un record, ma a prezzi che (secondo Gazprom) hanno raggiunto il minimo degli ultimi dodici anni.

Nei prossimi anni c'è la concreta possibilità che il gas USA possa assumere il ruolo di swing producer, determinando una convergenza tra i prezzi sugli hub europei e i prezzi all'Henry Hub (naturalmente incrementati dei costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione). Di certo è plausibile che con la crescita delle esportazioni statunitensi i flussi globali potrebbero cambiare in modo significativo.

Infine, un ultimo dato di rilievo del 2016 è stato il forte rialzo del prezzo del carbone. La crescita, più significativa nella seconda metà dell'anno, è stata legata in primo luogo alla maggiore domanda cinese. Nell'ultima parte dell'anno è stato poi sostenuta anche dai fermi delle centrali nucleari francesi, che hanno contribuito ad aumentarne la domanda in Europa. Un dato interessante è stato che l'evoluzione del prezzo del carbone è stata indipendente da quella del prezzo del gas naturale, che ha dunque guadagnato competitività.

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Consumi di energia primaria stabili rispetto al 2015

Secondo la stima preliminare dell'ENEA nel 2016 i consumi di energia primaria (Figura 12) sono stati pari a circa 163 Mtep (N.B.: la stima non include le biomasse negli usi finali, v. Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima preliminare ENEA), in calo di circa 1 Mtep (-0,8%) rispetto al 2015. Il dato è però parzialmente "spurio", perché nella riduzione dei consumi di energia primaria vi è anche una componente puramente statistica: nel quarto trimestre dell'anno, con la fermata di alcuni reattori nucleari francesi, il crollo dell'import di elettricità dalla Francia ha determinato un forte aumento della produzione nazionale di elettricità, prevalentemente a gas naturale. La sostituzione dell'import con produzione interna ha prodotto un "risparmio" di energia primaria (stimabile in circa 0,6 Mtep) dovuto esclusivamente alla metodologia di valorizzazione dell'import elettrico nel bilancio energetico nazionale. Se si stimano infatti i consumi di energia primaria con una metodologia diversa, ad esempio la metodologia utilizzata dall'Eurostat, si ottiene una variazione annuale nulla. Un'altra parte della variazione dei consumi di energia primaria è invece riconducibile alla sostituzione della generazione elettrica da carbone con generazione da gas naturale. La maggiore efficienza degli impianti a gas porta a stimare una riduzione dei consumi primari per circa 0,7 Mtep dovuta a questo fenomeno. Si è dunque fermata la ripresa dei consumi registrata nel 2015, che d'altra parte era conseguente principalmente a un clima più rigido rispetto all'anno precedente (v. Analisi trimestrale n. 0), e i consumi restano tuttora inferiori del 15% rispetto al massimo di 198 Mtep raggiunto nel 2005. Un tema di grande rilievo è la comprensione di quanta parte di questa diminuzione dei consumi sia dovuta a fattori "strutturali", dunque presumibilmente permanente (e anche "virtuoso" laddove dovuto a incrementi di efficienza), e quanta parte sia invece almeno parzialmente congiunturale, perché legata alla semplice evoluzione della variabili-guida dei consumi di energia (PIL, produzione industriale, prezzi dell'energia, clima). In questo capitolo due analisi propongono una interpretazione della forte contrazione dei consumi di energia dell'ultimo decennio che attribuisce un ruolo minore al disaccoppiamento tra driver del sistema (crescita economica in primis) e consumi energetici.

In ripresa i consumi di gas naturale

La forte riduzione dei consumi avvenuta nell'ultimo decennio, insieme alla notevole crescita della produzione di energia da FER, ha determinato una significativa riduzione delle importazioni nette, che continuano comunque a coprire i $\frac{3}{4}$ del fabbisogno totale (Figura 13). Rispetto a dieci anni fa è però aumentata la quota di consumi di gas naturale coperta dalle importazioni, oggi pari al 90%, mentre le importazioni nette di petrolio e prodotti petroliferi sono stabili su valori superiori al 90%. Nonostante gli auspici di ripresa della produzione nazionale contenuti nella SEN del 2013, la produzione di gas naturale è in costante diminuzione, mentre la produzione di petrolio, che era rimasta costante nell'ultimo decennio, si è invece ridotta drasticamente (-41%) nel 2016 per il temporaneo blocco degli impianti nella Val d'Agri.

Petrolio e gas naturale restano di gran lunga le due fonti primarie più utilizzate (35% ciascuna), mentre le fonti rinnovabili rappresentano il 19% e il carbone il 7%. Nel 2016 le variazioni più significative hanno riguardato l'import di elettricità (-20%, da 10,2 a 8,1 Mtep) e il carbone, sceso di un rimarchevole 10%. Nell'ultimo anno il carbone è stato penalizzato dall'impennata del prezzo della materia prima, raddoppiato in pochi mesi. È comunque notevole che si tratta del quarto calo consecutivo su base annua (Figura 14), che ha portato il consumo di carbone dai 16,6 Mtep del 2012 ai meno di 12 del 2016. La crescita maggiore riguarda invece il gas naturale, che dopo il +9% del 2015 è aumentato del 5% nel 2016, grazie alla duplice spinta venuta dall'opportunità di sostituzione del carbone nella generazione elettrica e dal crollo dell'import di elettricità nell'ultimo trimestre dell'anno. I consumi di gas, pari a 58 Mtep, restano comunque lontani dai massimi degli anni 2005-2008, quando arrivarono a su-

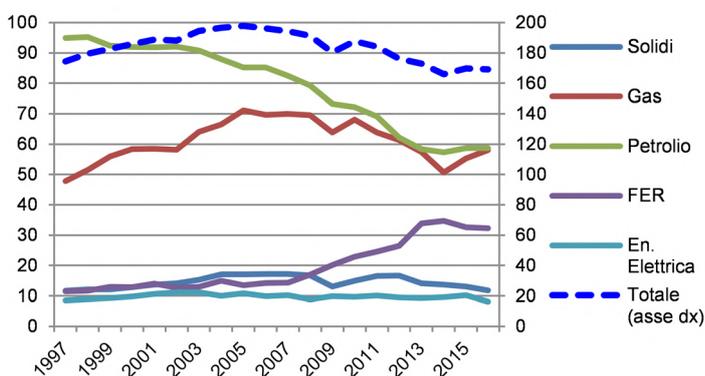


Figura 12 – Consumi di energia primaria (Mtep)

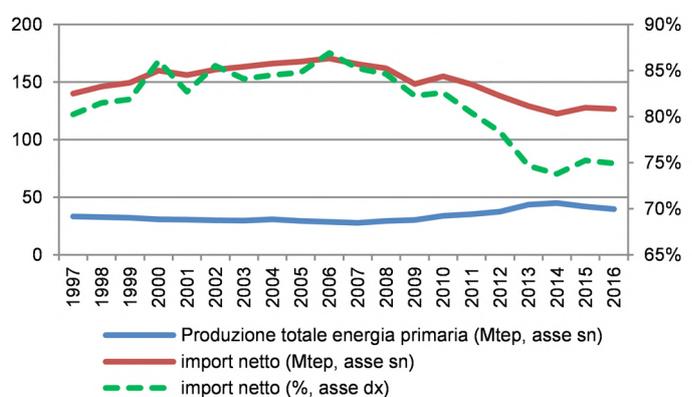


Figura 13 – Produzione e import netto di energia primaria

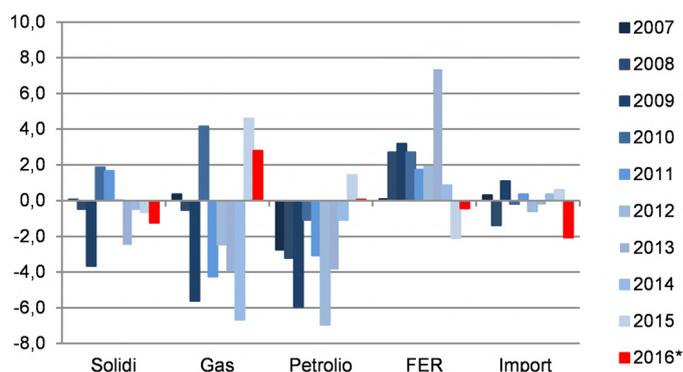


Figura 14 – Energia primaria per fonte (Mtep, var. annuale)

perare i 70 Mtep. I consumi di petrolio e prodotti petroliferi sono rimasti stabili nel corso del 2016, su valori che restano di poco superiori al minimo ventennale (raggiunto nel 2014). È comunque interessante che negli ultimi quattro anni i consumi di petrolio abbiano presentato variazioni minime, oscillando tra i 57 e i 58 Mtep.

Fonti di energia rinnovabile in leggera diminuzione ma ben al di sopra del target UE

Nell'ultimo decennio la produzione di energia da fonti rinnovabili è aumentata in modo rilevante, da 13 Mtep medi nel periodo 2000-2007 ai quasi 35 Mtep del 2014, grazie alla forte crescita del fotovoltaico e dell'eolico. La crescita si è dapprima ridotta e poi fermata negli ultimi anni, anche in concomitanza con la revisione degli incentivi (vedi Focus sulla SEN 2013).

In particolare, nella generazione elettrica le fonti energetiche rinnovabili (FER) a risultano nel 2016 in riduzione dell'1% rispetto al 2015 (Figura 15), a causa del calo della produzione idroelettrica, che negli ultimi otto trimestri è stata costantemente inferiore alla media decennale (Figura 16). Il calo della produzione idroelettrica è stato peraltro quasi completamente compensato dall'aumento della produzione eolica.

Come visto sopra, secondo la stima preliminare ENEA le FER sono arrivate al 17,6% dei consumi finali di energia (calcolato con la metodologia Eurostat, diversa da quella utilizzata per l'elaborazione della Figura 12), superando dunque il target UE del 17%.

Nella generazione elettrica nel 2016 hanno coperto invece il 34% della richiesta, un valore piuttosto costante negli ultimi anni se si eccettua il picco del 2014 (38%), che fu caratterizzato da un'elevata idraulicità (l'energia idroelettrica continua a rappresentare più della metà della generazione elettrica da fonti rinnovabili). Il 2016 è stato d'altra parte l'anno in cui si è raggiunto il massimo livello di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (eolico e solare), che su base annua hanno raggiunto il 13% della domanda, mentre su base mensile hanno raggiunto il 17% a maggio. Il potenziale di crescita per le FER in Italia è ancora notevole, in primo luogo per le rinnovabili elettriche, il cui potenziale teorico è più che doppio rispetto alla produzione attuale. Come riconosciuto già nella SEN del 2013, le sfide da affrontare per realizzare questo potenziale saranno quelle di continuare a favorire la crescita delle FER contenendo i costi per il sistema, e di integrare in modo efficiente le fonti rinnovabili non programmabili nella rete (v. capitolo 4.3).

Nella generazione elettrica forte diminuzione dei solidi, in crescita il gas

Complessivamente nel 2016 la produzione elettrica nazionale è stata pari a 275,6 TWh, in aumento dell'1,2%, pur in presenza di una richiesta scesa del 2,1%. Come detto, il 2016 è stato caratterizzato da un marcato cambiamento del mix di generazione, legato in particolare alla diminuzione di circa 20% della generazione da carbone, all'aumento del 14% della generazione da gas naturale, mentre è scesa ancora la generazione da prodotti petroliferi (Figura 15).

A partire dal 2010, il forte declino dei prezzi del carbone è stato uno dei fattori che hanno contribuito a penalizzare la produzione di energia elettrica da gas naturale, favorendo dapprima una crescita del carbone, poi frenandone la riduzione. Il 2016 ha però visto una improvvisa inversione di questa tendenza. In tutta Europa la generazione da gas naturale è tornata a crescere, a scapito di quella da carbone (vedi Figura 51 nel capitolo 4.2). Il dato interessante è che ciò sia avvenuto nonostante che anche nel 2016 il prezzo di mercato dei permessi di emissione sia rimasto su valori molto modesti, teoricamente inferiori a quello che viene normalmente considerato lo *switching price* (cioè il prezzo al quale diviene conveniente, per un produttore che abbia nel suo parco di generazione sia centrali a carbone sia centrali a gas, sostituire la generazione da carbone con la generazione da gas).

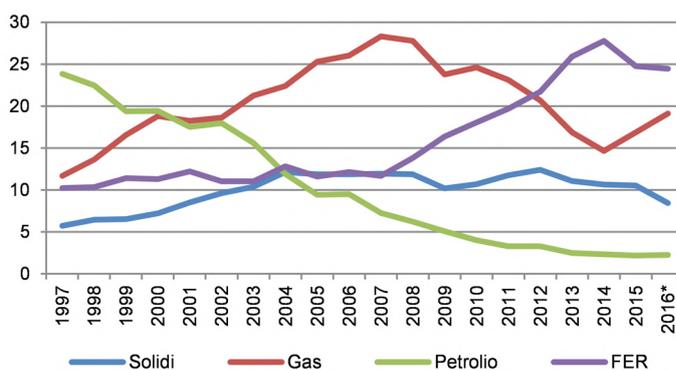


Figura 15 – Fonti primarie per la generazione elettrica (Mtep)

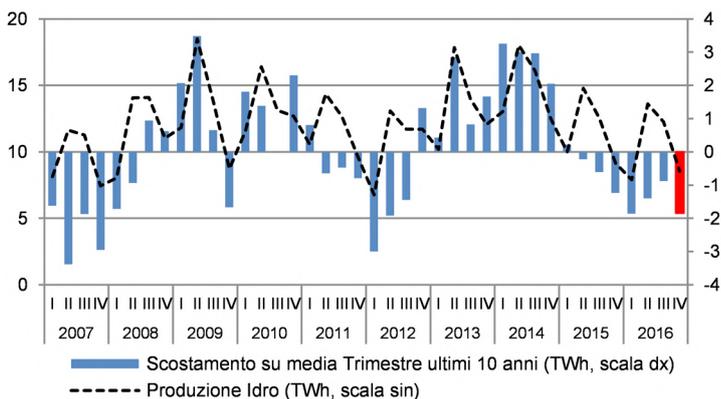


Figura 16 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e distanza dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)

Consumi elettrici di nuovo in diminuzione

Dopo i cali dei primi tre trimestri, la domanda di energia elettrica è diminuita leggermente anche nel IV trimestre. Nell'anno la richiesta è stata pari a 310,3 TWh, quasi 7 TWh in meno (-2,1%) rispetto al 2015 (Figura 17). La domanda è tornata dunque a diminuire dopo la ripresa del 2015, che come segnalato nelle precedenti uscite dell'Analisi trimestrale aveva un carattere contingente. La variazione tendenziale della domanda elettrica è stata negativa in venti degli ultimi ventuno trimestri, con l'unica eccezione del terzo trimestre 2015 (picco di domanda di luglio, Figura 17).

Un altro dato interessante del 2016 è il secondo calo consecutivo su base annua della quota di elettricità sui consumi finali di energia, che aveva raggiunto un massimo nel 2014, mentre da allora è tornata sui livelli del 2011. Per il momento si sembra dunque fermata la prevista elettrificazione dei consumi.

Usi finali di energia: fermi civile e trasporti, in ripresa l'industria

dei consumi finali di energia per settori si individuano chiaramente due periodi (Figura 18). Fino alla metà dello scorso decennio i tre settori procedevano quasi in parallelo, con una crescita più forte nel civile e nei trasporti, più ridotta e asintotica nel caso dell'industria. Con la seconda metà dello scorso decennio, in particolar modo con l'arrivo della crisi economica, i consumi di energia sono diminuiti in modo drastico nell'industria, ma hanno preso a diminuire anche nei trasporti, sebbene in misura più contenuta e solo fino al 2013. Nel civile, invece, al di là delle variazioni annuali legate al clima, il trend crescente è continuato almeno fino al 2013.

L'aumento dei consumi finali è stato marginale, e inferiore a quello delle variabili guida sintetizzate nel superindice ENEA (+0,4% contro +1,3%), ma è significativo che in entrambi gli ultimi due anni, nei quali la variazione del superindice è tornata positiva, è tornata positiva anche la variazione dei consumi di energia. Si tratta di un segnale che nella forte contrazione dei consumi di energia dell'ultimo decennio, quasi il -20% rispetto ai massimi, il ruolo principale lo ha avuto la crisi economica, mentre l'auspicato disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici ha avuto un ruolo minore. Finché questa caratteristica del sistema resta valida sembra difficile prefigurare ulteriori riduzioni dei consumi energetici in presenza dell'auspicato ritorno della crescita economica su valori stabilmente positivi.

Si ferma la ripresa dei consumi nei trasporti

Nel 2016 i consumi complessivi di energia del settore trasporti sono stati pari a circa 39 Mtep, in marginale riduzione rispetto al 2015 (Figura 18). A partire dal secondo trimestre del 2016 è emerso un rallentamento della ripresa dei consumi del settore, che era invece stata costante per otto trimestri consecutivi (dal secondo trimestre del 2014). La ripresa si è dunque fermata nel 2016 dopo il +1% del 2014 e il +1,5% del 2015.

È interessante analizzare l'andamento dei consumi dei trasporti in un'ottica decennale, correlandoli con le principali variabili guida, il traffico passeggeri e il traffico merci (Figura 19; N.B.: per il traffico i dati relativi agli ultimi due anni non sono ancora disponibili; il dato relativo alle merci è una stima approssimata ENEA su dati Conetra). Il primo aspetto di rilievo che emerge dalla figura è che l'andamento dei consumi del settore è spiegato in modo pressoché completo dall'andamento delle variabili guida. Sembra dunque venire poco sostegno a un'ipotesi di tendenza discendente dei consumi, anche

Nel 2016 i consumi finali di energia sono cresciuti complessivamente dello 0,4%, grazie alla ripresa dei consumi dell'industria, mentre i consumi dei settori civile e trasporti sono in marginale riduzione (N.B.: i consumi settoriali, in particolare per civile e industria, sono stimati in modo approssimativo; vedi Nota metodologica). Se si guarda alla serie storica ventennale

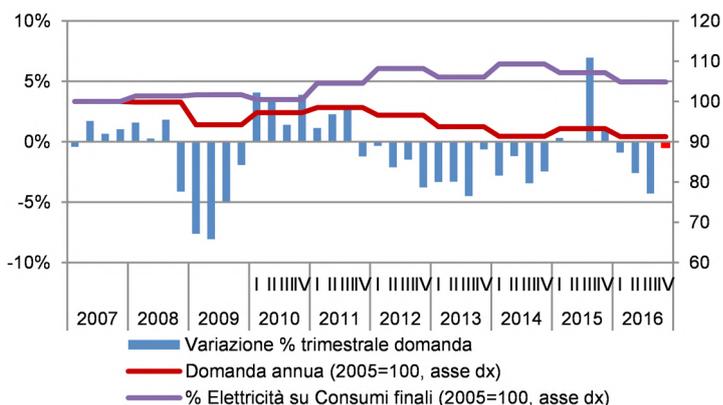


Figura 17 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sn), consumi elettrici e quota di energia elettrica sui consumi finali di energia (2007=100, asse dx)

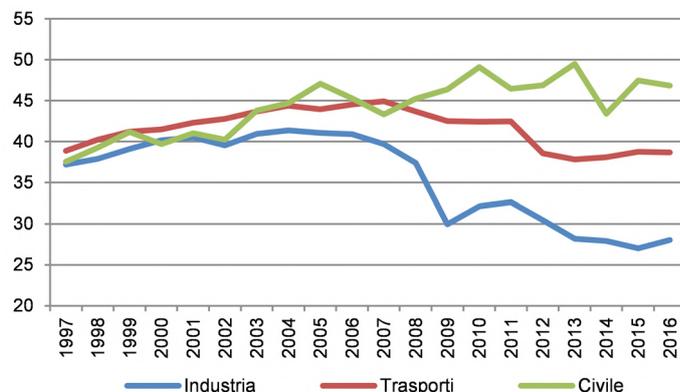


Figura 18 – Consumi finali di energia per settore (Mtep)

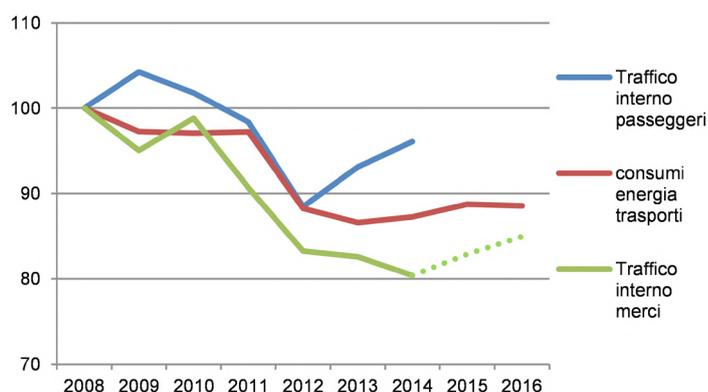


Figura 19 – Consumi di energia nei trasporti e traffico passeggeri e merci (2008=100)

indipendente dalla crescita dell'economia. Con la fine della recessione è finito il calo del traffico (merci in particolare) i consumi sono risaliti. La caduta dei consumi del settore registrata a partire dal 2007 fa comunque sì che oggi essi siano inferiori del 13% rispetto al picco del 2007, quando raggiunsero i 45 Mtep.

Un altro aspetto interessante è che a partire dal 2013 c'è stato un andamento discordante tra il traffico passeggeri e quello merci, a conferma di come quest'ultimo sia molto più strettamente correlato con la crescita economica (Figura 19).

L'andamento dei consumi nel civile resta strettamente correlato con le condizioni climatiche

se escluse, circa il 6% in meno rispetto al massimo del 2013. La leggera diminuzione è legata tutta all'elettricità, perché i consumi di gas, legati al riscaldamento degli edifici, che rappresentano circa la metà dei consumi totali del settore, sono rimasti invariati.

La Figura 20 mostra la relazione esistente tra i consumi di energia del settore e la variabile "gradi giorno riscaldamento", indice del fabbisogno energetico per il riscaldamento. Al di là di temporanei scostamenti tra le due curve, i consumi del settore hanno un'evoluzione strettamente correlata ai fattori climatici. Anche in questo caso l'andamento della principale variabile guida del settore sembra in grado di spiegare in buona misura l'andamento dei consumi, non lasciando dunque molto spazio per ipotizzare una tendenza discendente dei consumi. Per di più, è interessante che la leggera divaricazione che si osserva negli ultimi due anni fra gradi giorno e consumi è spiegata dai minori consumi elettrici, dunque da un relativamente più ridotto grado di elettrificazione dei consumi, laddove per il futuro prossimo l'aspettativa prevalente è piuttosto il contrario.

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

La Figura 21 mostra anche per l'industria la perfetta correlazione fra i consumi energetici e la produzione industriale, quella dei beni intermedi in particolare (cioè quelli la cui produzione è più energivora). In perfetto allineamento con la produzione industriale dei beni intermedi i consumi del settore industriale si sono ridotti in modo pressoché continuo dal 2005 al 2013, con l'eccezione del 2010 e 2011, anni di rimbalzo dopo il crollo del 2009. Dal 2013 al 2015 i consumi del settore si sono ridotti ancora in modo marginale, sebbene nel 2015 si sia assistito a un primo modesto accenno di ripresa della produzione industriale (ma non della produzione dei beni intermedi, rimasta ferma). Infine, nel 2016, con la prima leggera risalita della produzione dei beni intermedi, sono tornati a crescere anche i consumi totali del settore. Secondo la stima approssimata ENEA i consumi del 2016 sono stimabili a circa 28 Mtep, un valore che resta comunque inferiore del 32% rispetto al massimo storico di 41,4 Mtep raggiunto nel 2004.

Anche in questo caso è interessante rilevare come l'aumento dei consumi registrato nel 2016 sia dovuto per buona parte alla domanda di gas naturale, crescita di quasi il 5%. Per l'elettricità il dato disaggregato per settore utilizzatore non è ancora disponibile, ma la diminuzione complessiva della richiesta elettrica rende difficile ipotizzare un aumento della domanda elettrica del settore.

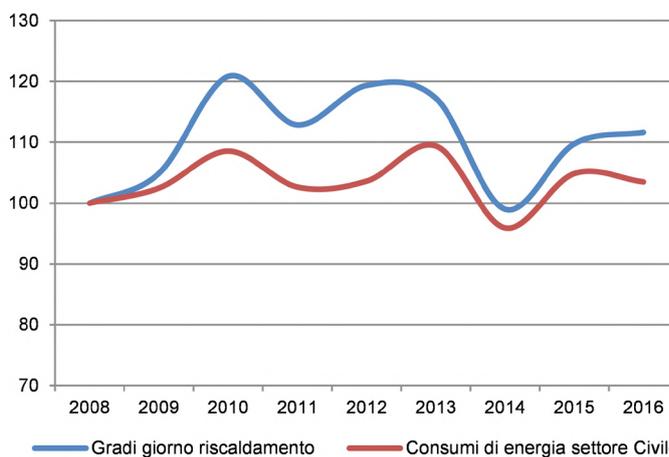


Figura 20 – Consumi di energia nel settore civile e Proxy gradi giorno riscaldamento (2008=100)

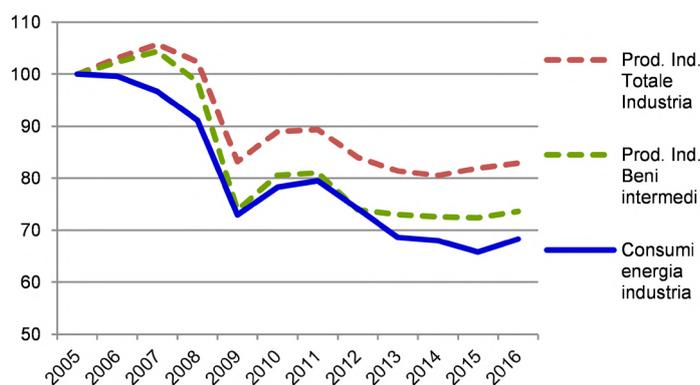


Figura 21 – Industria: consumi finali di energia e indici della produzione industriale (2005=100)

FOCUS – Componenti strutturali e congiunturali della dinamica dei consumi di energia

Alessandro Zini, Francesco Gracceva, Alessia Naccarato¹

Nell'analisi che segue si prova a indagare un tema di grande rilievo per ogni valutazione dell'evoluzione in atto del sistema energetico italiano: l'importanza relativa avuta dai fattori *congiunturali* e dai fattori *strutturali* nella diminuzione dei consumi di energia registrata negli anni successivi alla crisi economica. Il superindice dei consumi energetici elaborato dall'ENEA, che presenta un'elevatissima correlazione con i consumi di energia e sembra avere una buona capacità predittiva, è uno strumento utile per un'analisi della questione. La Figura 22 rappresenta alcune evidenze in ordine al trend dei consumi nel periodo 2008-2016. Le due curve descrivono l'evoluzione dei consumi finali di energia e del superindice ENEA. Entrambe le variabili sono rappresentate come numeri indice di dati destagionalizzati in base 2008, mediante il metodo classico delle medie mobili.

Come si è visto nel capitolo 2.1, il superindice dei consumi a partire dal 2011 risulta in costante diminuzione fino all'inizio del 2014. Tutti gli indicatori che concorrono alla definizione del superindice, cioè PIL, produzione industriale e proxy gradi giorno riscaldamento, con la sola eccezione dei prezzi del gasolio e del gas naturale, spingono infatti verso una diminuzione dei consumi di energia. A partire dal 2014 il superindice presenta invece una modesta tendenza ascendente. La curva relativa ai consumi di energia presenta un'evoluzione parallela a quella del superindice, ma la tendenza alla diminuzione è ancora più sostenuta con una forbice che si apre in particolare a partire dal 2011.

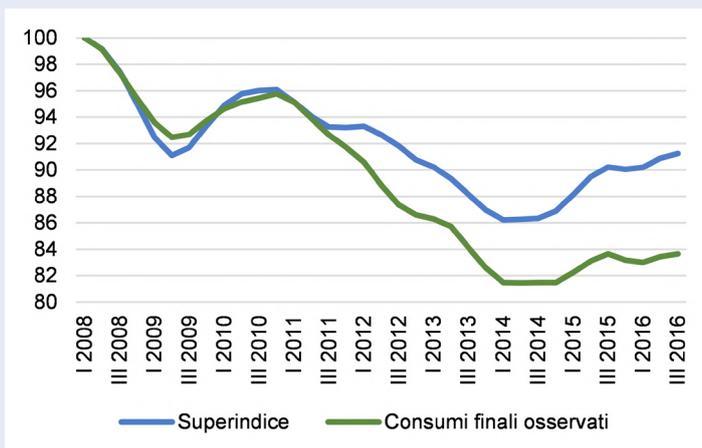


Figura 22 – Dinamica del dato destagionalizzato relativo ai consumi finali d'energia e del superindice dei consumi di energia ENEA (Numero indice T1: 2008=100)

La stima econometrica Poiché il superindice presenta un'elevata correlazione con i consumi di energia, è possibile utilizzarlo per due obiettivi. In primo luogo, può contribuire alla costruzione di un modello esplicativo dell'andamento dei consumi finali d'energia, utilizzabile anche a fini previsionali. La stima econometrica suggerisce in effetti la possibilità di prevedere la dinamica dei consumi con un buon grado sia di accuratezza sia di precisione, proprio a partire dal superindice (v. Nota metodologica). In secondo luogo, a valle del modello esplicativo, il superindice può aiutare a "catturare" la quota di riduzione dei consumi verificatasi in questi ultimi anni che sia verosimilmente riconducibile a un cambiamento *strutturale*, in contrapposizione alla quota di riduzione dei consumi riconducibile invece alla semplice evoluzione dei *driver* del sistema. A tal fine si può stimare la differenza tra il dato realmente osservato dei consumi e quello che si sarebbe registrato se questi fossero proceduti di concerto con le condizioni economiche e climatiche del sistema. In Figura 23 la curva *Proiezione 2010 ex-post* mostra l'evoluzione dei consumi finali di energia che si sarebbe verificata se questi ultimi avessero seguito la stessa evoluzione del superindice ENEA. Si tratta cioè di una proiezione dei consumi di energia dal 2010 al 2016 sviluppata a posteriori sulla base di un insieme di variabili guida di cui si conosce l'andamento storico. Questa proiezione costituisce ora la nuova traiettoria di *riferimento* (cioè nuova rispetto alla traiettoria SEN 2013 - Business-as-Usual), da confrontare con i consumi storici per stimare quanta parte della riduzione dei consumi è dovuta a ragioni non contingenti ma strutturali. A partire dal 2011 tra le due curve si apre una forbice, che porta nel 2016 a minori consumi per meno di 10 Mtep. Tale valore può essere considerato una stima all'ingrosso della riduzione dei consumi legata a un ampio spettro di fattori *strutturali*, parte dei quali possono essere considerati virtuosi, parte di quali corrispondono semplicemente a un cambiamento delle caratteristiche del sistema economico/energetico.

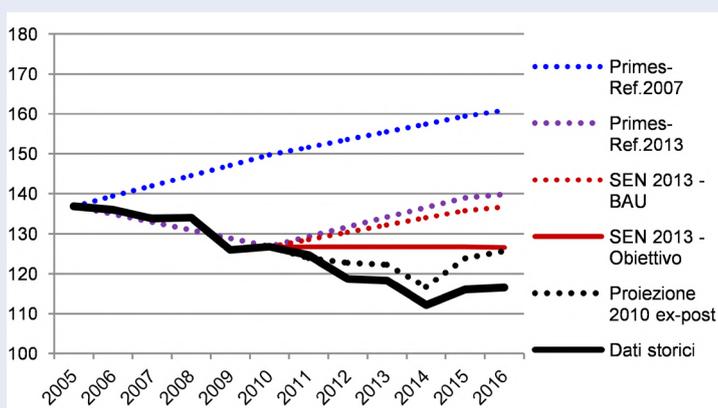


Figura 23 - Consumi finali di energia: Proiezione 2010 ex-post a confronto con dati storici e scenari

Il principale fattore *virtuoso* è l'incremento dell'efficienza energetica del sistema, cioè la riduzione del consumo di energia a parità di servizio energetico richiesto.

¹ Dipartimento di Economia, Università Roma Tre

Un secondo fattore strutturale è costituito dalla riduzione della domanda di servizi energetici (ad esempio la riduzione della produzione fisica di acciaio, oppure la riduzione dello spostamento delle persone). In questo caso vi sono sia elementi che possono essere considerati virtuosi sia elementi che possono invece essere interpretati come una riduzione del benessere sociale.

Lo stesso si può dire per il terzo fattore strutturale, costituito da cambiamenti della struttura dell'economia in direzione meno energivora, ad esempio per la terziarizzazione, lo spostamento della produzione industriale verso beni meno *energy intensive*, o nel caso degli usi energetici per trasporto un cambiamento nelle modalità di trasporto in direzione meno energivora.

Il confronto fra la *Proiezione 2010 ex-post* elaborata dall'ENEA e i dati storici può essere interpretata come una stima della riduzione dei consumi di energia dovuta all'insieme di tutti questi fattori, che ovviamente possono anche muoversi in direzioni diverse di anno in anno (ad esempio, con la crisi economica sembra esserci stata dapprima una riduzione della produzione industriale più *energy intensive*, poi un parziale recupero di quest'ultima). Questa stima non riesce invece a fornire indicazioni circa il contributo relativo di ciascuno di questi fattori.

Valutazione business as usual a fronte delle stime conseguite

La stima della riduzione dei consumi di energia dovuta all'insieme dei fattori strutturali risulta utile anche per una interpretazione ex-post della notevole distanza che separa gli scenari SEN dai dati storici (Figura 24). Lungi dall'essere interpretabile come un superamento degli obiettivi, tale distanza sembrerebbe essere dovuta in primis alla sovrastima dell'evoluzione utilizzata come scenario di riferimento (o come scenario Business-as-Usual) nella SEN 2013 (peraltro molto simile allo scenario di riferimento elaborato nello stesso anno dall'Università di Atene per conto della Commissione Europea).

Tale scenario di riferimento era stato costruito come rappresentativo dell'evoluzione tendenziale del sistema che si sarebbe avuta dal 2010 in poi in assenza di misure, avendo già presente come si era sviluppato il sistema nel 2011 e 2012 e ipotizzando una crescita economica dell'1,1% a partire dal 2014.

L'analisi ex-post mostra dunque un'indicazione di rilievo, sia pure di massima: buona parte della riduzione dei consumi di energia, rispetto a proiezioni formulate anche solo pochi anni fa, non può essere attribuita a un disaccoppiamento strutturale tra driver del sistema (crescita economica in primis) e consumi energetici.

Da queste considerazioni emerge infine un ultimo tema di rilievo, quello dell'effettiva possibilità di valutare i progressi nell'efficienza energetica del sistema, che per le modalità in cui sono normalmente fissati gli obiettivi risulta un'attività non solo metodologicamente difficile ma anche soggetta alla distorsione delle stime per ragioni politiche.

La già descritta Figura 23 include anche lo scenario elaborato per la Commissione Europea dall'Università di Atene (mediante il modello PRIMES) nel 2007, che costituisce tuttora la traiettoria di riferimento sulla base della quale sono valutati gli incrementi di efficienza energetica per i vari Paesi e sono definiti i nuovi obiettivi (proposta di direttiva contenuta nel Clean Energy Package del dicembre 2016). Al di là della mancata previsione della successiva crisi economica, un dato inevitabile, quello scenario era anche la risultante di un processo almeno in parte "politico", che lo rende inevitabilmente di difficile utilizzo come riferimento per le valutazioni successive. Come di recente evidenziato dalla stessa Commissione UE nell'Impact assessment di accompagnamento alla proposta di revisione della direttiva 2012/27/EU sull'efficienza energetica: "For stakeholders and European citizens, it is difficult to understand how the energy efficiency targets are set. A definition of energy efficiency targets against an outdated projection made in 2007 can cause confusion and makes it difficult to assess the progress towards these targets." Al contrario, "the other energy and climate targets for 2020 and 2030 are based on historic levels of GHG emissions or can be easily related to historical years, as in the case of RES."

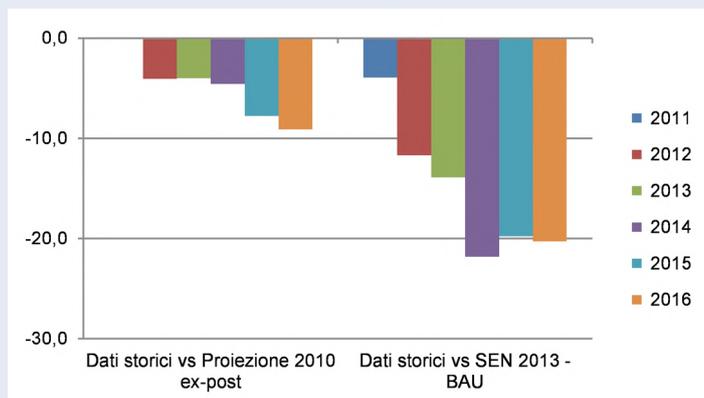


Figura 24 – Stima della riduzione dei consumi di energia legata a fattori strutturali

3 Decarbonizzazione del sistema energetico italiano

Nel 2016 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano hanno ripreso a scendere (-0,8%) dopo il forte aumento del 2015. In prospettiva, la traiettoria delle emissioni fa ritenere pressoché acquisiti gli obiettivi di riduzione relativi al 2020, ma guardando al trend degli ultimi anni gli obiettivi relativi al 2030 sembrano invece decisamente meno scontati. Di particolare criticità sembra l'obiettivo di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS, per i quali è in discussione una proposta della Commissione Europea che fissa per l'Italia un obiettivo del -33% rispetto al 2005. In linea con quanto visto per i consumi di energia, negli ultimi anni anche la forte diminuzione delle emissioni di CO₂ è avvenuta, in Italia più che altrove, più per l'evoluzione di fattori congiunturali che per cambiamenti permanenti di fattori strutturali.

Nel 2016 emissioni di CO₂ in calo dello 0,8%

Secondo le stime ENEA nel 2016 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono diminuite dello 0,8%, scendendo a circa 333 Mt dalle circa 336 Mt del 2015 (N.B.: la stima ENEA riguarda le emissioni da consumi energetici, non include i processi industriali, vedi

Nota metodologica). Nei primi nove mesi dell'anno la riduzione delle emissioni era stata in effetti molto maggiore, grazie prevalentemente alla forte riduzione della generazione elettrica da carbone, legata come si è visto all'aumento del prezzo della materia prima. Anche nell'ultimo trimestre la produzione elettrica da carbone è risultata inferiore all'anno precedente, ma la fermata dei reattori francesi ha determinato un aumento della produzione termoelettrica da gas naturale, che ha più che compensato la riduzione delle emissioni da carbone. Nel quarto trimestre le emissioni della generazione elettrica sono infatti aumentate di circa 1 Mt rispetto all'anno precedente. Nonostante la ripresa di fine anno, le emissioni del settore elettrico sono state comunque inferiori all'anno precedente per circa 5 Mt (-10 Mt da carbone, +5 Mt da gas).

A fine 2016 le emissioni di CO₂ dell'intero sistema energetico (Figura 25) risultano inferiori del 28% rispetto al 2005 e di quasi il 18% rispetto al 2010, a fronte di un target definito nella Strategia Energetica Nazionale del 2013 del -15% rispetto al 2010 per la sola CO₂, del -21% rispetto al 2005 per l'insieme dei gas serra.

Sembra dunque che il sistema sia tornato su una traiettoria di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi, dopo che nel 2015 si era verificata un'inversione di tendenza rispetto alla riduzione delle emissioni che si registra costantemente dal 2005 (con l'eccezione del 2010, anno di rimbalzo dei consumi dopo la forte recessione del 2009). D'altra parte, è anche significativo che negli ultimi tre anni, nei quali la crescita economica è tornata su valori positivi, per quanto molto modesti, le emissioni di CO₂ dell'intero sistema siano diminuite solamente del 3%.

Potenziali criticità della traiettoria di decarbonizzazione

La scomposizione delle emissioni di un sistema energetico è un utile strumento per interpretare le

dinamiche sottostanti. Per valutare la traiettoria di decarbonizzazione del sistema energetico italiano è utile dapprima scomporre la variazione delle emissioni nelle cinque componenti dell'identità di Kaya (v. Nota metodologica), per poi effettuare un esercizio di proiezione delle emissioni ai due orizzonti temporali del 2020 e del 2030. La Figura 26 mostra che se si ipotizza che popolazione, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili continuino a crescere al tasso medio annuo registrato negli ultimi cinque anni, mentre per il PIL si ipotizza una crescita media positiva (lo 0,5% medio annuo), la traiettoria delle emissioni risulta coerente sia con gli obiettivi di riduzione relativi al 2020 (il -15% rispetto al 2010 definito nella Strategia Energetica Nazionale del 2013), sia con gli obiettivi relativi al 2030 (qui ipotizzati pari a -40% rispetto al 2005, leggermente più stringente del target proposto dalla Commissione UE, che fissa una riduzione del 33% per i settori non-ETS e del 43% per l'insieme dei settori ETS europei). D'altra parte, la traiettoria di decarbonizzazione non sarebbe invece coerente con gli obiettivi al 2030 se per la proiezione si ipotizza un tasso di crescita del PIL maggiore dello 0,5% medio annuo, oppure se per le altre variabili si utilizzano i tassi di variazione medi registrati negli ultimi tre anni, nei quali come detto la decarbonizzazione ha registrato una frenata.

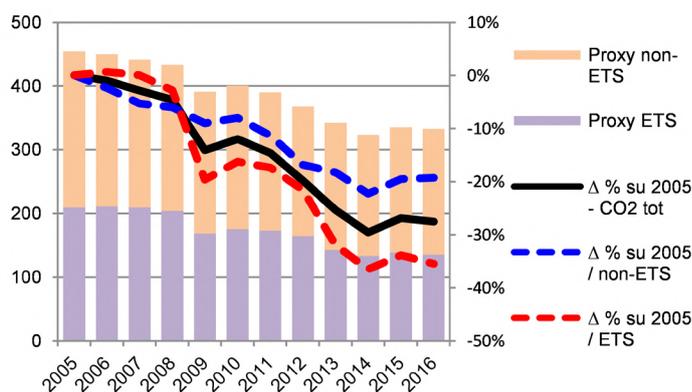


Figura 25 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

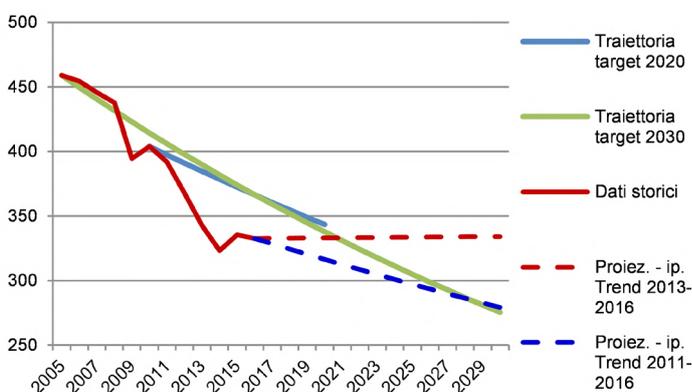


Figura 26 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt) – dati storici, traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030 e due ipotesi di proiezione al 2030

Al fine di confrontare più precisamente la traiettoria di decarbonizzazione con gli obiettivi stabiliti in sede europea, questo numero dell'Analisi trimestrale propone una stima separata delle emissioni di CO₂ dei settori inclusi nell'Emission Trading System e dei settori non inclusi nell'ETS (o settori ESD, cioè principalmente trasporti e climatizzazione degli edifici, sottoposti alla Effort Sharing Decision, che stabilisce obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ vincolanti per ogni Stato membro). Complessivamente secondo la stima preliminare ENEA le emissioni dell'insieme dei settori ETS sono scese di circa 3 Mt, perché la riduzione del settore elettrico è stata parzialmente compensata dall'aumento delle emissioni dell'industria, legate alla ripresa della produzione industriale. Sono invece rimaste stabili le emissioni dei settori non-ETS, che nel 2016 sono inferiori del 19% rispetto al 2005 (Figura 27).

L'evoluzione delle emissioni di quest'ultimo settore è di particolare rilievo, perché è attualmente in discussione una proposta della Commissione UE che prevede obiettivi differenziati per gli Stati membri, fissando per l'Italia una riduzione del 33% rispetto al 2005. Per valutare la stringenza di questo obiettivo è utile effettuare anche in questo caso una proiezione delle emissioni con la stessa metodologia utilizzata sopra. Se ne ricava che se gli obiettivi 2020 sembrano di fatto assicurati, il target 2030 sembra invece molto più complicato da raggiungere. Si tratta evidentemente di dato di rilievo per la negoziazione degli obiettivi a livello di Stato membro, ancora in corso.

La Figura 28 fornisce una spiegazione della difficoltà di immaginare riduzioni molto significative delle emissioni dei settori non-ETS nel momento in cui viene meno la forte spinta alla riduzione dei consumi di energia esercitata negli ultimi anni dalla lunga recessione economica. A partire dal 2008 i consumi di energia dei settori non-ETS si sono mossi in perfetta correlazione con l'evoluzione delle variabili guida della domanda di servizi energetici (stimata in un modo simile a quanto fatto per il superindice ENEA; vedi Nota metodologica). In mancanza di un disaccoppiamento tra le due curve l'unica rimanente fonte possibile di riduzione delle emissioni sta nella riduzione dell'intensità carbonica dei combustibili utilizzati dal settore. Se però si considera che nel settore civile il gas naturale già copre la gran parte dei consumi, e nei trasporti le alternative ai prodotti petroliferi restano ancora su livelli marginali, sembra difficile che questa strada possa fornire un contributo rilevante per colmare la distanza dagli obiettivi, almeno nel breve termine.

Né sembra sufficiente, per cambiare questa prospettiva, il segnale positivo che viene dai valori delle emissioni dei nuovi veicoli immatricolati (il settore trasporti rappresenta circa la metà delle emissioni dei settori non-ETS). Come evidenziato in Figura 29, nell'ultimo decennio si è assistito a un calo costante delle emissioni di CO₂, che supera il 30% se si compara il dato odierno con quello del 2006, cioè circa 110 g CO₂/km rispetto a circa 150. Ciò è dovuto per la gran parte a una maggiore efficienza dei veicoli a gasolio e benzina, che complessivamente rappresentano l'88% del totale, in misura minore all'aumento considerevole delle nuove auto ad alimentazione mista, ibride ed elettriche.

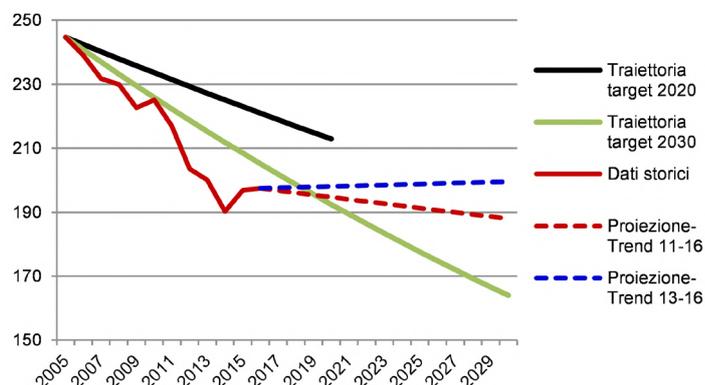


Figura 27 – Emissioni di CO₂ dei settori non-ETS (Mt) – dati storici e traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030

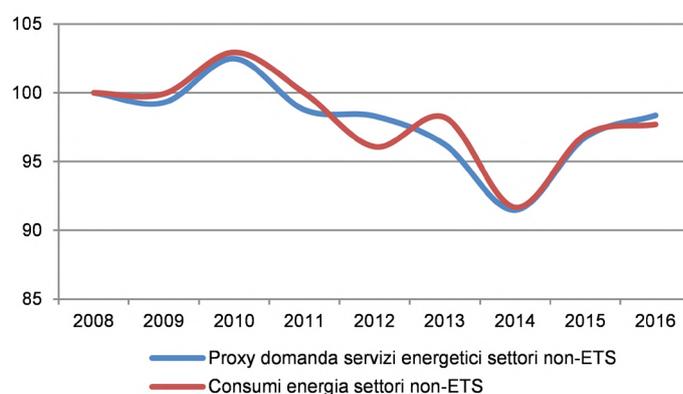


Figura 28 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori non-ETS

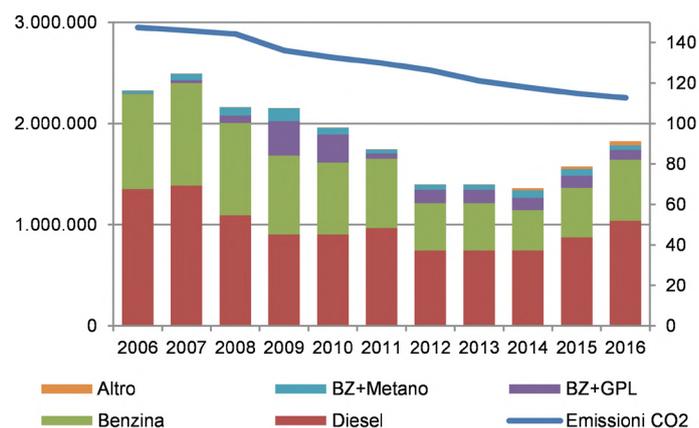


Figura 29 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei nuovi veicoli immatricolati (gCO₂/km, asse dx)

Emissioni del settore elettrico in forte diminuzione per la sostituzione carbone-gas

Come detto, secondo le elaborazioni ENEA la riduzione delle emissioni di CO₂ verificatesi nel 2016 è strettamente legata alla diminuzione della produzione elettrica e alla contrazione del carbone nel mix di generazione, quest'ultima legata anche alla combinazione di prezzi del carbone in significativo aumento e a prezzi del gas che restano vicini ai minimi storici. L'andamento delle emissioni del settore nel corso degli ultimi anni è spiegato nella Figura 30.

Negli anni 2012-2014 la riduzione delle emissioni si è avuta per la riduzione dell'intensità carbonica dei kilowattora prodotti, grazie al balzo della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico). A questo si aggiungeva una costante riduzione della domanda elettrica e quindi della produzione.

Nel 2015 il forte aumento delle emissioni del settore è spiegato dalla bassa idraulicità, unita a una qualche ripresa di competitività della generazione da gas.

Infine il 2016 è stato l'anno della sostituzione del carbone con gas, che ha portato a una diminuzione notevole delle emissioni unitarie (gCO₂/kWh). Nell'ultimo trimestre questo fattore è stato però più che bilanciato dalla forte ripresa della produzione, necessaria a rimpiazzare la diminuzione delle importazioni di elettricità dalla Francia.

Negli ultimi in Italia la riduzione delle emissioni di CO₂ legata più che altrove a fattori congiunturali

La Figura 31 mostra l'evoluzione nel tempo delle cinque variabili dell'identità di Kaya nel corso degli ultimi dodici anni. Ne emerge che nella riduzione delle emissioni osservata in Italia a partire dal 2005 hanno avuto un peso sostanzialmente simile le tre componenti PIL pro-capite, intensità energetica del PIL e quota di fossili nel mix. Ha avuto invece un ruolo sostanzialmente nullo l'intensità carbonica dell'energia fossile.

Negli ultimi due anni sono invece tornati ad aumentare PIL pro-capite e quota di fossili nel mix, mentre l'intensità energetica è dapprima aumentata nel 2015 (ma anche per un motivo contingente come il clima più rigido rispetto all'anno precedente), poi leggermente diminuita nel 2016. Le variabili che avevano guidato la riduzione delle emissioni negli anni passati hanno ripreso dunque a spingere per un loro aumento, che in effetti è avvenuto nel 2015 e sarebbe avvenuto anche nel 2016 se non ci fosse stato il notevole fenomeno di *fuel switching* nella generazione elettrica (che ha ridotto l'intensità carbonica dell'energia fossile).

È interessante utilizzare lo stesso approccio analitico per confrontare l'evoluzione italiana con quella di altri grandi Paesi industrializzati, prendendo in considerazione in particolare il periodo successivo alla crisi economica del 2009 (Figura 32). Ne emerge come in tutti i Paesi UE, con l'eccezione della Germania, si sono verificate riduzioni delle emissioni di CO₂ molto significative, fino al -3,6% medio annuo in Gran Bretagna (-2,35% medio annuo per l'insieme dei 28 Paesi UE, dato non riportato in figura).

In tutti i Paesi, con l'eccezione di Italia e Spagna, il fattore di gran lunga più importante dietro la riduzione delle emissioni è stato la riduzione dell'intensità energetica del PIL (Energia primaria/PIL). In Germania questa forte riduzione ha permesso di più che compensare la significativa crescita del PIL, la più alta tra i Paesi considerati, mentre in Gran Bretagna ha permesso di sostenere un tasso di riduzione delle emissioni di CO₂ del 3,6% medio annuo pur in presenza di una crescita del PIL relativamente elevata.

In Italia e Spagna il contributo fornito dalla riduzione dell'intensità energetica del PIL è stato invece molto modesto.

Dall'analisi emerge poi come nella variazione delle emissioni su base quinquennale l'Italia sia il solo paese in cui un contributo significativo lo abbia avuto la crescita

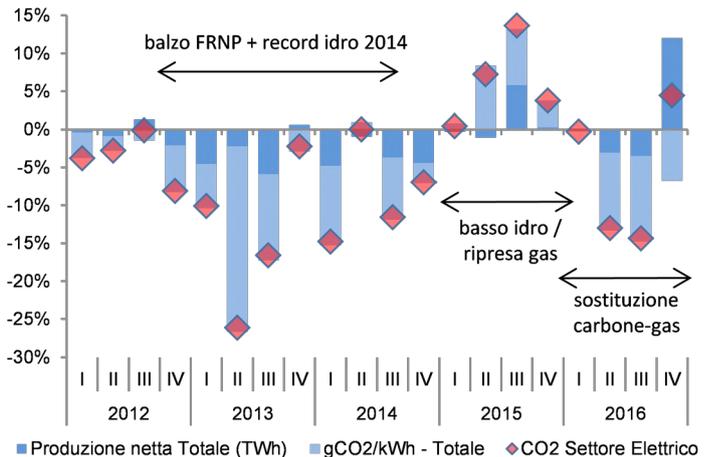


Figura 30 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

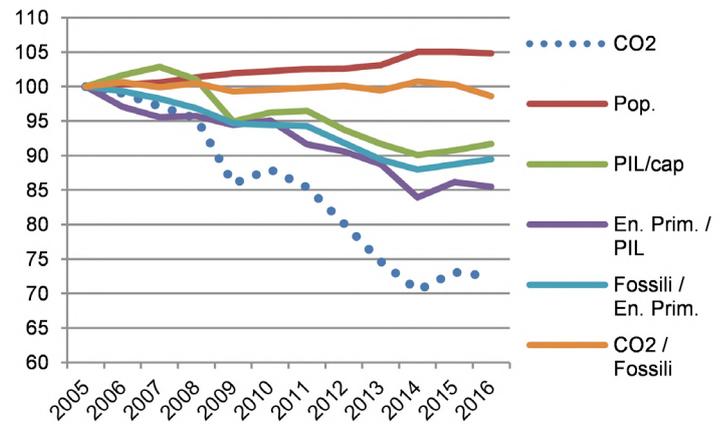


Figura 31 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2005=100)

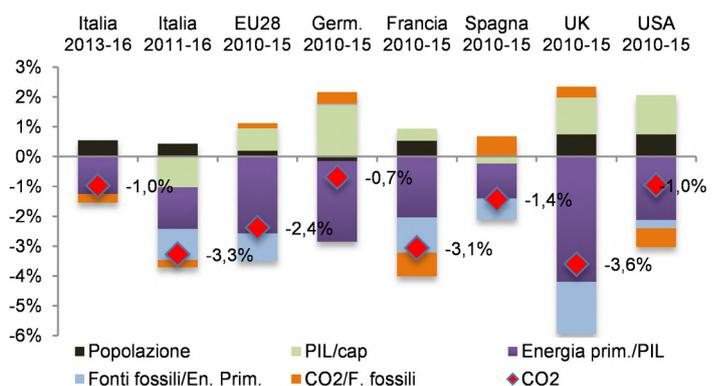


Figura 32 – Var % emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE e USA nel periodo 2010-2015 (per l'Italia ultimi 3/5 anni)

economica negativa. Se si utilizza dunque la scomposizione di Kaya per "depurare" la riduzione delle emissioni di CO₂ dalla componente congiunturale rappresentata dal PIL pro-capite, si riscontra come il tasso medio annuo italiano di riduzione della CO₂ negli ultimi cinque anni sia stato inferiore a quello degli altri tre maggiori Paesi europei, più elevato solo di quello spagnolo. Non a caso, se si guarda infine agli ultimi tre anni (2013-2016), con il ritorno a una sia pure modesta crescita economica positiva, si assiste a un notevole rallentamento del tasso di riduzione delle emissioni di CO₂, mentre non viene nessun contributo dalla riduzione del rapporto fra consumi energetici e PIL.

4 Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Rispetto alla ripresa, seppur debole, osservata nel 2015, il 2016 si è chiuso negativamente per alcuni indicatori del sistema petrolifero e della raffinazione. Un impatto negativo lo hanno sicuramente prodotto il blocco di alcuni impianti di estrazione, con il conseguente crollo della produzione interna di greggio. Resta comunque alta la diversificazione dei fornitori di greggio e la produzione interna di prodotti petroliferi. Cambia il panorama delle importazioni, con un forte incremento del petrolio a maggiore contenuto di zolfo proveniente dall'area mediorientale. La raffinazione ha visto un calo delle lavorazioni di greggio e un aumento di quelle di semilavorati, con un potenziale impatto sui profitti. Un altro segnale negativo è la diminuzione dell'utilizzo degli impianti, in controtendenza con il resto della UE. Il consumo di prodotti petroliferi si mantiene stabile. Forte ripresa delle immatricolazioni di autoveicoli ma benzina e gasolio restano dominanti nel parco auto.

Rallenta l'import di greggio, in forte calo la produzione interna

Per l'Italia l'import netto di greggio ha subito una flessione rispetto al 2015 (-3%), pur avendo registrato nel secondo e terzo trimestre delle variazioni positive di tipo congiunturale che hanno compensato il calo della produzione interna dovuto al blocco degli impianti in Val d'Agri. Lo stesso trend negativo si è osservato in altre realtà economiche prese a confronto ed in particolare per il Regno Unito che ha avuto un calo significativo dell'import pur mantenendo costanti le esportazioni. Diversamente, la Germania mantiene una certa stabilità. La Spagna si mantiene costante rispetto al 2015 pur avendo un trend in aumento dal 2011 (Figura 33). Sul fronte della produzione interna di greggio, per l'Italia l'anno si è chiuso con un forte calo (circa 1 Mtep, -41%) anche se nell'ultimo trimestre le estrazioni sono riprese tornando ai valori precedenti al blocco degli impianti (Figura 34). La produzione totale UE mostra una relativa stabilità sui livelli dell'ultimo quinquennio, dopo molti anni di costante riduzione. È interessante come la produzione del Regno Unito, che è arrivata a rappresentare i 2/3 della produzione UE, sia tornata ad aumentare negli ultimi due anni. Germania, Spagna e Francia si mantengono stabili, su valori di produzione molto inferiori a quelli italiani.

Resta alta la diversificazione dell'approvvigionamento

Nel 2016, l'Italia continua ad avere un elevato grado di diversificazione dei fornitori attestandosi su valori dell'indice Herfindahl-Hirschman compresi nell'ultimo quinquennio tra 0,1 e 0,2, dunque inferiori alla soglia di 0,3 corrispondente a un livello di criticità medio secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Figura 35). È interessante che l'indice di diversificazione del Regno Unito è tornato a superare la soglia di criticità media, perché negli ultimi due anni la ripresa della produzione interna ha spiazzato l'import extra-europeo, mentre la quota del petrolio norvegese è salita fino a superare il 50% dell'import totale.

In forte aumento l'import dal Medio Oriente, in drastica riduzione quello africano

La Figura 36 mostra la ripartizione della provenienza di greggio da diverse aree geografiche. È

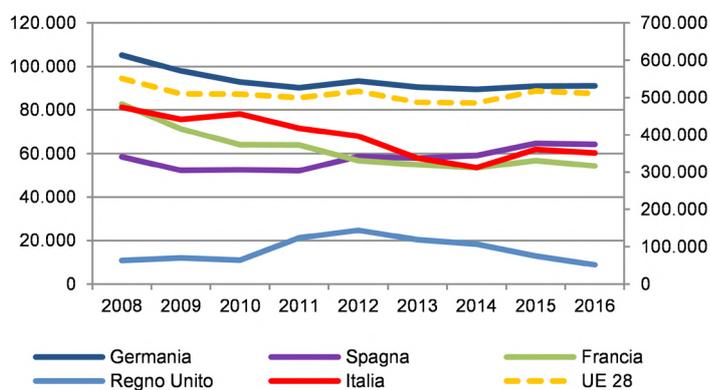


Figura 33 – Import netto di greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

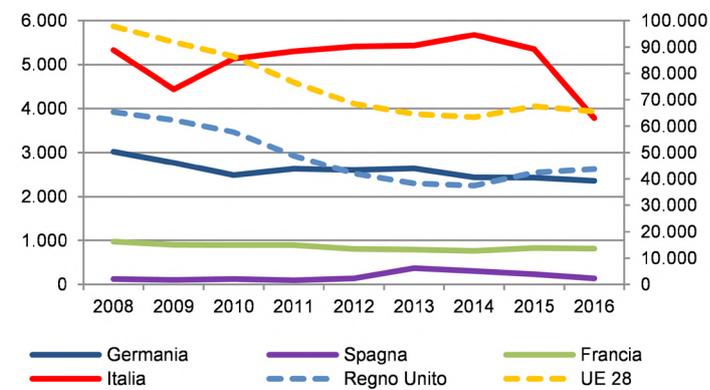


Figura 34 – Produzione interna di greggio (kt; N.B.: asse dx per UE e Regno Unito)

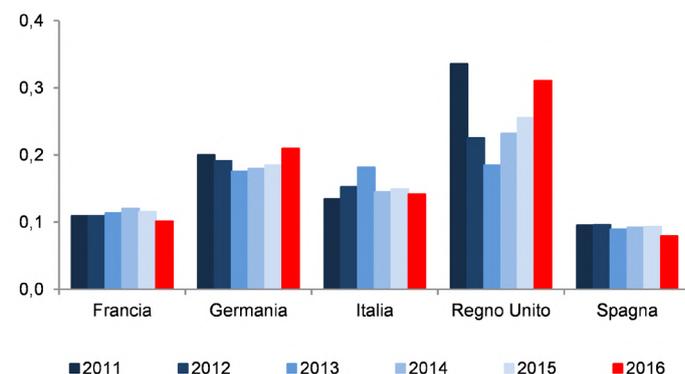


Figura 35 – Diversificazione dei fornitori: indice HH

significativo come il mix importato sia cambiato in modo sostanziale non solo nell'ultimo quinquennio, ma anche nell'ultimo anno. È una conferma della liquidità del mercato petrolifero, che permette una notevole flessibilità delle forniture. In particolare, nell'ultimo anno è in forte crescita l'import dall'area mediorientale (Iran, Iraq e Kuwait), che si è attestato al 28% del totale, mentre nel 2015 rappresentava circa il 19%. Tale incremento è dovuto alla ripresa, nel mese di luglio, delle importazioni dall'Iran che sono cresciute in maniera notevole, fino a rappresentare a fine anno il 4% del totale.

Nell'area mediorientale l'Iraq si conferma come primo fornitore di greggio, coprendo il 19,7% del totale. Nel 2016 è risultato in leggera ripresa anche l'import dall'Arabia Saudita, arrivato al 9,3% del totale dopo un calo pluriennale, dal 16% nel 2012 al minimo di 8,8% nel 2015. Si sono invece ridotte significativamente le quote dei Paesi africani e della Libia, le cui esportazioni verso l'Italia sono lontanissime dai valori del 2012, quando era il primo fornitore. Seppur limitata, la quota di greggio di provenienza europea (Norvegia e Gran Bretagna) aumenta considerevolmente rispetto al 2015, attestandosi al 3,3% del totale. Continua il trend negativo delle importazioni dalla Russia che attualmente rappresentano poco più del 10% del mix importato.

Aumenta l'import di greggio con elevato tenore di zolfo

Le variazioni del mix importato hanno effetti sulla qualità del greggio lavorato nelle raffinerie (Figura 37). Il grado API continua ad attestarsi intorno a valori di media densità (circa 34), mantenendosi piuttosto costante dal 2012 ad oggi. L'incremento dell'import dal Medio Oriente ha contribuito ad innalzare i livelli di zolfo che, dopo un minimo nel 2013, hanno ripreso a crescere progressivamente fino ai valori massimi riscontrati nel 2016 (il petrolio importato ha un contenuto medio di zolfo pari all'1,26%). Si tratta di una questione rilevante alla luce dei nuovi limiti al contenuto di zolfo nei bunker (0,5%) decisi in sede IMO che diverranno operativi a partire dal 1° gennaio 2020 e che obbligheranno le raffinerie a incrementare la sezione di desolforazione.

In flessione le lavorazioni di greggio

Pur essendo in lieve flessione (-3%), l'Italia mantiene una posizione rilevante nella lavorazione del greggio, mantenendosi seconda rispetto alla Germania. Tale flessione è confermata anche per la Francia e il Regno Unito che mostrano un trend negativo costante dal 2008. In controtendenza la Spagna, che, pur mantenendosi stabile rispetto al 2015, mostra un trend positivo nel periodo considerato (Figura 38).

Stabile il consumo dei principali prodotti petroliferi

Nel corso del 2016 il consumo di prodotti petroliferi (Figura 39) ha presentato una leggera flessione per benzina e gasolio (-2,7 e 0,1% rispettivamente) mentre per gli altri prodotti considerati si registrano aumenti di diversa entità (carboturbo +7,2%; GPL +2,1%; nafta +3,5%; distillati pesanti 0,2%). In particolare, nel quarto trimestre 2016 si è osservata una ripresa del consumo della nafta (+8% rispetto al corrispondente trimestre del 2015) che nel terzo trimestre aveva subito un'importante flessione.

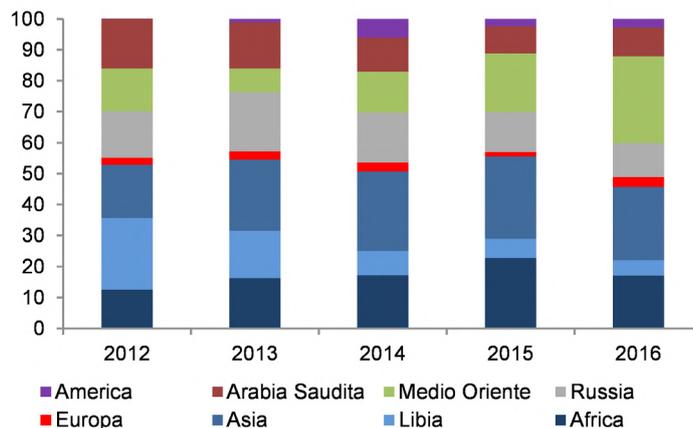


Figura 36 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

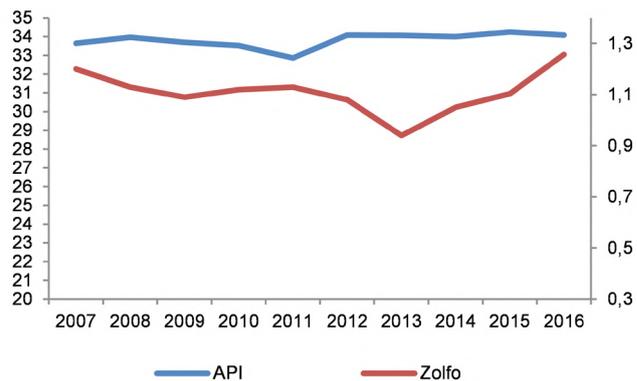


Figura 37 - Grado API (asse sn) e tenore di zolfo (asse dx, % di zolfo sul totale) dei greggi importati

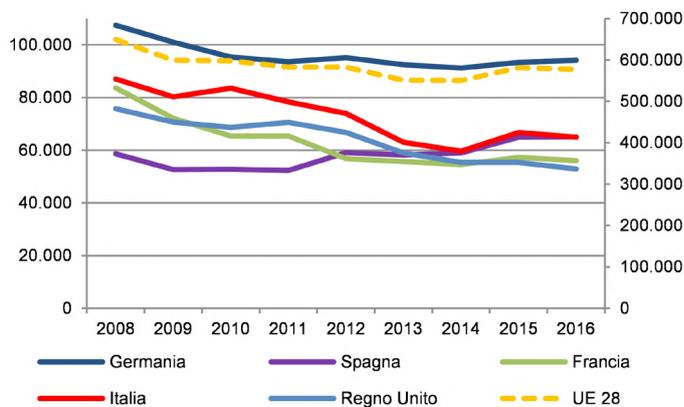


Figura 38 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

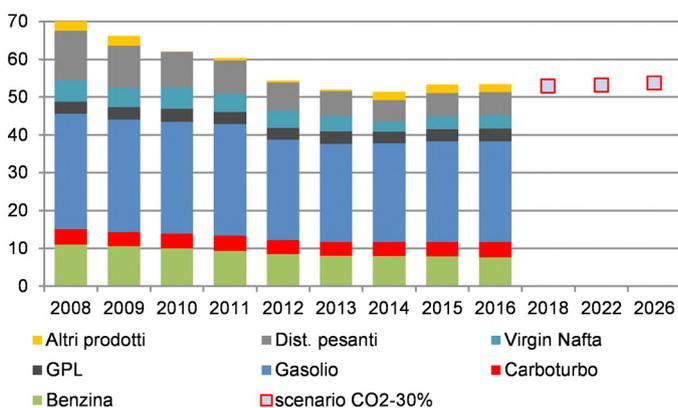


Figura 39 - Prodotti petroliferi: consumi annuali dei principali prodotti e proiezioni ENEA (Mtep)

In prospettiva, le analisi ENEA (descritte nella Nota metodologica) mostrano come una traiettoria di consumi relativamente stabili sui valori odierni può essere compatibile con uno scenario al 2030 di riduzione delle emissioni di CO₂ del 30% rispetto al 2005.

Benzina e gasolio ancora dominanti nel parco auto

Il numero di veicoli che costituiscono il parco auto è in crescita, si stima infatti che nel 2016 vi siano stati 37.845.742 veicoli formalmente circolanti. Se si confronta il dato attuale con quello rilevato dieci anni fa, si osserva una evoluzione nel tipo di alimentazione delle autovetture.

Le auto a benzina, pur rappresentando ancora il 50% del parco circolante, hanno subito un calo del 18% rispetto al 2006, mentre è fortemente in crescita il numero di auto a diesel (+44% rispetto a dieci anni fa), che rappresenta attualmente il 42% del totale. Complessivamente i veicoli ad alimentazione mista (benzina + GPL e benzina + metano) rappresentano l'8% del totale, con un incremento di oltre il 55% rispetto al 2006. Le auto elettriche e le auto ibride rappresentano ancora una nicchia del sistema coprendo meno dello 0,3% nel numero dei autoveicoli circolanti. Tali dati evidenziano per un verso quanto le alimentazioni a benzina e gasolio siano ancora dominanti nel parco auto (Figura 40), per un altro verso come l'effetto delle nuove immatricolazioni, che negli anni hanno visto crescere il numero dei veicoli con tipo di alimentazione alternativa, non abbia ancora ricadute significative. Né è prevedibile che le possa avere nel breve periodo.

In calo l'export di prodotti petroliferi, aumenta l'import di nafta

Complessivamente, nel 2016 l'export netto di prodotti petroliferi è calato, a causa della forte riduzione delle uscite di benzina (-5%) e più ancora di gasolio (-21%) (Figura 41). Si tratta evidentemente

di una dato coerente con il calo delle lavorazioni delle raffinerie, in presenza di consumi pressoché stabili. D'altra parte, è invece aumentato l'import complessivo di prodotti petroliferi, spinto da un aumento significativo delle importazioni di nafta. Le importazioni di tale prodotto sono in linea con la buona performance del settore della chimica italiana, che nel 2016 ha presentato una crescita dell'export di prodotti seconda in Europa solo a quella della Spagna. È invece stabile l'import netto del carboturbo, mentre è in calo dell'11% l'import netto di GPL.

Sul futuro del sistema del downstream nazionale, con particolare riferimento alle potenzialità di esportazioni, peseranno gli annunciati investimenti per la costruzione, l'ampliamento e/o la modernizzazione di diverse raffinerie in Asia e Africa. Sono recenti gli annunci di acquisizione saudita di un grande polo di raffinazione che è in via di ultimazione in Malesia ([fonte: Sole24ore](#)), mentre l'Algeria ha annunciato la creazione di quattro raffinerie per arrivare a coprire, entro il 2017, l'intera domanda interna di prodotti petroliferi. Si tratta di un ammontare pari a circa 1,5 milioni di tonnellate, dato significativo perché le importazioni dall'Italia nel 2015 si sono avvicinate a 1,2 milioni di tonnellate ([fonte: infoMercatiEsteri](#)).

Si riduce l'eccesso di produzione di gasolio che per la benzina è in leggero aumento

Nel 2016, se confrontata con le altre realtà economiche europee, l'Italia si conferma l'unico Paese con un eccesso di produzione di gasolio rispetto ai consumi interni (rapporto produzione/consumi > 1) (Figura 42). Ne deriva un elevato e relativamente costante flusso di esportazioni sia di benzina sia di gasolio. Negli ultimi due anni il rapporto produzione/consumi si è un po' ridotto rispetto al passato, ma resta su valori vicini a 1,2.

La tendenza di lungo periodo alla diminuzione del rapporto produzione/consumi sembra comune agli altri Paesi europei. È invece ovunque in costante aumento il rapporto fra produzione e consumi di benzina, che è

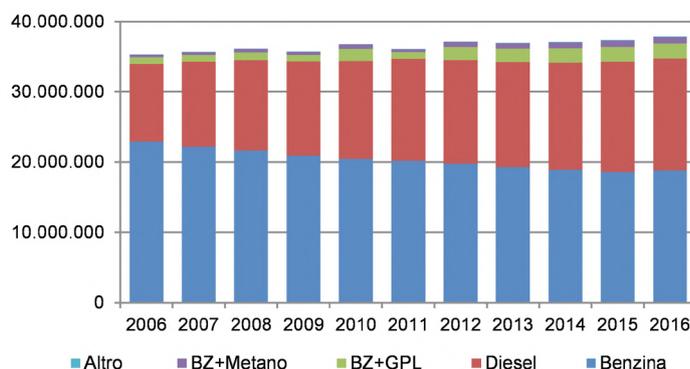


Figura 40 - Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

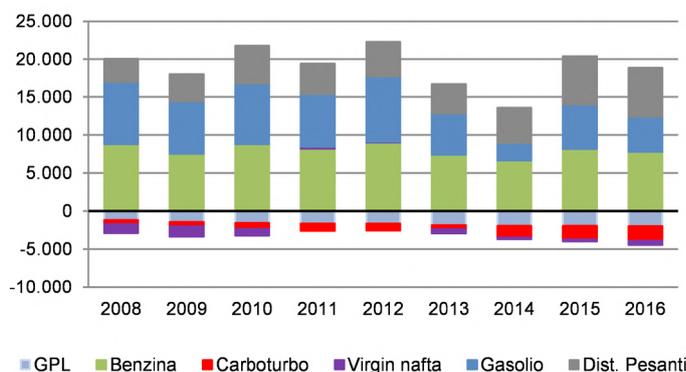


Figura 41 - Export netto prodotti petroliferi (kt)

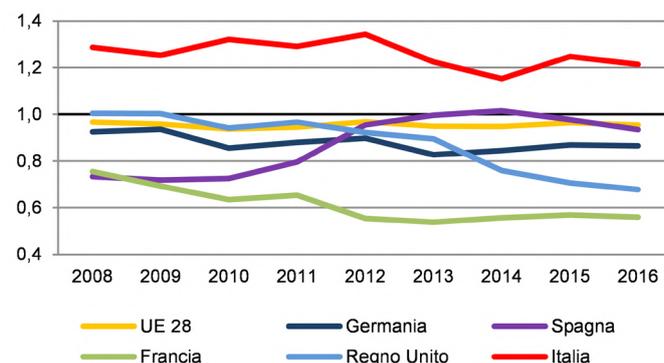


Figura 42 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

sempre maggiore di 1 e arriva fino al 100% di eccesso di produzione nel caso della Spagna (Figura 43). In prospettiva, nel breve-medio termine non esserci motivi di preoccupazione per l'approvvigionamento di prodotti petroliferi, viste anche le prospettive della domanda. Ma gli squilibri tra produzione e consumo e l'eccesso di capacità di raffinazione, insieme alla continua trasformazione del panorama internazionale del settore, inducono comunque a guardare con attenzione all'evoluzione del settore.

Margini della raffinazione in flessione

Nel 2016, i margini della raffinazione in tutte le aree geografiche considerate hanno subito un peggioramento (Figura 44) piuttosto rilevante rispetto al 2015: -36% per le raffinerie mediterranee, -42% per le nordeuropee e le nordamericane, -29% per le asiatiche. Le raffinerie dell'area mediterranea e quelle del Nord Europa mostrano lo stesso trend anche se la distanza, che tra il 2009 ed il 2014 era molto marcata, nel 2016 si è ridotta attendendosi attorno a 1,7 \$/bbl. In particolare, i margini delle raffinerie nordeuropee si sono ridotti in misura maggiore per la difficoltà di piazzare sul mercato la benzina. Anche i Paesi esportatori di nafta hanno avuto una diminuzione della domanda dal settore petrolchimico.

Il mercato asiatico continua a reggersi sulla domanda interna, proveniente principalmente da India e Indonesia, ma i margini sono comunque in calo perché la domanda è stata inferiore al previsto. Nel breve termine è plausibile una situazione favorevole per la redditività delle raffinerie europee e nord americane, perché sono previsti interventi di manutenzione per una significativa capacità di raffinazione in Asia e Medio Oriente, dopo che nell'ultimo anno le raffinerie delle due aree avevano incrementato le lavorazioni per sfruttare i bassi prezzi del greggio. Inoltre, è da segnalare che, a partire dal 2017, il Vietnam e la Cina hanno introdotto norme più restrittive circa i limiti delle concentrazioni di zolfo nei carburanti e nei bunkeraggi marini che avranno delle ricadute sul mercato se il sistema di raffinazione non si adeguerà. Come visto nei precedenti numeri dell'Analisi trimestrale, particolarmente critici per l'area mediterranea sono stati il II e il III trimestre, mentre nel IV trimestre si è osservato un incremento dei margini a 3,5 \$/bbl, anche se il recupero atteso per il mese di dicembre si è poi rivelato inferiore, attestandosi a 2,3 \$/bbl.

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

Le lavorazioni di greggio delle raffinerie italiane hanno subito un calo, mentre sono aumentate quelle dei semilavorati (+2,2%). Di conseguenza il tasso di utilizzo degli impianti (basato sulle sole lavorazioni di greggio) è in flessione (-5%) rispetto al 2015 (Figura 45), interrompendo il trend in aumento verificatosi dopo i minimi storici del 2013-2014. Nel confronto con il resto dei Paesi europei, l'Italia risulta l'unica realtà in calo rispetto alle altre che, invece, mostrano una crescita contenuta rispetto a quanto è accaduto dopo il 2014.

A fronte di questo dato negativo, il settore della raffinazione è comunque interessato da investimenti nella direzione della qualità del prodotto e della sostenibilità ambientale. Infatti, nell'ultimo, anno diversi interventi hanno ricevuto l'autorizzazione integrata ambientale (AIA). Sono previsti investimenti nel settore della desolfurazione per la produzione di bunkeraggi marini a basso tenore di zolfo (Falconara) e per il miglioramento della qualità ambientale (Sarroch e Milazzo). Sempre sul fronte della sostenibilità, il settore del *biofuel* è stato interessato dalla conversione a bioraffineria dell'impianto di Gela.

In prospettiva, in caso di conferma delle previsioni di consenso che per il 2017 prevedono prezzi del petrolio tra i 55 e i 65 dollari al barile, anche per effetto dei tagli produttivi dei Paesi OPEC, la redditività almeno delle raffinerie più complesse dovrebbe rimanere buona.

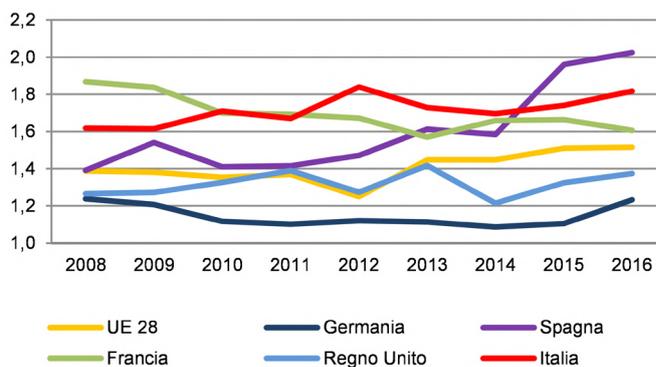


Figura 43 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

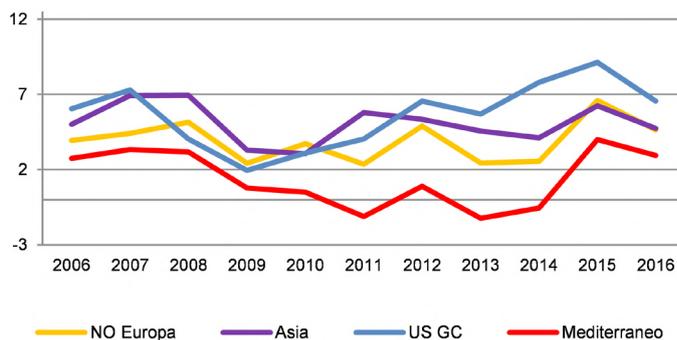


Figura 44 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

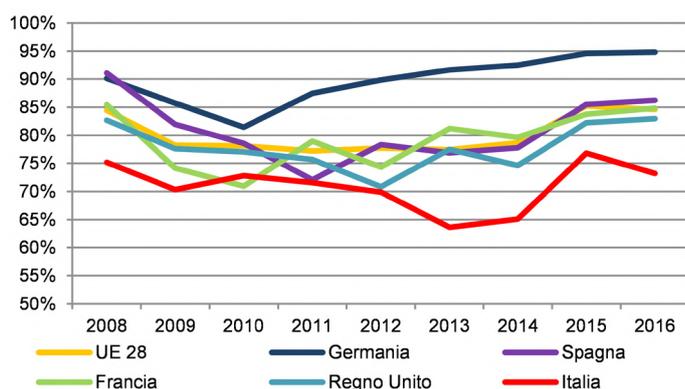


Figura 45 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

4.2 Sistema del gas naturale

Nel 2016 il mercato del gas naturale è stato caratterizzato da prezzi ai minimi per buona parte dell'anno, e anche convergenti tra i tre principali mercati. I prezzi del gas russo, per gran parte dell'anno inferiori ai prezzi spot, sono stati i più bassi degli ultimi dodici anni. L'export di gas russo ha dunque raggiunto il nuovo massimo storico verso l'UE, ma non verso l'Italia, per la fortissima ripresa delle importazioni dall'Algeria. Il più ridotto arrivo di GNL in Europa è stato definito come la vittoria del primo round di un conflitto che sarà pluriennale fra gas russo e GNL per la conquista del mercato europeo. Dal lato della domanda, il 2016 è stato l'anno di una forte ripresa dei consumi in tutta Europa, guidati dal notevole *fuel switching* da carbone a gas nella termoelettrica. A questo è inoltre seguito nell'ultimo trimestre dell'anno l'ulteriore impulso alla domanda proveniente dalla fermata dei reattori nucleari francesi, che hanno determinato un interessante "caso studio" per la valutazione della sicurezza del sistema energetico italiano. Il sistema ha retto bene all'impennata della domanda legata alla necessità di rimpiazzare con produzione interna il crollo delle importazioni di elettricità dalla Francia. Ciononostante, lo stress test ha anche mostrato che un ritorno della domanda di punta su livelli non lontani dai massimi storici possa non essere un'ipotesi così remota come spesso ritenuto assodato.

Domanda in aumento del 5%, trainata dal termoelettrico

Nel 2016 la domanda di gas naturale è stata di 70,4 miliardi di m³, in aumento del 5,2% rispetto all'anno precedente, con un incremento assoluto pari a 3,5 miliardi di m³ (Figura 46). La variazione dei consumi è stata però differenziata nel corso dell'anno e fra i diversi settori. La gran parte dell'aumento (+2,7 miliardi di m³, +13%) si è registrata nel IV trimestre dell'anno, quando la fermata di una porzione significativa del parco nucleare francese ha determinato una drastica riduzione delle importazioni di elettricità e quindi un forte aumento del ricorso alla produzione termoelettrica, principalmente a gas naturale. In termini di settori, l'aumento è stato dunque concentrato nel termoelettrico (+12,6% in media d'anno, +28% nel IV trimestre), sebbene anche l'industria abbia mostrato una ripresa (+4,7%, anche in questo caso con un'accelerazione nell'ultima parte dell'anno), mentre i consumi delle reti di distribuzione sono rimasti invariati.

I consumi di gas sono dunque risaliti del 15% rispetto al minimo toccato nel 2014 (circa 9 Mtep in più), ma è significativo confrontare i dati 2016 con i massimi degli ultimi dieci anni (che sono anche i massimi assoluti): rispetto al 2008 i consumi totali restano inferiori del 17%, i consumi del termoelettrico del 30%, i consumi dell'industria dell'8%. Nel caso delle reti di distribuzione (per la gran parte settore civile) il dato 2016 è inferiore del 14% rispetto al massimo del 2010, ma in questo caso il livello dei consumi è strettamente legato alla rigidità degli inverni (il 2010 è stato in effetti il più rigido degli ultimi dieci anni). È però rimarchevole che nell'ultimo trimestre dell'anno i consumi totali, del termoelettrico e dell'industria sono stati significativamente superiori alla media decennale. In tutti gli altri nove mesi del 2016 la domanda mensile è invece risultata ampiamente inferiore alla media decennale.

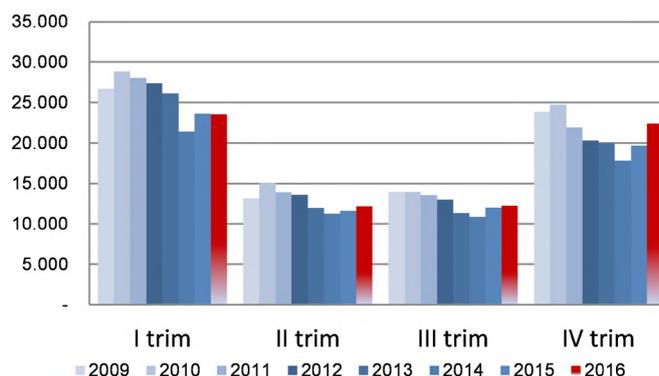


Figura 46 – Domanda trimestrale di gas naturale (Mm³) – anni 2009-2016

A fronte di questi dati su base annua e mensile sostanzialmente inferiori ai massimi storici, la caratteristica variabilità della domanda giornaliera, legata in primis ai fattori climatici, ha comunque fatto sì che la domanda di punta giornaliera fosse vicina ai massimi storici in diversi giorni, in particolare a maggio, settembre e dicembre (Figura 47). La punta di domanda 2016, 384 milioni di m³ registrati il 20 gennaio, resta molto inferiore al massimo di 464 milioni di metri cubi (7/2/2012). Ma all'inizio del 2017 la domanda è tornata per quattro giorni consecutivi (tra il 9 e il 12 gennaio) ben al di sopra dei 400 milioni di metri cubi, cioè su valori che non si registravano dal 2012 (v. ancora la Figura 47). I primi giorni feriali di freddo intenso hanno infatti spinto la domanda di riscaldamento fino a 260 milioni di metri cubi, mentre la domanda di gas del termoelettrico restava ancora sopra i 100 milioni di metri cubi, in conseguenza del fatto che le importazioni di elettricità dalla Francia erano ancora su livelli inferiori alla norma.

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

che hanno beneficiato dei bassi livelli del prezzo del greggio dell'anno precedente. Per buona parte dell'anno i prezzi spot hanno però presentato un premio sui prezzi dei contratti di lungo periodo. Di conseguenza, nel 2016 si sono rafforzato o consolidato il ruolo di Algeria e Russia, le cui esportazioni sono basate su contratti di lungo periodo. Nel caso dell'Algeria i volumi di gas importato, che erano in costante diminuzione dal 2010, nel 2016 sono più che raddoppiati, passando dai 7,2 miliardi di m³ del 2015 a quasi 19 miliardi di m³, arrivando a rappresentare il 29% delle importazioni totali (Figura 48).

Dal lato dell'offerta, nel 2016 il mercato del gas si è caratterizzato per prezzi molto bassi, sui minimi di lungo periodo, per la gran parte dell'anno. Ciò è vero sia per i prezzi spot sia per i prezzi dei contratti take-or-pay di lungo periodo, ancora in parte indicizzati al petrolio,

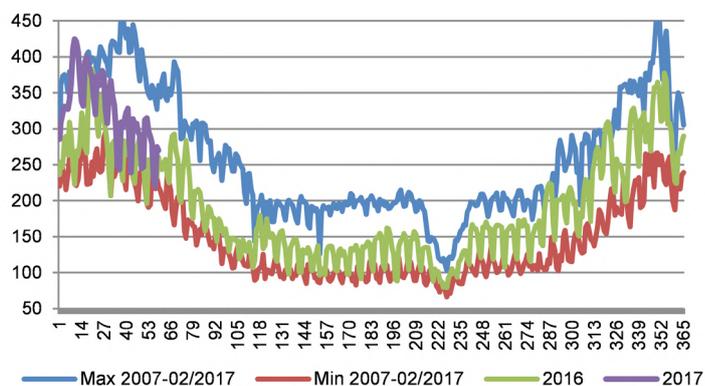


Figura 47 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm³) – gennaio 2017-febbraio 2017

I primi giorni feriali di freddo intenso hanno infatti spinto la domanda di riscaldamento fino a 260 milioni di metri cubi, mentre la domanda di gas del termoelettrico restava ancora sopra i 100 milioni di metri cubi, in conseguenza del fatto che le importazioni di elettricità dalla Francia erano ancora su livelli inferiori alla norma.

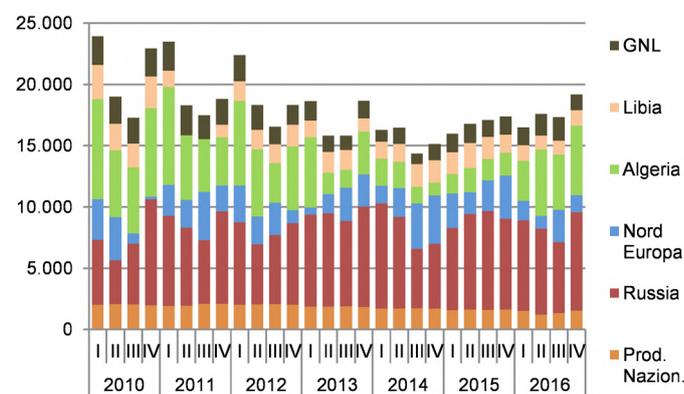


Figura 48 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm³)

In un solo anno le importazioni algerine sono dunque tornate ampiamente sopra la media degli ultimi sette anni (52 milioni di m³ al giorno, contro i 45 milioni della media di lungo periodo, Figura 49). Un impulso decisivo è venuto dalla rinegoziazione del contratto di fornitura fra Eni e la compagnia di Stato Sonatrach, che per la prima volta ha accettato di accogliere un meccanismo di aggiustamento al prezzo spot (quello del Punto di Scambio Virtuale), per un ammontare che secondo dichiarazioni Eni riguarda però solo una parte del totale, circa dieci miliardi di m³. Il tasso di utilizzo medio del gasdotto Transmed, che porta il gas algerino in Italia, è rimasto comunque al di sotto del 50%. D'altra parte vi sono aspettative contrastanti circa le prospettive di nuova produzione algerina nei prossimi anni, che vanno dalla stagnazione a ipotesi ottimistiche di incrementi per 40 Gm³/anno.

Nonostante l'import totale in crescita (+7%, circa 4 miliardi di m³ in più), la forte ripresa delle importazioni algerine ha leggermente penalizzato l'import dalla Russia, che è sceso a 28,2 Gm³, -5,6% rispetto ai 29,9 Gm³ del 2015 che erano però vicinissimi al massimo storico. La leggera riduzione del gas russo è in parte spiegata anche dal superamento della fase in cui le importazioni Eni erano sostenute dalla necessità di recuperare i volumi di gas prepagato ma non ritirato (c.d. make up gas) a causa dell'impatto della crisi economica sulla domanda. Le importazioni dalla Russia sono comunque rimaste su valori maggiori della media degli ultimi sette anni (77 milioni di m³ al giorno, contro i 73 medi del 2010-2016.). La Russia resta dunque di gran lunga il primo fornitore italiano, con una quota del 43% (era il 49% nel 2015). Tra l'altro, il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (68%, con una deviazione standard del 15%, che indica un utilizzo medio maggiore del 50% nella stragrande maggioranza dei giorni dell'anno).

Il premio dei prezzi spot rispetto a quelli dei contratti di lungo periodo (Figura 50) ha invece penalizzato fortemente le importazioni di gas dal Nord Europa, scese del 37% (4 miliardi di m³ in meno), su valori medi giornalieri sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo (18 milioni di m³ contro i 25 del 2015 e della media di lungo periodo). Significativamente, le forniture flessibili e indicizzate ai prezzi spot (hub del Nord Europa e GNL) hanno al contrario presentato un picco nel terzo trimestre dell'anno, quando lo spread tra prezzo del gas russo e prezzo TTF era tornato positivo (Figura 50).

Un dato significativo è che, nonostante il premio dei prezzi spot, sono invece aumentate le importazioni di GNL (+9%, equivalente a circa 500 milioni di m³ in più rispetto al 2015), pur restando leggermente al di sotto della media 2010-2016. Il principale contributo a questa crescita è venuto dai terminali di rigassificazione di Livorno (soprattutto) e Panigaglia, in corrispondenza dei nuovi servizi di *peak shaving* e di rigassificazione e stoccaggio. Si tratta di valori ancora modesti (circa 700 milioni di m³ in tutto), e in effetti i tassi di utilizzo medi dei due rigassificatori restano molto bassi. Può essere però forse una novità interessante nella prospettiva dell'eccesso di offerta di GNL previsto sul mercato globale nei prossimi anni, anche considerando che l'Italia finora non sembra aver utilizzato le importazioni di GNL come risorsa da incrementare nelle fasi di spread favorevoli ai mercati spot. Mentre nel Nord Europa le importazioni via GNL sono correlate (negativamente) in modo molto stretto con lo spread tra prezzo del gas russo e prezzi spot. Infine, hanno subito una forte contrazione le importazioni dalla Libia (2,3 miliardi di m³ in meno rispetto al 2015, -32%), penalizzate dalla situazione sempre difficile del paese. Ma il tasso di utilizzo medio giornaliero del gasdotto Greenstream è stato comunque pari al 35%.

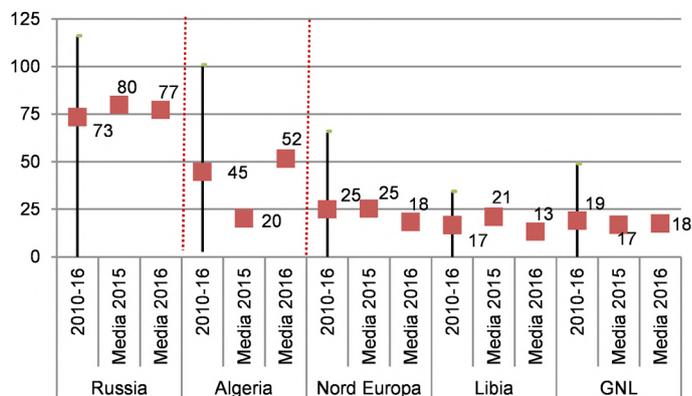


Figura 49 – Immissioni di gas naturale per punto entrata – Valori giornalieri min, medi e max 2010-2016 e medie 2015 e 2016 (MSm³)

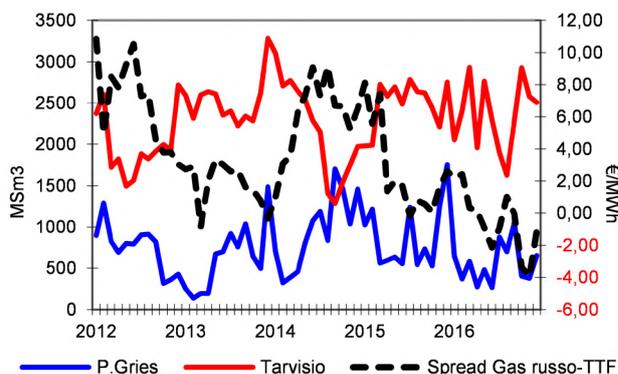


Figura 50 – Importazioni di gas naturale da Russia e Nord Europa (asse sn) e spread tra prezzo del gas russo e prezzo al TTF (asse dx)

Nell'UE sostituzione di carbone con gas naturale e record del gas russo

Per valutare l'andamento degli approvvigionamenti italiani di gas naturale è utile contestualizzarli nel più ampio mercato europeo, analizzando similitudini e differenze con il resto d'Europa, il Nord Europa in particolare.

Secondo le ultime stime di Eurogas (del 21 ottobre 2016) nel 2016 la domanda europea di gas naturale dovrebbe essere aumentata del 6% rispetto al 2015, arrivando a 447 Gm³. Anche se la domanda resta lontana dai massimi del 2010 (527 Gm³) si tratta del secondo anno di incremento, conseguente in particolare all'aumento della domanda nella generazione elettrica e a una ripresa dell'attività industriale. Oltre al +12% registrato in Italia la domanda di gas nella generazione è infatti cresciuta del 50% in Gran Bretagna ed è più che raddoppiata in Francia (per quanto si tratti di volumi non elevati, circa 3,8 miliardi di m³). Al di là delle criticità relative alla disponibilità degli impianti nucleari francesi, dietro questi aumenti della domanda c'è anche una rilevante sostituzione da carbone a gas nei mercati del nord-est Europa (Figura 51), spinta dall'andamento divergente dei prezzi del carbone e del gas (tali effetti sono inoltre stati rafforzati in Gran Bretagna dal supporto ai prezzi del carbonio e dalla chiusura di vecchi impianti a carbone). Secondo i dati pubblicati dai *thinktank* Sandbag e Agora Energiewende, la generazione da carbone dell'UE 28 è diminuita di 94 TWh (-12% sul 2015), mentre la generazione da gas è aumentata di 101 TWh (+20%).

Dal lato dell'offerta, il 2016 è stato l'anno del record delle esportazioni russe in Europa (179 miliardi di m³, Turchia inclusa, +11% rispetto al record del 2013), mentre le importazioni di GNL sono rimaste pressoché stabili. La prima spiegazione di questo dato sta nell'evoluzione dello spread tra prezzo del gas russo e prezzo dei mercati spot del Nord Europa, che a partire dalla seconda metà del 2015 ha cominciato a ridursi, fino ad azzerarsi e divenire negativo. Secondo un comunicato di Gazprom, il prezzo medio del gas esportato in Europa è stato pari a 167 \$/1000 m³, il più basso degli ultimi 12 anni. In strettissima correlazione con lo spread le importazioni dalla Russia sono passate da variazioni tendenziali fortemente negative a variazioni fortemente positive (Figura 52).

Una spinta rilevante alla crescita delle importazioni russe è venuta anche da alcune novità relative alla relazione fra Russia e Gazprom da un lato e UE e compagnie europee dall'altro. In primo luogo, nel 2016 vi sono stati diversi accordi di rinegoziazione di contratti di lungo periodo fra Gazprom e aziende europee (ad es. EON, RWE, Engie), anche con l'accettazione di parziale indicizzazione ai prezzi spot. Inoltre, la commissione UE ha sostanzialmente accolto la richiesta russa di aumentare i volumi esportabili (anche in Europa dell'Est) via Nord Stream attraverso il gasdotto Opal (di raccordo con la rete ceca). Non a caso, nel 2016 il Nord Stream, che trasporta il gas russo direttamente in Germania bypassando il territorio ucraino, ha raggiunto il record di quasi 44 miliardi di m³ trasportati (+16% rispetto al precedente record del 2015), con tassi di utilizzo che negli ultimi mesi dell'anno sono arrivati fino al 100%. Infine, a fine anno Gazprom ha preso degli impegni verso la Commissione Ue, garantendo la rimozione delle limitazioni al diritto di rivendita del gas di Gazprom a Paesi terzi, prezzi che riflettono benchmark competitivi (inclusi gli hub dell'Europa Continentale), maggiore frequenza delle revisioni contrattuali. In definitiva, sembra che Gazprom abbia intrapreso una strategia volta a difendere e consolidare le sue quote di mercato, anche nella prospettiva del prossimo eccesso di offerta di GNL sul mercato globale. Sebbene finora l'esito delle recenti evoluzioni del mercato europeo sia stato quello di un ruolo del gas russo ulteriormente accresciuto, sembra d'altra parte che ciò stia avvenendo al costo di una maggiore competizione con il GNL, dunque con una capacità più ridotta di influenzare i prezzi europei e con un ruolo minore per l'indicizzazione ai prezzi del petrolio.

In realtà la prospettiva a breve è che è plausibile che le importazioni di GNL in Europa tornino ad aumentare nel momento in cui l'aumento del prezzo del petrolio si rifletterà nei contratti ad esso indicizzati, e ammesso che si richiuda l'attuale premio del gas scambiato sui mercati asiatici (che ha fine 2016 ha dirottato il GNL verso questi ultimi pur in presenza di domanda europea in crescita per i problemi del nucleare francese). Ma la prospettiva di medio periodo sembra che Russia, Norvegia (anch'essa su livelli record nel 2016) e Algeria continueranno a competere con il GNL per difendere le proprie quote di mercato, vista la buona capacità di arbitraggio dei Paesi del Nord Europa tra pipeline gas e GNL, soprattutto nei momenti in cui i prezzi spot asiatici convergono verso quelli europei (Figura 52).

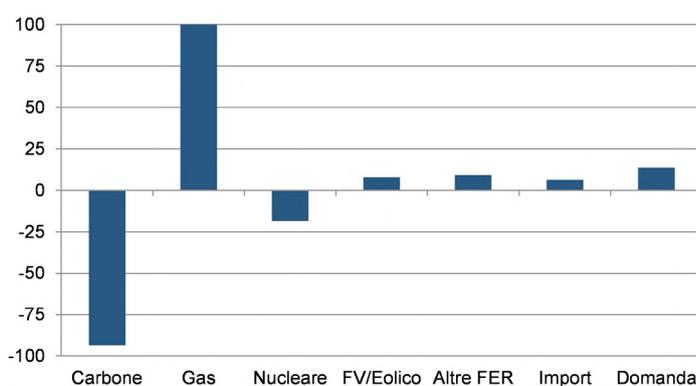


Figura 51 – Variazione della generazione elettrica dalle diverse fonti nell'UE-28 (TWh, Sandbag.org.uk)

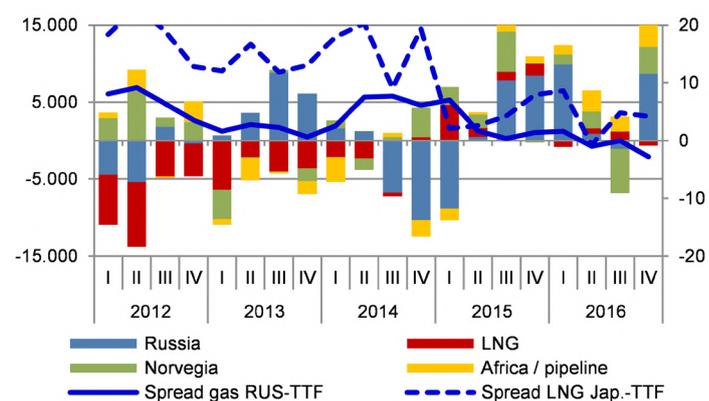


Figura 52 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas naturale in Europa (Mm³, asse sin), spread fra prezzo del gas russo e prezzo al TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e prezzo al TTF (€/MWh, asse dx)

Spread PSV-TTF sempre sopra i 2 €/MWh

Le suddette prospettive del mercato europeo e globale del gas naturale hanno la potenzialità di avere risvolti positivi per l'Italia. In particolare, se nel prossimo futuro saranno confermate le aspettative di debole crescita della domanda degli importatori tradizionali e con esse la convergenza dei prezzi spot asiatici verso quelli europei, con l'avvio delle nuove capacità di liquefazione (in molti casi a condizioni contrattuali più flessibili che in passato) dovrebbe aumentare l'interesse dei produttori di GNL per le destinazioni europee, a partire dall'area mediterranea.

Per l'Italia si potrebbe dunque riaprire la possibilità di diventare almeno parzialmente paese di transito verso i mercati del Nord Europa. Una condizione perché ciò possa accadere è che il mercato italiano migliori la sua capacità di attrarre GNL, che negli ultimi anni è stata modesta pur in presenza di un rilevante spread positivo fra il prezzo sul mercato italiano e i prezzi sui mercati del Nord Europa.

La Figura 53 descrive l'evoluzione del prezzo del gas naturale al PSV (Punto di Scambio Virtuale) e al TTF, hub di riferimento del mercato europeo, a partire dall'inizio del 2013, quando per un breve periodo si era verificato uno spread negativo. Da allora lo spread si è nuovo allargato, e negli ultimi due anni non è mai sceso stabilmente sotto i 2€/MWh. Nel 2016 lo spread è stato in media del 1,9 €/MWh, pari a una differenza media del 16%, un valore dunque molto maggiore dei costi variabili di trasporto fra i due mercati.

Un passaggio importante per l'allineamento dei prezzi italiani a quelli europei sta nell'incremento della liquidità del mercato. Dal 2012 il mercato italiano è in costante crescita, e nel 2016 i volumi sono aumentati di un ragguardevole 20%, ma tali volumi restano molto distanti da quelli dei due principali hub europei, in particolare il TTF olandese, che continua a crescere in modo molto sostenuto (+21% nel 2016) come d'altronde il totale delle transazioni fisiche sui mercati dell'Europa continentale, in aumento del 19% rispetto al 2015 (Figura 54).

Nel 2016 gli scambi sul PSV hanno comunque raggiunto il livello record di 857 TWh, portando la liquidità dell'hub italiano a superare ampiamente quella dell'hub belga di Zeebrugge. Tra l'altro a dicembre si è anche registrato il record di transazioni su base mensile.

Anche considerando un altro indicatore, il c.d. "churn ratio", che rapporta i volumi scambiati di una commodity alla quantità fisica che viene acquistata dal consumatore finale, il valore del PSV (3,1 la media annuale 2016, dati SNAM) resta quasi di un ordine di grandezza inferiore a quello del TTF olandese e del NBP inglese, e molto lontano dalla soglia che definisce i mercati maturi, convenzionalmente fissata a 10.

Tornano ad aumentare dipendenza dall'import e peso del gas sul sistema energetico

L'analisi che precede ha mostrato tendenze e peculiarità del sistema del gas italiano. Tra gli elementi positivi è emersa in primo luogo la peculiarità italiana di una diversificazione delle fonti di approvvigionamento più elevata che nel resto d'Europa, che ha permesso di ridurre la dipendenza dal fornitore principale in una fase in cui le importazioni russe nel resto d'Europa hanno invece raggiunto livelli record. L'indice di diversificazione italiana (HHI, che può variare tra 0 e 1, vedi Nota metodologica) è in Italia relativamente basso, a indicare una modesta concentrazione dei fornitori, sebbene nell'ultimo trimestre del 2016 l'indice sia aumentato, avvicinandosi ai massimi degli ultimi anni. La ragione è che a dicembre 2016 il 70% degli approvvigionamenti italiani è stato coperto dai due fornitori principali, la Russia (37%) e l'Algeria (33%). D'altra parte, come sottolineato nella Strategia Energetica Nazionale, il sistema italiano del gas naturale presenta un elemento strutturalmente critico, legato alla combinazione di un elevato livello di dipendenza dall'import (non diversamente dagli altri principali Paesi UE) e di un peso molto rilevante del gas nel mix di energia primaria (decisamente più alto rispetto agli altri grandi Paesi UE). La Figura 55 combina le due variabili in un unico indicatore. Dalla figura emerge come con la ripresa dei consumi di gas negli ultimi due anni questo indicatore sia tornato ad aumentare, accentuando ulteriormente la peculiarità italiana nell'ambito dei principali Paesi europei. Per un verso è infatti aumentata in modo significativo la quota di gas naturale sull'energia primaria, che è tornata a superare il 37%, vicino ai massimi storici del periodo 2005-2010. Per un altro verso, la costante diminuzione della produzione nazionale fa sì che ogni aumento della domanda implichi anche un aumento della dipendenza dalle importazioni, che ha ora raggiunto il 92%.

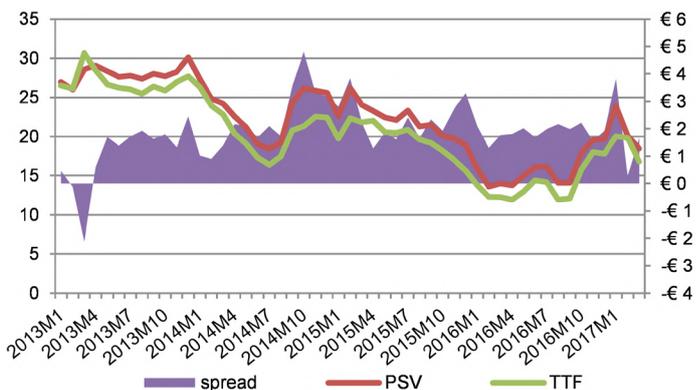


Figura 53 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

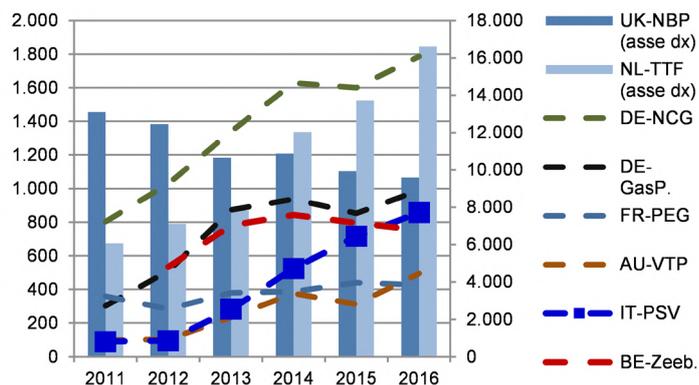


Figura 54 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati (TWh)

Superato lo stress-test dell'inverno 2016, ma a inizio 2017 l'eccesso di offerta è tornato non lontano dai minimi

Si è visto che uno scenario plausibile prevede che l'evoluzione del mercato globale possa avere effetti positivi sull'Italia, in quanto il previsto eccesso di offerta di GNL potrebbe rafforzare la pressione sui due fornitori principali, Russia e Algeria. E non a caso nell'ultimo anno il prezzo del gas russo ha raggiunto i minimi di lungo periodo, mentre per il gas algerino vi è stata una prima rinegoziazione. La domanda interna resta inoltre lontana dai massimi, e negli ultimi anni vi è stato anche qualcuno dei miglioramenti auspicati dalla SEN dal lato dell'offerta. Tuttavia, nell'ultimo anno sono emersi anche dei segnali che rendono opportuno ipotizzare scenari anche estremi che potrebbero riportare il sistema non lontano da situazioni di potenziale criticità. Tra l'altro, secondo gli stress test effettuati da ENTSO-G, il contesto europeo è quello di un UE che non sarebbe in grado di sostituire integralmente il gas russo in caso di interruzione completa delle forniture. Come visto sopra, gli eventi legati al fermo parziale del parco nucleare francese hanno prodotto una sorta di stress test per il sistema gas italiano. In effetti, tali eventi hanno indotto il MISE ad attivare dei meccanismi di monitoraggio, con l'invito agli importatori perché massimizzassero l'import, in modo da mantenere gli stoccaggi su valori che ne permettessero un utilizzo adeguato nei mesi successivi. Si tratta evidentemente di una situazione nuova rispetto alla valutazione dominante negli ultimi anni. Per valutare questi eventi è utile guardare all'evoluzione dell'indice di flessibilità residua (Figura 56), che valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda (vedi Nota metodologica). In alcuni giorni del 2016, ma soprattutto a gennaio 2017, l'indice è tornato su valori minimi che non toccava da anni, fino a valori non così lontani dal minimo dell'11% del febbraio 2012 (valore stimato ipotizzando una capacità degli stoccaggi pari al minimo di fine inverno), quando si verificò l'ultima crisi degli approvvigionamenti di gas.

In conclusione, il test dell'inverno 2016-2017 è stato superato, ma da esso emergono anche alcune indicazioni interessanti circa la possibilità di criticità future, a partire dal presupposto che la valutazione della sicurezza impone sempre di guardare alla possibilità di scenari "estremi".

In prospettiva, la situazione del sistema italiano del gas naturale non sembra prefigurare la possibilità di rilevanti situazioni di rischio, almeno per il breve-medio periodo.

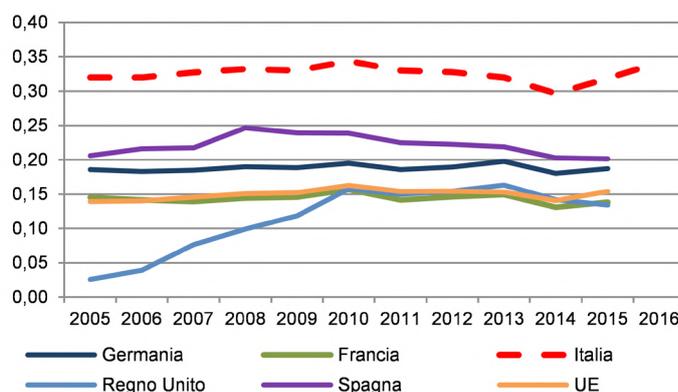


Figura 55 – Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas naturale nel sistema energetico

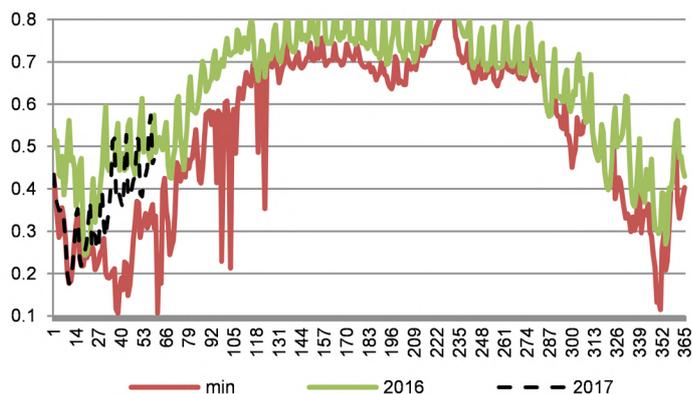


Figura 56 – Indice di flessibilità residua

Prospettive di domanda e offerta

Dal lato della domanda, lo stress test della riduzione delle importazioni di elettricità ha mostrato come un ritorno della domanda di punta su livelli non lontani dai massimi storici possa non essere un'ipotesi così remota come spesso ritenuto assodato fino a pochi mesi fa. Tanto più che si considera che uno dei driver dell'aumento della domanda, la riduzione dell'import elettrico francese, entro pochi anni potrebbe divenire un dato strutturale se si dovesse realizzare la recente programmazione pluriennale francese (sebbene rivedibile dopo le prossime elezioni), che prevede una forte riduzione del ruolo del nucleare. Le traiettorie di evoluzione del sistema energetico italiano elaborate dall'ENEA, finalizzate appunto a esplorare la possibilità di situazioni di stress per il sistema, disegnano due traiettorie di evoluzione "ottimistica" dei consumi di gas, entrambe costruite sull'ipotesi di miglioramento del quadro macroeconomico e quindi della domanda di energia, di mantenimento del prezzo del gas sugli attuali minimi storici, di effettiva realizzazione degli obiettivi di forte penetrazione del Gas Naturale Compresso nei trasporti (Figura 57). I risultati dell'analisi mostrano come una crescita dei consumi di gas sia in particolare possibile nell'ipotesi in cui ai prezzi bassi del gas si associ una traiettoria di riduzione delle emissioni di CO₂ del 30% entro il 2030 rispetto al 2005 (Figura 58).

Dal lato dell'offerta, lo stress test di dicembre 2016 e gennaio 2017 ha mostrato che la diversificazione reale del sistema gas italiano è inferiore a quella potenziale, perché non tutte le fonti di approvvigionamento hanno la stessa elasticità. In effetti, a gennaio la sollecitazione del Mise agli importatori a bilanciare i più elevati consumi aumentando le importazioni ha determinato un utilizzo elevatissimo dei gasdotti che portano il gas dalla Russia e dal Nord Europa, mentre ha avuto effetti minori sugli altri gasdotti e sulle importazioni di GNL (peraltro attratto dal mercato asiatico, dove il prezzo era più alto). A questo si aggiunge quanto già segnalato nell'Analisi trimestrale ENEA riguardo alle questioni di potenziale criticità individuate dalla SEN del 2013. Sebbene da allora vi siano stati dei miglioramenti, la situazione del sistema gas non corrisponde ancora agli auspici della SEN. La Figura 59 (parte sinistra) mostra come, a fronte di un formale rispetto della regola dell'N-1, la situazione del 2013 di potenziale fragilità del sistema alla punta a fine inverno non sia radicalmente diversa dalla situazione attuale. Pur ipotizzando una domanda massima più ridotta di quella ipotizzata nella SEN, in caso di interruzione completa del TAG l'offerta disponibile a fine inverno, con capacità di prelievo dagli stoccaggi limitata a poco più della metà della capacità massima, non sarebbe sufficiente a coprire la punta di domanda. Il dato è ancora più evidente se si tiene conto della proposta di nuovo regolamento UE sulla sicurezza del gas naturale, che richiede agli Stati membri di calcolare l'indicatore N-1 sia nell'ipotesi in cui lo stoccaggio sia disponibile al 100% sia nell'ipotesi in cui sia disponibile solo al 30%. In quest'ultimo caso, per quanto indubbiamente un caso estremo, la regola N-1 non sarebbe soddisfatta. La copertura della punta di domanda sarebbe invece soddisfatta anche con gli stoccaggi al 30% (parte destra della Figura 59), ma con un margine di sicurezza del sistema inferiore a quello che la SEN giudicava auspicabile (40-50 MSm³).

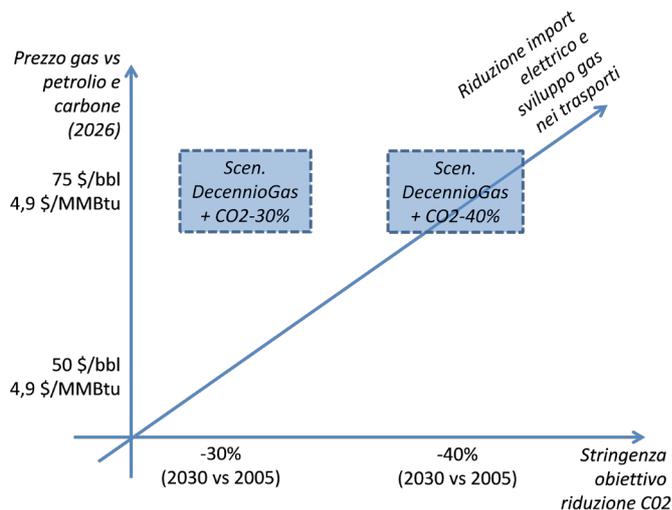


Figura 57 – Matrice dei driver della domanda di gas

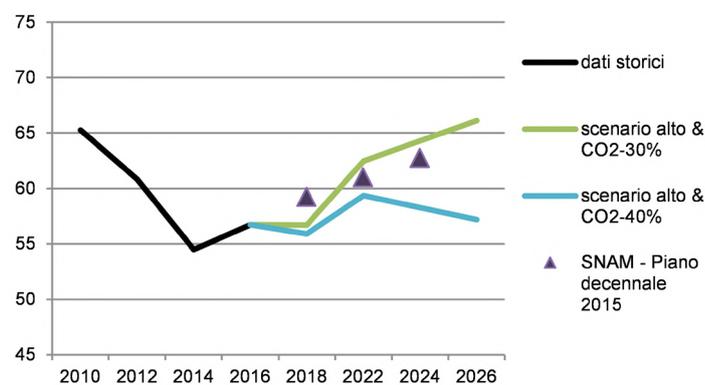


Figura 58 – Scenari di domanda elevata di gas naturale (Mtep)

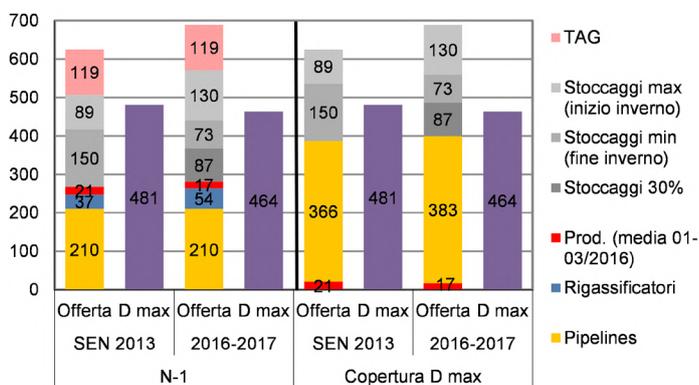


Figura 59 – Indice N-1 a fine 2016 e copertura della domanda alla punta (MSm³/giorno)

4.3 Sistema elettrico

Per il sistema elettrico il 2016 è stato un anno a due facce. I primi tre trimestri sono stati caratterizzati da un consolidamento delle tendenze degli ultimi anni: domanda in ulteriore leggero calo, fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ai massimi storici, persistenza dell'overcapacity, miglioramento ancora insufficiente della redditività dei cicli combinati, prezzi di borsa ai minimi e allineati nelle diverse fasce (F1 e F3 in particolare). L'ultimo trimestre dell'anno, con la fermata di una parte consistente del parco nucleare francese, ha invece portato un cambiamento sostanziale dell'equilibrio del sistema elettrico e ha costituito un test sulla sua adeguatezza. La drastica riduzione dell'import ha portato a un forte aumento della generazione a gas naturale, a prezzi notevolmente aumentati in particolare in fascia F1, e lo spark spread è salito in modo significativo, anche perché l'overcapacity è risultata essere meno ampia di quanto spesso ipotizzato, in particolare al Nord, dove si è allargato un divario di prezzo con le altre zone. Sebbene a inizio 2017 il sistema sembri tornare alla "normalità" degli anni recenti, i risultati dell'imprevisto "esperimento di politica energetica" dell'ultimo trimestre sono di grande rilievo per molti temi all'ordine del giorno.

Richiesta di energia elettrica ai minimi degli ultimi nove anni

Nell'ultimo trimestre del 2016 la richiesta sulla rete è risultata solo leggermente inferiore al corrispondente trimestre del 2015 (-0,5%), ma complessivamente nell'intero 2016 la richiesta si è ridotta del 2,1% rispetto all'anno precedente (310,3 TWh contro 316,9). Il maggiore calo rispetto al 2015 si è registrato nel mese di luglio, grazie a una temperatura media decisamente inferiore a quella dell'anno precedente. Non a caso, la punta di domanda estiva (50,2 GW a luglio) è stata inferiore alla punta invernale (51,9 GW il 14 dicembre alle ore 18). Tuttavia la Figura 60 mostra come la richiesta mensile sia rimasta sui valori minimi degli ultimi nove anni lungo tutto il corso dell'anno. Anche in termini di punta di domanda in potenza, in dieci mesi su dodici il picco di domanda è stato nel 2016 inferiore a quello del 2015. Dal lato della produzione il 2016 è stato un anno a due facce. Nei primi nove mesi la generazione termoelettrica è calata del 2% sull'anno precedente, mentre la generazione da fonti rinnovabili si è ridotta del 3%, a causa della minore produzione idroelettrica (vedi capitolo 2.2). Nel IV trimestre, invece, con la fermata di una parte significativa del parco nucleare francese (fino a 12 reattori sui 58 totali) e il conseguente crollo del flusso di import dalla Francia (-59%, 5,5 TWh contro i 13,5 TWh del 2015), la produzione termoelettrica è cresciuta del 15% rispetto al IV trimestre del 2015 (55,4 TWh contro i 48,2 del 2015). Nel complesso, a fine anno la produzione termoelettrica è cresciuta del 2,5%, un aumento tutto ascrivibile alla generazione a gas, perché si è invece ridotta significativamente la produzione da carbone (-21%), penalizzata, tra l'altro, dal repentino aumento del prezzo della materia prima, che a fine 2016 era su valori doppi a quelli della prima metà dell'anno.

La quota di fonti rinnovabili sulla produzione totale resta sui livelli del 2015 (34%), dunque piuttosto lontana dai massimi del 2014 (39%), perché la produzione idroelettrica è rimasta nel 2016 sui valori minimi degli ultimi 10 anni (v. capitolo 2.2). Anche la massima produzione da fonti rinnovabili mensile è rimasta lontana dai massimi storici: nel 2016 il valore più elevato è stato raggiunto a giugno, con una quota pari al 44,8% della richiesta, la più bassa degli ultimi quattro anni (Figura 61).

La produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha invece raggiunto un nuovo record, sia in termini assoluti (40 TWh contro i 37,3 del 2015) sia in termini di quota sulla domanda, arrivando a coprire in media il 13,1% della richiesta di energia elettrica, contro il precedente massimo dell'11,8% raggiunto nel 2015.

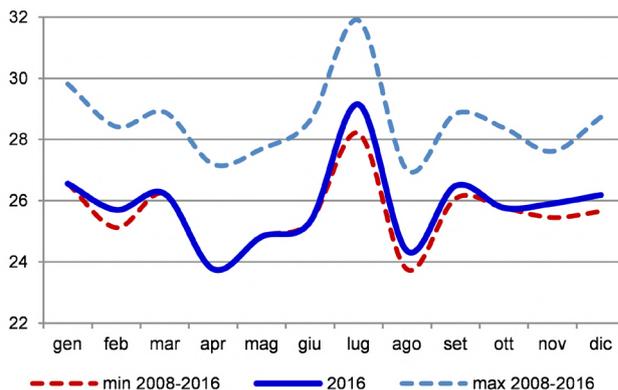


Figura 60 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

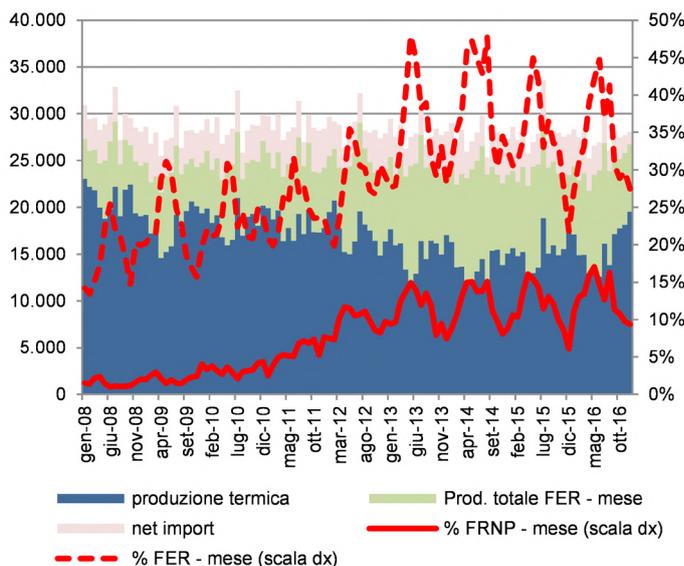


Figura 61 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

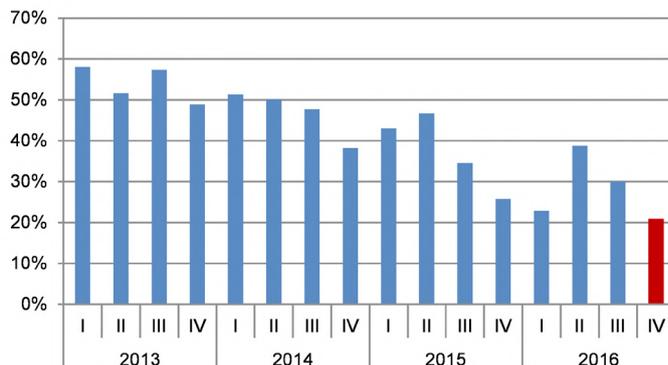


Figura 62 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

L'imprevista fermata dei reattori francesi nell'ultimo trimestre del 2016 ha prodotto una sorta di esperimento di grande rilevanza per l'attuale dibattito sullo stato del sistema elettrico italiano. La riduzione forzata delle importazioni ha infatti permesso di testare uno scenario di relativo stress del sistema, imponendo alla produzione termica di tornare a dicembre 2016 a valori non più raggiunti dal febbraio 2012 (20 TWh). Questa situazione ha spinto i decisori a interventi precauzionali. Terna ha richiesto un incremento della potenza interrompibile istantanea. Il Ministero dello sviluppo economico ha invece formalizzato uno stato di "attento monitoraggio" del sistema, mettendo in atto due misure principali: per un verso ha chiesto agli operatori di rinviare la chiusura di tre centrali per le quali è stata presentata la domanda di autorizzazione alla chiusura, per un altro verso ha richiesto agli importatori di gas naturale di massimizzare le importazioni da tutti i punti di entrata (vedi capitolo 4.2). In effetti, nel periodo della fermata degli impianti francesi il sistema non ha mai raggiunto una situazione di effettiva criticità, ma l'avvicinamento a una situazione di questo tipo ha indotto molti a rivedere la valutazione, ampiamente condivisa negli ultimi anni, che il sistema sia in condizione di overcapacity. In effetti, come segnalato nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale, l'eccesso di capacità è in continua riduzione da ormai alcuni anni, a seguito delle dismissioni che hanno fatto seguito al picco di eccesso di capacità del 2012-2013 e alla situazione di scarsa competitività di molti impianti tradizionali, in un mercato sempre più caratterizzato dall'ampia penetrazione di fonti rinnovabili.

Secondo le stime ENEA, effettuate a partire dalla ricostruzione del parco installato realmente disponibile, nel quarto trimestre del 2016 il margine di riserva, cioè la percentuale di capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, è arrivato per il sistema Italia a valori inferiori al 20% (nell'1% delle ore più critiche (Figura 62). Il margine è inoltre risultato sostanzialmente più ridotto nella zona Nord, dove in diversi giorni del mese di dicembre vi sono state ore in cui la disponibilità di potenza è risultata maggiore della richiesta (aumentata del margine di riserva) per meno di 1000 MW, Figura 63; vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA). L'esperienza degli ultimi mesi è inoltre di rilievo perché una riduzione anche strutturale delle esportazioni francesi è una possibilità realistica dei prossimi anni. Secondo la "Programmation pluriannuelle de l'énergie", pubblicata a ottobre 2016 – per quanto certamente rivedibile dal governo che seguirà le prossime elezioni – il contributo del nucleare dovrebbe entro il 2023 scendere al 50% del mix di generazione francese (dall'attuale 75%).

La complessità della gestione delle fonti rinnovabili non programmabili è rimasta sui livelli del 2015

Nel breve-medio termine le principali potenziali criticità per il sistema elettrico italiano continuano probabilmente ad essere legate alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Nonostante il record di produzione totale da FRNP, la complessità della gestione delle stesse, come misurata dagli indicatori esaminati di seguito, è rimasta ai livelli del 2015. La massima quota di copertura della domanda con FRNP (Figura 64) raggiunge ormai stabilmente valori prossimi o superiori al 50% in tutti i periodi dell'anno, sebbene nel

2016 il valore massimo – raggiunto il 25 aprile alle 13, quando la produzione da fotovoltaico ed eolico ha coperto il 67% della richiesta sulla rete – sia stato inferiore al record del 2015 (73%).

D'altra parte, sia nel primo sia nel terzo trimestre 2016 la percentuale massima di penetrazione delle FRNP (Figura 64) è stata maggiore di quella registrata un anno prima. Come evidenziato da Terna (audizione in Senato del 19/07/2016), questa evoluzione del sistema elettrico ha avuto un ruolo nel forte aumento dei costi del dispacciamento registrato nel primo semestre 2016, che pure è stato determinato in primo luogo da comportamenti speculativi (v. capitolo 6).

Per analizzare la possibilità di criticità emergenti nel sistema elettrico per l'insufficienza di una generazione flessibile, legata in particolare agli effetti della crescente produzione da FRNP, è utile guardare ad alcune varia-

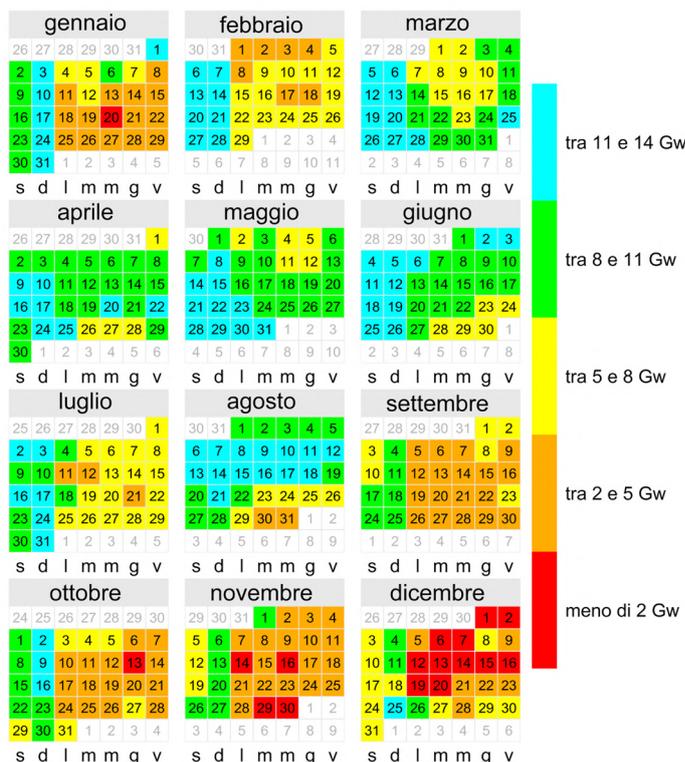


Figura 63 – Minimo orario di capacità di generazione elettrica in eccesso in ogni giorno dell'anno – zona Nord

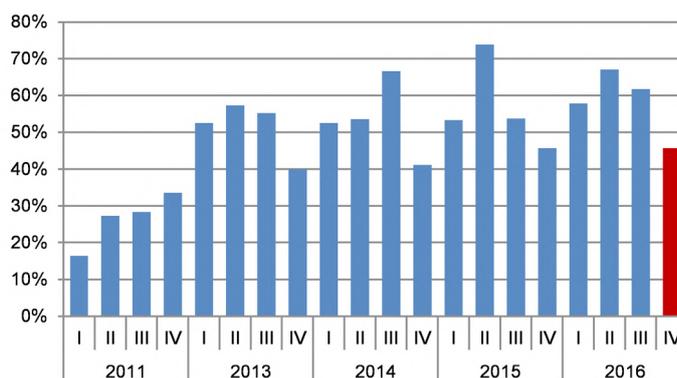


Figura 64 – Massima penetrazione delle FRNP (produzione %)

bili ed indicatori individuati dall'associazione dei gestori delle reti di trasmissione europei ENTSO-E, e utilizzati nel periodico System Adequacy report.

L'ulteriore aumento della massima penetrazione di FRNP, per quanto lieve, ha dato un ulteriore impulso al trend di variazione del profilo della domanda residua (cioè la domanda al netto della generazione da FRNP), che negli ultimi anni ha reso progressivamente più critica la gestione in sicurezza del sistema, con particolare riferimento alle rampe mattutine e serali.

La ripidità delle rampe di carico residuo, cioè del carico al netto della produzione da FRNP, è una questione di particolare rilievo nella zona Sud. La Figura 65 mostra la domanda totale e la domanda residua nella zona Sud negli anni 2016, 2015 e 2011. Nel 2016 la curva media oraria della domanda residua della zona Sud è stata più ripida rispetto al 2015, sia nelle ore mattutine (di progressiva entrata del fotovoltaico) sia nelle ore serali (nelle quali la produzione da fotovoltaico scende velocemente). Alle ore 10 del mattino la necessaria riduzione media oraria della produzione termica è stata pari a 450 MW, mentre alle 18 il necessario incremento medio orario della produzione termica è stato pari a circa 600 MW. Se si considera che alle ore 18 la produzione termoelettrica media delle zone Sud è stata pari a circa 4200 MW, mediamente è necessario un aumento della produzione del 15% in un'ora. Sebbene non si tratti ancora di valori critici, è chiaro che questi dati mostrano come la gestione del sistema in sicurezza determini una richiesta sempre maggiore di flessibilità, cioè di impianti in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi. Per confronto, nel 2011 la massima variazione media oraria della domanda residua era stata di 350 MW. Guardando al sistema Italia nel suo complesso, il 2016 ha determinato anche un'ulteriore leggerissima accentuazione del trend di progressivo incremento delle variazioni orarie della produzione intermittente. La massima variazione oraria positiva è stata pari a +15,3%, mentre la massima variazione negativa è stata pari a -14,8%. Sia nel 2014 sia nel 2015 entrambi i valori erano rimasti appena al di sotto del 15% (Figura 66).

Un altro indicatore selezionato da ENTSO-E per valutare la necessità di flessibilità del sistema elettrico si basa sull'individuazione di una soglia critica oltre la quale il rischio di difficoltà di gestione del sistema viene definito elevato: si tratta delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente risulta maggiore del 10% della domanda. Nelle zone meridionali – il Sud in particolare – questo indicatore è cresciuto in modo continuo dopo il 2011 (Figura 67). Nel 2016 la variazione oraria della produzione intermittente è risultata maggiore del 10% della domanda nel 20% delle ore dell'anno, nel 35% delle ore nel secondo trimestre.

Infine, la Figura 68 mostra la percentuale di ore dell'anno in cui, nella zona Sud, la domanda residua è risultata negativa. Si tratta di un indicatore del rischio di possibile ricorso al taglio delle fonti energetiche intermittenti. Anche in questo caso il 2016 si conferma l'anno in cui questo indicatore ha raggiunto i massimi storici (fino al 28% delle ore nel II trimestre), il 19% come valore medio annuo. In tutti i trimestri la domanda residua è risultata negativa in un numero maggiore di ore rispetto ai corrispondenti periodi del 2015.

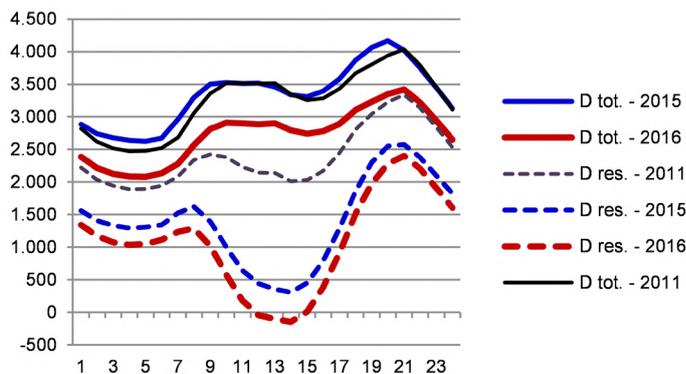


Figura 65 – Curva oraria della domanda residua – zona Sud (MWh)

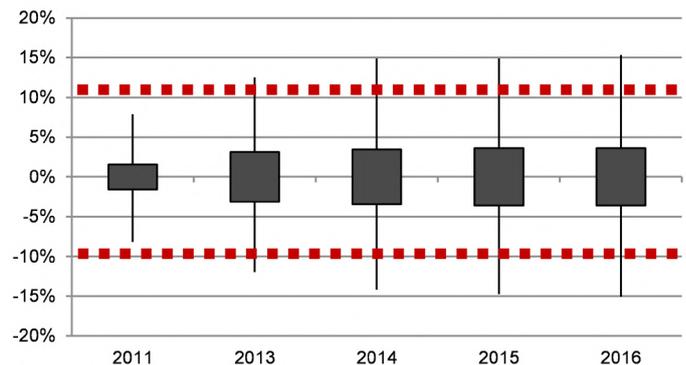


Figura 66 – Variazione oraria della produzione intermittente (in % della domanda) – min, max e dev. standard – sistema Italia

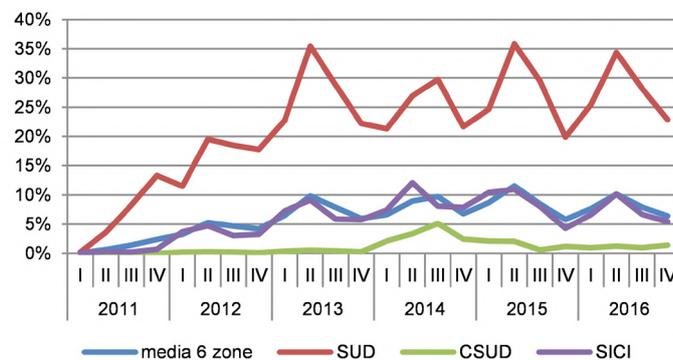


Figura 67 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda

Nel 2016 il prezzo dell'energia elettrica è stato il più basso dall'inizio della borsa elettrica

52,3 €/MWh del 2015 (-18%).

Tra i fattori principali che stanno dietro a questo dato vi sono in primo luogo il basso livello della domanda, tornata sui valori del 2014 (e minimi dal 2002) e la drastica riduzione del prezzo del gas naturale (sceso del 28% in media d'anno rispetto al 2015), che resta la fonte marginale nella gran parte delle ore. A questo si aggiunge il proseguimento delle trasformazioni strutturali del mercato elettrico determinate dalla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. La riduzione dei prezzi sarebbe in realtà stata ancora più significativa se nell'ultimo trimestre non vi fossero stati i notevoli rialzi conseguenti alla fermata di una parte del parco nucleare francese: il PUN medio dei primi tre trimestri è stato pari a 38,4 €/MWh, in calo del 26% rispetto al 2015, mentre nell'ultimo trimestre è salito a 55,9 €/MWh, in rialzo del 6% rispetto all'ultimo trimestre del 2015.

L'intera curva dei prezzi medi orari relativa al 2016 risulta traslata verso il basso, se confrontata con la corrispondente curva del 2015 (Figura 69). La crescente penetrazione delle FRNP, che come detto nel 2016 ha raggiunto il massimo storico in termini di quota sulla domanda, ha però ulteriormente consolidato gli effetti sul profilo orario dei prezzi già osservati negli ultimi anni, con conseguenze rilevanti sulla capacità del mercato elettrico di fornire gli appropriati segnali di scarsità relativa. In particolare, sempre più spesso i prezzi più alti si hanno nelle ore preserali, in modo ancora più marcato nei giorni feriali, quando cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. Nelle ore diurne, quando la richiesta di energia elettrica nella rete è più elevata, accade invece sempre più spesso che la forte penetrazione di FRNP, i cui costi variabili sono pressoché nulli, determini prezzi anche molto bassi. Dalla Figura 69 emerge chiaramente come il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima sia cambiato radicalmente rispetto al 2010, prima del forte aumento della produzione da FRNP: mentre il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio si verifica nelle ore preserali, il massimo scostamento negativo, che si presenta nelle ore notturne, risulta ormai simile a quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.

Nel 2016 il prezzo medio di acquisto sulla borsa elettrica (prezzo unico nazionale, PUN) ha raggiunto il minimo storico, a 42,8 €/MWh, contro i

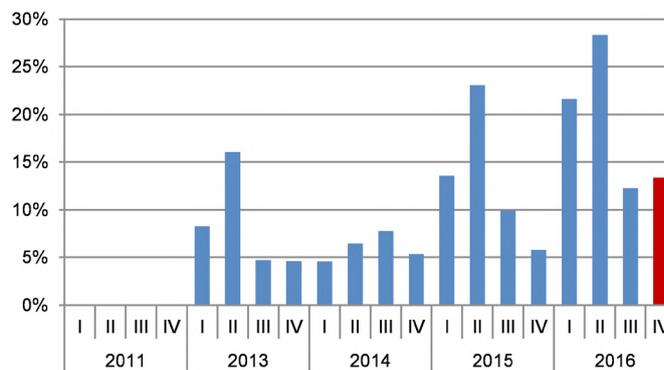


Figura 68 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili-zona Sud

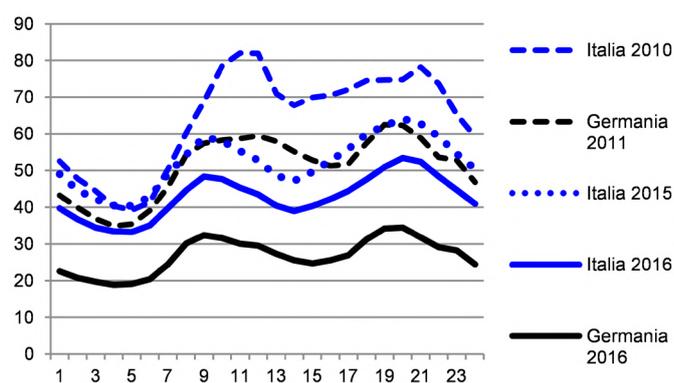


Figura 69 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania (€/MWh)

La Figura 70 mostra il mix di generazione della zona Sud nel giorno ferialo in cui si è verificato il prezzo unico nazionale minimo (17,2 €/MWh alle 14): per gran parte della giornata la produzione da FRNP ha rappresentato più del 60% della produzione totale della zona Sud, determinando una domanda residua ampiamente negativa in particolare nelle ore centrali della giornata. Nelle stesse ore il prezzo nella zona Sud raggiungeva un minimo a 10 €/MWh, che grazie al forte flusso di export trainava al ribasso i prezzi in tutte le altre zone, in particolare nelle ore centrali.

Un indicatore significativo del cambiamento del profilo dei prezzi è il rapporto tra i prezzi medi nelle diverse fasce orarie (Figura 71). Il rapporto fra il prezzo medio registrato nelle ore di picco (fascia F1) e quello registrato nelle ore serali e nei giorni festivi (fascia F3), che era vicino a 1,4 nel 2010, è sceso nei primi nove mesi del 2016 fino a valori ben inferiori a 1,2, ed è ancora più ridotto a livello zonale. Anche in questo caso è però interessante notare l'effetto prodotto sul mercato del giorno prima dalla riduzione dell'import dalla Francia nell'ultimo trimestre: il forte impulso alla produzione termoelettrica ha determinato il ritorno a un profilo dei prezzi più vicino a quello passato, con un rapporto F1/F3 risalito a quasi 1,4. Un andamento simile ha seguito il rapporto fra i prezzi medi in F1 e in F2, che si è ormai consolidato al di sotto dell'unità in tutte le zone, perché le ore della F2 sono quelle in cui la produzione termoelettrica riesce meglio a coprire i costi.

Per una valutazione di questi andamenti è utile un confronto con la parallela evoluzione degli esiti del mercato elettrico (prezzi spot) nel Nord-Ovest della Germania. La Figura 69 mostra come, a differenza del caso italiano, la traslazione verso il basso della curva tedesca nel corso degli ultimi anni sia avvenuta senza radicali cambiamenti del profilo dei prezzi. In effetti, anche il rapporto fra i prezzi nelle ore di picco e i prezzi nelle ore off-peak è rimasto in Germania sugli stessi livelli del 2011 (Figura 71).

La redditività degli impianti a gas naturale resta critica, sebbene sui valori più alti degli ultimi anni

L'evoluzione del mercato del giorno prima avvenuta negli ultimi anni è alla base delle difficoltà per la generazione tradizionale, i cicli combinati a gas in

particolare, che faticano a trovare adeguata remunerazione. Questo aspetto è illustrato dall'andamento della redditività degli impianti a gas naturale, come sintetizza l'evoluzione dello spark spread (Figura 72, vedi Nota metodologica).

La forte diminuzione di prezzi del gas, iniziata nel 2015 e consolidatasi nel 2016, ha riportato lo spark spread, che non include il costo dei permessi di emissione, su valori positivi. A fine 2016 lo spread si colloca vicino ai massimi degli ultimi quattro anni, valori favoriti anche dalla crescita della produzione da gas naturale, in leggera ma costante ripresa dopo i minimi del 2014, quando si era registrato il momento di massima criticità per il settore.

Anche in questo caso la situazione "anomala" dell'ultimo trimestre, con la generazione termoelettrica che è tornata a coprire fino ai 3/4 della domanda, ha avuto l'effetto di riportare anche questo parametro su valori più vicini a quelli degli anni precedenti al radicale cambiamento del mercato.

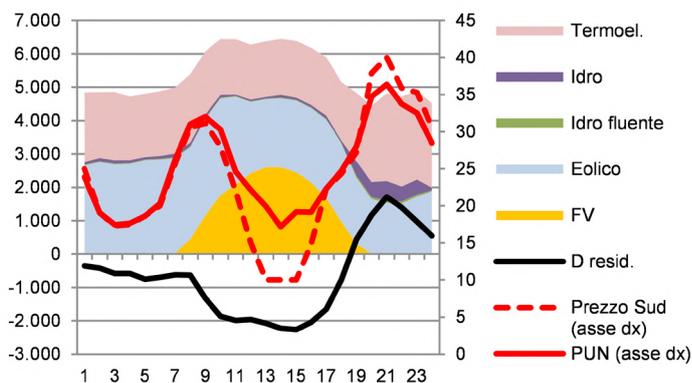


Figura 70 – Mix di generazione e domanda residua nella zona Sud, prezzo zona Sud e Prezzo Unico Nazionale (PUN) nel giorno ferialo di PUN minimo

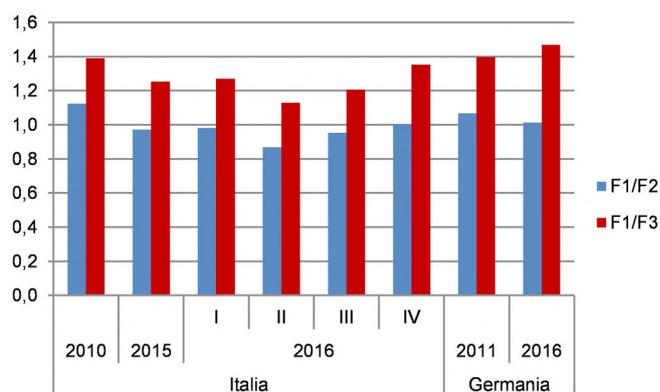


Figura 71 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nella fascia F3

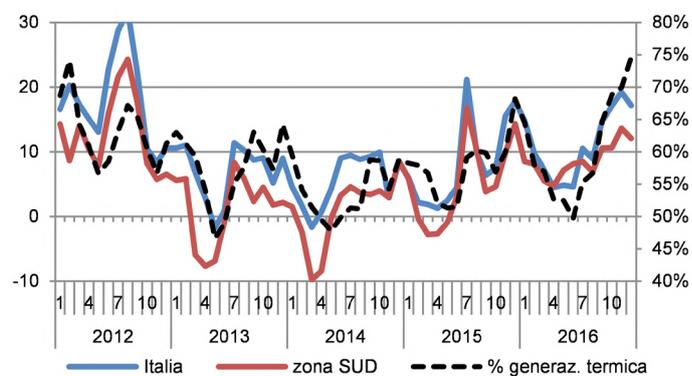


Figura 72 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh)

5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale

Nel 2016 il prezzo dell'energia elettrica per l'industria italiana ha avuto un andamento altalenante, ma nell'ultimo trimestre del 2016 e nel primo del 2017 i prezzi hanno ripreso a scendere. In media d'anno si registrano da due anni prezzi in discesa per tutte e tre le categorie esaminate nell'Analisi trimestrale, tanto che nel 2016 i prezzi sono tornati sui livelli del 2011. Dopo il calo di inizio anno gli oneri di sistema sono rimasti stabili lungo tutto il 2016. Sul fronte del prezzo del gasolio si registra nel 2016 un prezzo medio annuo inferiore rispetto all'anno precedente e in continuo calo dal 2012. Nella seconda metà del 2016 si evidenzia però una tendenza all'aumento dei prezzi. Nel 2016 i prezzi medi netti del gas per le imprese italiane continuano a seguire la tendenza decrescente dei prezzi spot, iniziata nel 2013. I tassi di riduzione sono stati però in Italia meno elevati che negli altri principali Paesi europei, determinando nel 2016 un peggioramento della posizione relativa del nostro paese, soprattutto per le piccole e grandi utenze industriali. A livello nazionale, il divario di prezzo tra piccola e grande utenza rimane molto elevato, con la prima che paga prezzi quasi doppi rispetto alla seconda.

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi medi in calo negli ultimi due anni

Il prezzo medio annuo dell'energia elettrica, calcolato come media dei due valori semestrali forniti da Eurostat, evidenzia per l'Italia un andamento decrescente negli ultimi anni per tutte e tre le fasce di consumo analizzate (per gli altri Paesi il dato 2016 coincide con quello del I semestre 2016). Nella fascia di consumi annui compresi tra 20 e 500 MWh il prezzo pagato dalle imprese nel 2016 si aggira intorno a 18 centesimi di €/kWh, un valore medio annuo molto vicino a quello pagato nel 2011 (Figura 73).

Per quanto attiene alla fascia media di consumi (20-2.000 MWh) e a quella più alta (500-20.000 MWh) si registrano mediamente valori nel 2016 pari rispettivamente a 16,4 e 14,5 centesimi di €/kWh (Figura 74 e Figura 75), anch'essi simili a quelli pagati cinque anni prima dalle stesse utenze non domestiche. La riduzione del prezzo medio annuo registrato nel 2016 è avvenuta nonostante l'incremento registrato nella seconda metà dell'anno, più precisamente nel terzo trimestre. Tale aumento è dipeso da un innalzamento della componente energia della bolletta elettrica, a sua volta derivante principalmente da un accrescimento della componente di approvvigionamento (si veda l'Analisi trimestrale 1/2016).

Dal 2008 l'aumento maggiore ha riguardato le piccole imprese

Se si guarda, invece, alla variazione media annua dei prezzi dell'energia elettrica pagati in Italia nell'intero intervallo temporale considerato per l'analisi (2008-2016), si registra per tutte e tre le tipologie d'impresa un incremento dei prezzi. In particolare, è interessante osservare che l'aumento maggiore, in termini percentuali, ha riguardato le imprese con consumi nella fascia più bassa (la distinzione tra piccola, media e grande impresa è basata esclusivamente sul volume annuo dei consumi di energia). Nella fascia 20-500 MWh, infatti, l'aumento del prezzo pagato dalle utenze non domestiche nel 2016 rispetto a quello del 2008 è stato del 14%. Nella fascia di consumo 20-2.000 MWh, invece, l'incremento registrato nel 2016 rispetto al prezzo medio annuo del 2008 è stato pari all'8,8%, mentre per le imprese con i consumi più elevati (500-20.000 MWh) l'incremento è stato pari al 4,5%, ossia circa un terzo di quello registrato dalle imprese nella fascia più bassa di consumi.

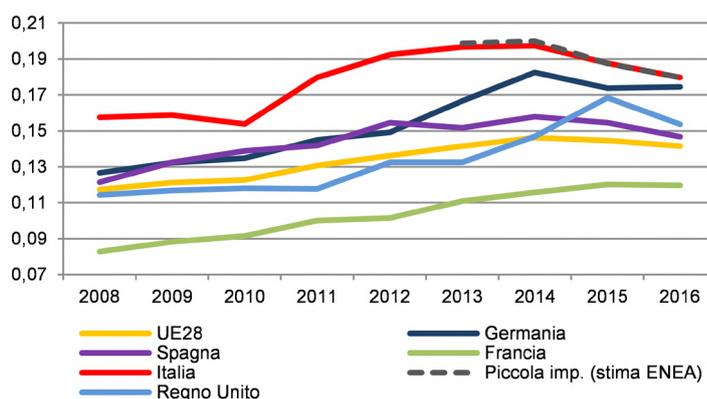


Figura 73 - Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

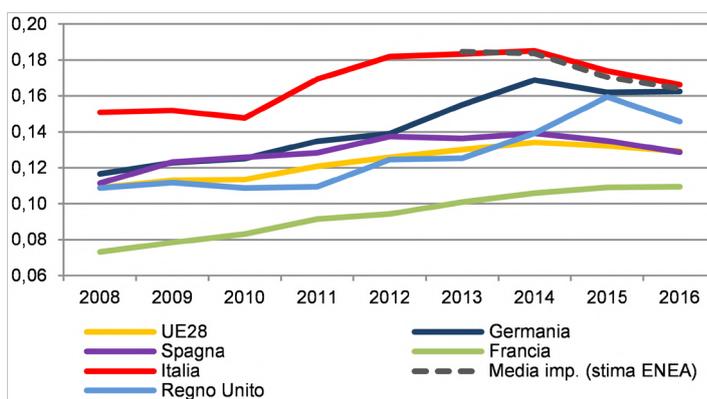


Figura 74 - Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

I prezzi italiani continuano a essere superiori alla media europea

Nel 2016 si mantiene lo scostamento tra il prezzo medio annuo pagato dalle imprese italiane e quello pagato dalle imprese degli altri principali Paesi dell'UE. Tuttavia, tale differenza registra una diminuzione a partire dal 2013 dopo il picco del 2012. Nel 2012, infatti, la differenza di prezzo tra Italia e media UE nelle tre fasce di consumo oscillava tra 5,6 e 5,8 centesimi di €/kWh. Nel 2016 si è registrata una differenza di prezzo tra 3,7 e 3,8 centesimi di €/kWh.

Osservando l'intero periodo di analisi (2008-2016), lo scostamento medio del prezzo italiano da quello dei Paesi dell'UE è simile per tutte e tre le fasce di consumo e si aggira sui 4,5 centesimi di €/kWh.

Nel 2016, mediamente, tasse e imposte non recuperabili sono arrivate a pesare in Italia per quasi il 45% del prezzo finale dell'energia elettrica pagato dalle imprese, registrando dal 2011 una tendenza ad aumentare, in linea con quanto avvenuto in media nei vari Paesi dell'UE (Figura 76). L'Italia risulta il secondo Paese nell'UE, dopo la Germania, per incidenza di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo al netto di IVA e imposte recuperabili. Per tutte e tre le fasce di consumo esaminate, tale scostamento rispetto alla media UE, ha avuto un andamento altalenante simile nel corso degli anni, raggiungendo un massimo nel 2012 e un minimo nel 2014. Nel 2016 lo scostamento della percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili) dell'Italia rispetto alla media UE è stato compreso tra 1,59 e 1,66 per le tre fasce di consumo indicate in Figura 77.

A inizio anno i prezzi dell'energia elettrica continuano a scendere

Nel primo trimestre del 2017 il prezzo energia elettrica pagato dal piccolo consumatore non domestico è arrivato a 17,5 centesimi di €/kWh IVA esclusa, registrando un leggero calo (-2,3%) rispetto al trimestre precedente (Figura 78).

Se si confronta, invece, questo valore con quello del primo trimestre 2016, la differenza è di 1 centesimo di € in meno ad inizio 2017 (-5,6%), mentre rispetto al picco registrato nel quarto trimestre del 2014, il calo è di oltre il 16%, quasi 3 centesimi di €/kWh in meno.

Per quanto riguarda la componente "materia energia", si registra un incremento attorno all'1% rispetto all'ultimo trimestre del 2016 (Figura 79), che dipende anche dalle "...recenti tensioni sui mercati spot d'oltralpe innescate dalla riduzione della produzione nucleare francese..." (AEGGSI, comunicato stampa del 29/12/2016). Rispetto al primo trimestre 2016, quando è entrato in vigore il nuovo sistema di fatturazione della bolletta elettrica (Bolletta 2.0), la riduzione della componente "materia energia" è invece pari all'8,7%.

Per quanto attiene alla componente "Trasporto e gestione del contatore" ad inizio 2017 si registra una riduzione superiore al 9% rispetto all'ultimo trimestre del 2016, e una riduzione del 4,7% se confrontata con il valore relativo al primo trimestre dell'anno passato.

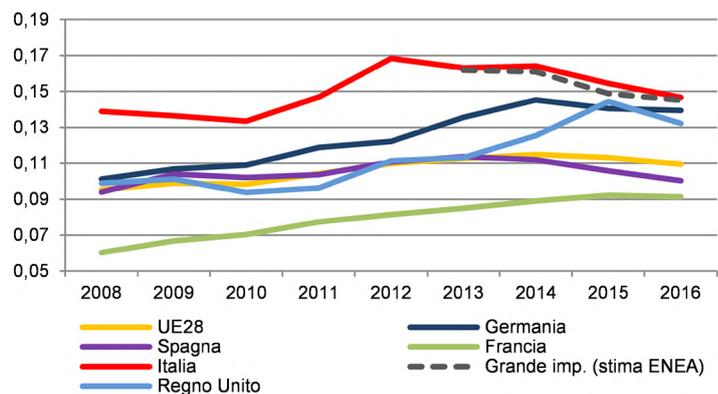


Figura 75 – Prezzo dell'energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 500-20.000 MWh (€/kWh)

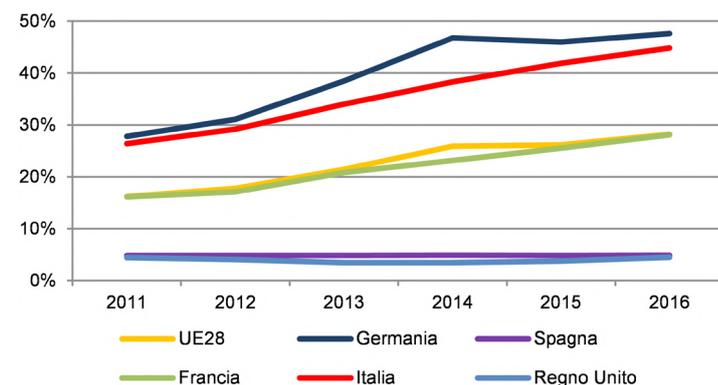


Figura 76 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili): consumi 500-2.000 MWh

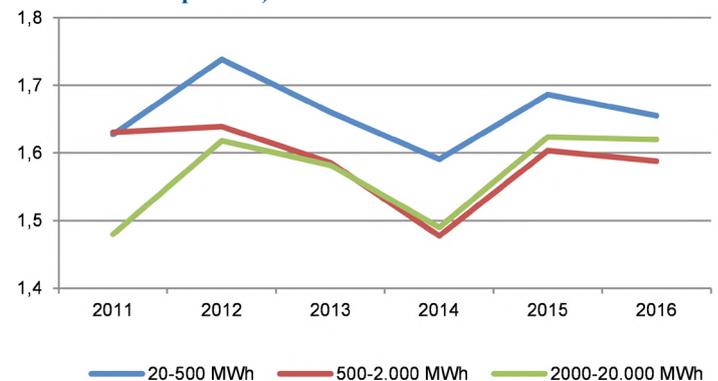


Figura 77 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili): scostamento rispetto alla media UE

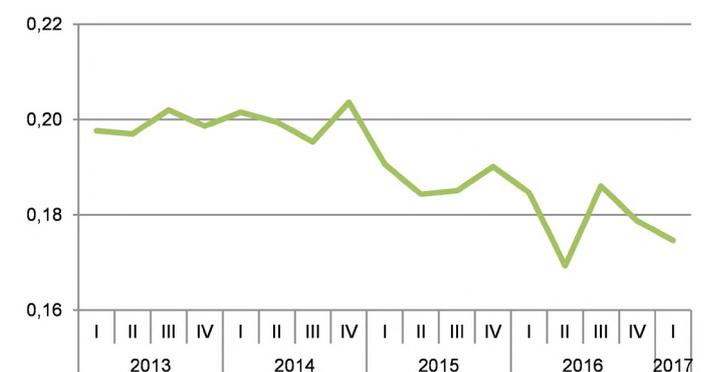


Figura 78 – Prezzo trimestrale dell'energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

La componente A3 degli oneri di sistema è in calo dopo mesi di stabilità

Gli oneri di sistema hanno subito un calo significativo a inizio 2016 (Figura 80), a seguito dell'entrata in vigore del nuovo sistema di fatturazione della bolletta elettrica (Bolletta 2.0) che ha spostato le componenti UC3 e UC6 dagli oneri di sistema sotto la voce "Spesa per il trasporto e la gestione del contatore". Nel corso del 2016 gli oneri di sistema sono poi rimasti stabili, e sono tornati a diminuire a inizio 2017.

In particolare nel primo trimestre del 2017 si evidenzia, per la piccola impresa in bassa tensione con potenza disponibile oltre 15,5 kW, una diminuzione di oltre il 6% rispetto al trimestre precedente, del 5,6% rispetto a un anno prima e di quasi il 15% rispetto al picco degli oneri che si è avuto nell'ultimo trimestre del 2014 (Figura 80).

La componente A3 della bolletta registra nel primo trimestre del 2017 un calo di quasi il 10% dopo essere rimasta costante dall'ultimo trimestre del 2015.

Anche per le imprese in media e in alta tensione gli oneri di sistema hanno subito una riduzione nell'ultimo trimestre pari rispettivamente al 6,5 e 6,6% rispetto all'ultimo trimestre dell'anno scorso. La componente A3 ha subito, anche per queste altre due tipologie d'impresa, una forte diminuzione dall'ultimo trimestre del 2015, in entrambi i casi superiore al 9%.

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzo medio del gasolio in calo nell'ultimo anno

Nel 2016 si registra, per l'Italia, un calo di circa il 9% del prezzo medio annuo del gasolio rispetto all'anno precedente, da una media di 1,41 €/litro a una di 1,28 €/litro (Figura 81). Il calo del prezzo pagato in Italia è in linea con la diminuzione avvenuta a livello di media dei prezzi europei, pur rimanendo ancora distante da questo valore (+14%). Considerando l'intero arco temporale esaminato in Italia, il prezzo medio annuo del gasolio nel 2016 è sceso di quasi il 25% rispetto al 2012, anche in questo caso coerentemente con la discesa del prezzo medio a livello di UE.

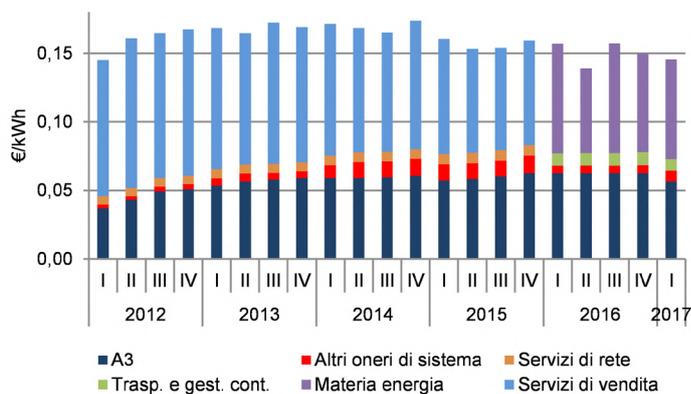


Figura 79 – Prezzo dell'energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

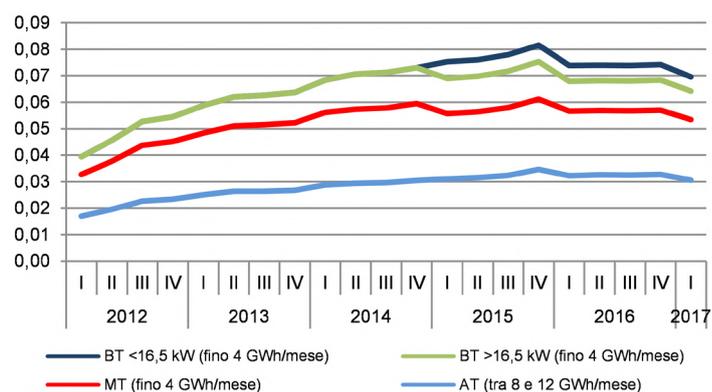


Figura 80 – Oneri di sistema (componenti variabili) - Consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

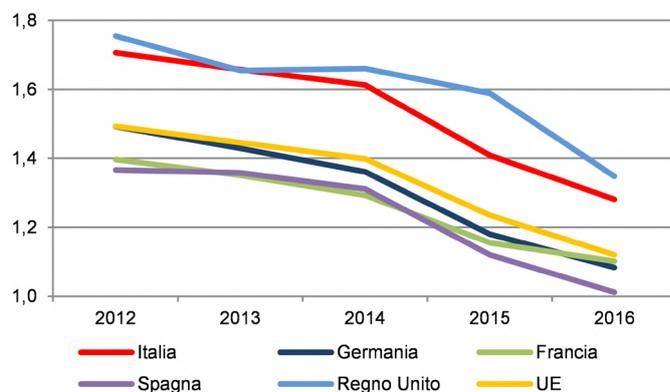


Figura 81 – Media annua del prezzo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (€/litro)

Nonostante il prezzo italiano sia stato mediamente più basso nell'ultimo anno rispetto al 2015, va osservato, tuttavia, che nel corso del 2016 si registra una tendenza all'aumento, in particolare dal secondo trimestre in poi (Figura 82). Nell'ultima settimana del 2016, infatti, il prezzo del gasolio pagato in Italia è arrivato a 1,37 €/litro mentre nella prima settimana dell'anno era a quota 1,27 €/litro.

Cresce l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio

Per quanto attiene all'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio, nel

corso del 2016 si registra una tendenza alla diminuzione rispetto al picco della prima settimana di febbraio di quest'anno (Figura 83). Tuttavia, l'incidenza media annua delle tasse sul prezzo del gasolio pagato dai consumatori italiani registra dal 2012 valori crescenti e lo scostamento rispetto all'incidenza media delle tasse nei Paesi UE è rimasto compreso tra 5 e 6 punti percentuali (Figura 84). L'Italia, infatti, è il secondo Paese tra quelli esaminati, dopo il Regno Unito, ad avere il peso maggiore della tassazione.

Nel 2016 l'incidenza in Italia delle tasse è pari a oltre il 66% del prezzo, rispetto a una media europea del 60,5%. Nel 2012, gli stessi valori erano pari rispettivamente a circa il 53% e 48%, dimostrando una crescita dell'Italia sostanzialmente allineata a quella della media dei Paesi europei.

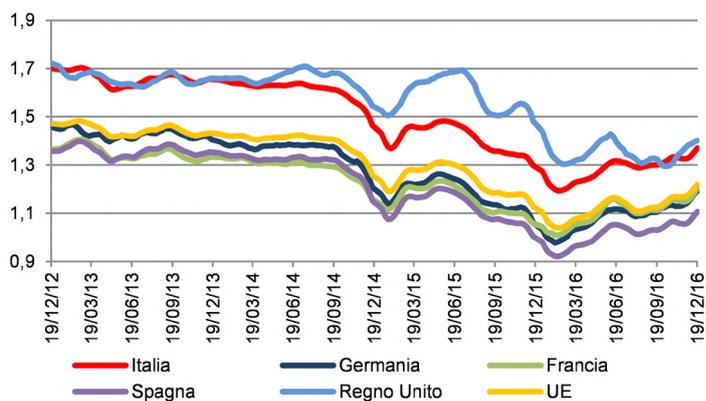


Figura 82 – Prezzo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

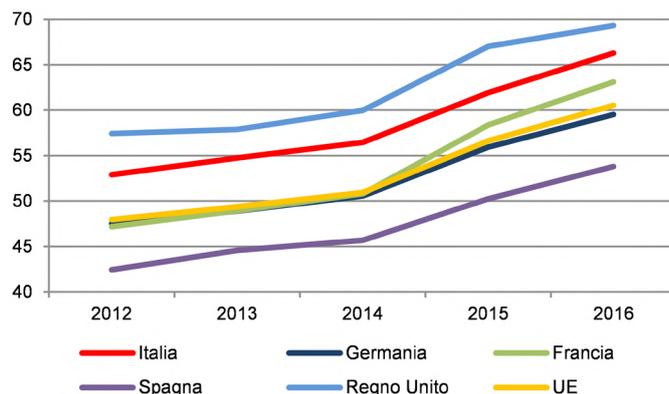


Figura 83 – Media annua dell'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio (%)

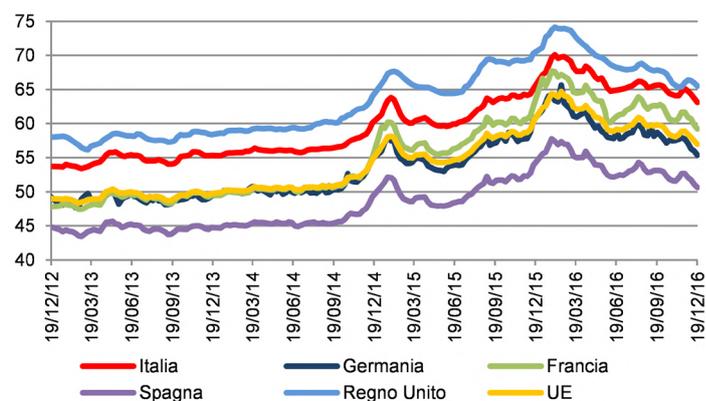


Figura 84 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio (%)

5.3 Prezzi del gas naturale

Negli ultimi anni forti riduzioni dei prezzi del gas in Italia come in Europa

I prezzi del gas per l'industria italiana sono strettamente correlati con i prezzi all'ingrosso sui mercati internazionali, oltre che con lo scenario economico, che determina i livelli di domanda. Negli ultimi anni la nascita e lo sviluppo di numerose borse europee del gas, in grado di esprimere quotazioni del gas indipendenti e meno ancorate a quelle dei prodotti petroliferi, ha contribuito per un

verso a una diminuzione dei prezzi anche per gli utenti finali, per un altro alla convergenza dei prezzi tra i diversi Paesi più sviluppati dell'UE.

Dal 2013 al 2016, le quotazioni del gas sul mercato olandese Title Transfer Facility (TTF), di riferimento per i contratti di fornitura a soggetti industriali anche in Italia, sono diminuite di oltre il 30%, passando da 20,91 €/MWh a 13,96 €/MWh (Figura 85). I prezzi medi annui del gas per gli utenti industriali al netto delle imposte, in Italia come negli altri principali Paesi europei, raffigurati con riferimento alla fascia medio alta, (Figura 85, il dato 2016 coincide con quello Eurostat del I semestre), hanno seguito l'andamento dei prezzi sui mercati all'ingrosso, registrando dunque nel periodo 2013-2016 riduzioni molto significative (Figura 86). Nel periodo antecedente, 2008-2012, i prezzi medi, ancorché con variazioni diversificate tra loro (+4 % in Italia, -13% in Germania) (Figura 86), presentano un andamento omogeneo e altalenante, con valori invece largamente riconducibili alle quotazioni internazionali del petrolio: elevati nel 2008, in riduzione sino al 2010, in rapida ripresa nel 2011, infine nel 2012 mediamente più elevati rispetto al 2008 (Figura 85). Va notato che nel Regno Unito il link oil-gas è risultato mitigato dalla presenza di un mercato del gas molto sviluppato e concorrenziale, e ciò ha determinato livelli di prezzi nettamente inferiori rispetto alla media UE-28.

Peggiora la posizione relativa dell'Italia sia per le piccole sia per le grandi utenze industriali

Seppur presentando i prezzi netti del gas trend decrescenti nel periodo 2013-2016, in Italia i tassi di riduzione sono stati più ridotti rispetto agli altri Paesi europei. Ne è risultato un peggioramento della posizione relativa dell'Italia. Nel 2016 il differenziale tra i prezzi netti italiani e la media UE-28 è arrivato al 9%, rispetto al 2% del 2015.

Se si analizzano i prezzi comprensivi delle imposte non deducibili, la posizione relativa del nostro Paese rispetto agli altri Paesi europei risulta essere influenzata, oltre che dall'andamento comparato dei prezzi netti, dalla struttura dell'imposizione fiscale (accise e addizionale regionale), che in Italia pesa in modo molto differenziato sulle fasce di consumo. Con riferimento alla piccola utenza industriale, (consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ) (Figura 87), il peso delle accise che grava sulle classi a minor consumo (su valori intorno al 15%) continua ad essere la causa principale dell'elevato scostamento tra i prezzi italiani e quelli dei principali Paesi europei. Dal 2013 al 2016 il divario di segno positivo con la media dei Paesi europei è aumentato in modo significativo, attestandosi nel 2016 a +17% (Figura 90).

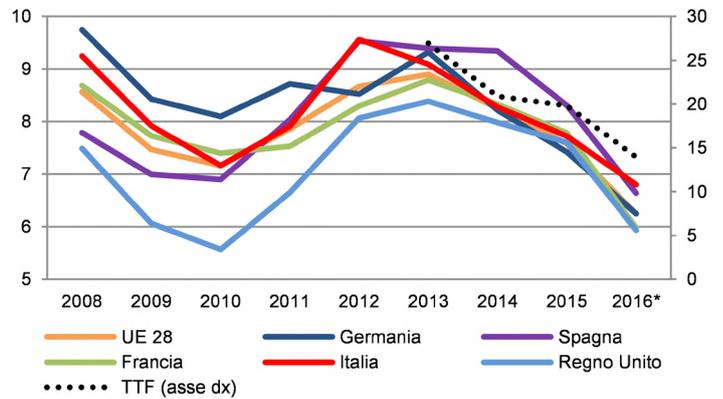


Figura 85 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sin €/GJ, asse dx €/MWh)

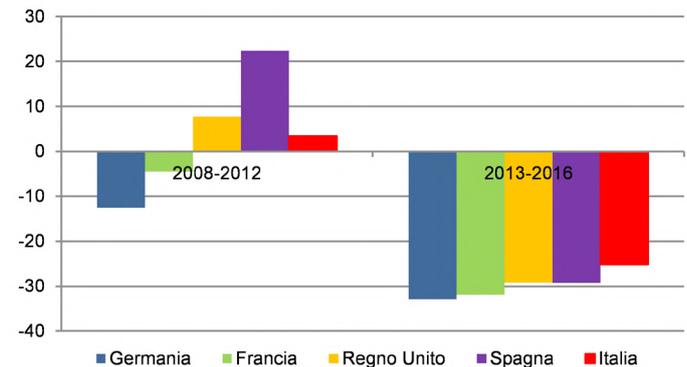


Figura 86 – Variazione del prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (%)

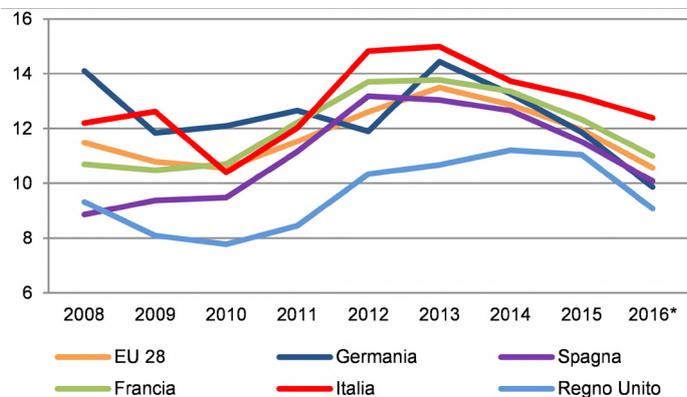


Figura 87 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

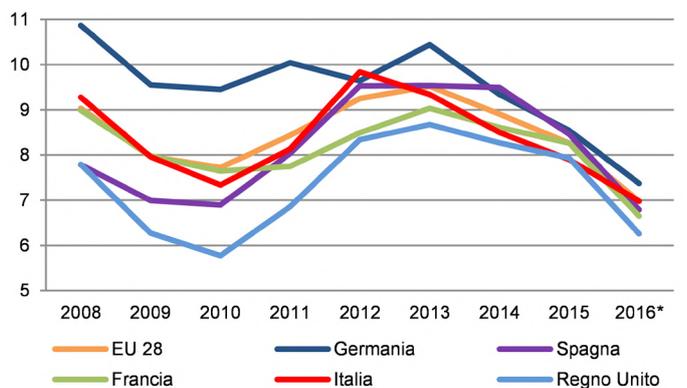


Figura 88 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

Rispetto alla Germania, che nel 2013 registrava un livello di prezzo molto vicino a quello dell'Italia, ancorché inferiore (-3,6%), lo scostamento è aumentato di oltre 20 punti percentuali. In Germania i prezzi al netto di tutte le tasse sono infatti diminuiti in modo più consistente rispetto all'Italia (-34% contro -20%).

Nel caso delle utenze medio alte (consumo annuo compreso tra 100.000 e 1.000.000 GJ) e alte (consumo annuo compreso tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ (Figura 88 e Figura 89), in Italia l'incidenza della componente fiscale è invece inferiore rispetto agli altri principali Paesi UE (per entrambe le fasce è pari a circa il 2% del prezzo totale). Anche per queste utenze si registra però un peggioramento della posizione relativa del nostro paese rispetto alla media dei Paesi europei (Figura 90), perché la più favorevole imposizione fiscale è stata contrastata da una riduzione dei prezzi netti inferiore a quella degli altri Paesi. I differenziali di prezzo per le utenze alte sono peggiorati, in particolare nel 2016, con punte del +26 % rispetto alla Germania e del +36% rispetto al Regno Unito.

In Italia il differenziale di prezzo tra piccola e grande utenza industriale presenta valori elevati e in aumento

Analizzando più in dettaglio gli andamenti dei prezzi medi annui in Italia delle tre le tipologie di impresa (piccole, medio alte e alte), e facendo anche riferimento alle stime

ENEA per l'intero anno 2016 (vedi Analisi trimestrale n. 2/2016), si evidenzia come nel periodo 2011-2016 il divario tra piccole e grandi utenze sia andato progressivamente accentuandosi, per effetto di una diminuzione dei prezzi delle utenze medio alto e alte molto più marcata (intorno al 20% per ambedue le fasce) rispetto alla diminuzione registrata per le piccole utenze (-1,4%).

Dal 2014 (anno di attuazione definitiva della riforma del sistema tariffario) al 2016, la forbice fra piccole e grandi utenze è aumentato di 20 punti percentuali, attestandosi nel 2016 al 88%, un valore quindi quasi doppio (Figura 91).

Si mantengono elevati i costi delle infrastrutture per le piccole imprese, soprattutto nel Centro Sud

Oltre all'aggravio di costo dovuto all'imposizione fiscale, per le imprese con consumi bassi rimane su valori più elevati l'incidenza dei costi dei servizi per

le infrastrutture sul prezzo netto (circa il 30% nel 2016) (Figura 92). Dal 2014 al 2016, tali costi sono cresciuti del 13%, mentre sono diminuiti i servizi di vendita, per effetto del calo del costo della materia prima (-28%). Gli oneri di sistema, complessivamente, hanno raggiunto un'incidenza del 6%, trascinati dall'aumento degli oneri legati agli interventi per il risparmio energetico e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas. Le tariffe del mercato libero per i servizi per le infrastrutture mostrano valori differenziati per ambito territoriale, in linea con quelli fissati annualmente dall'Autorità per il mercato tutelato. Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette sui costi dei relativi servizi, che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali (in media +60% rispetto all'ambito Nord Orientale).

*Il dato sui prezzi si riferisce al I semestre 2016

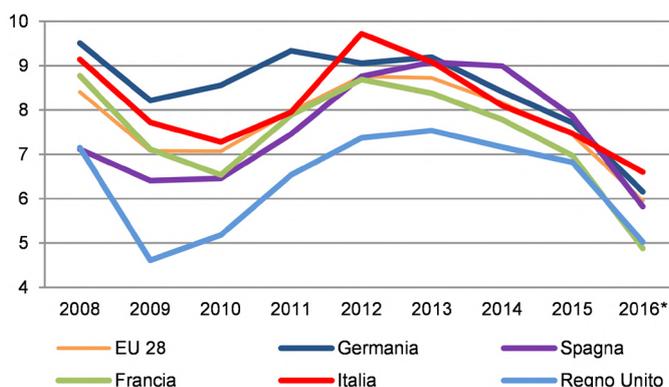


Figura 89 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ (€/GJ)

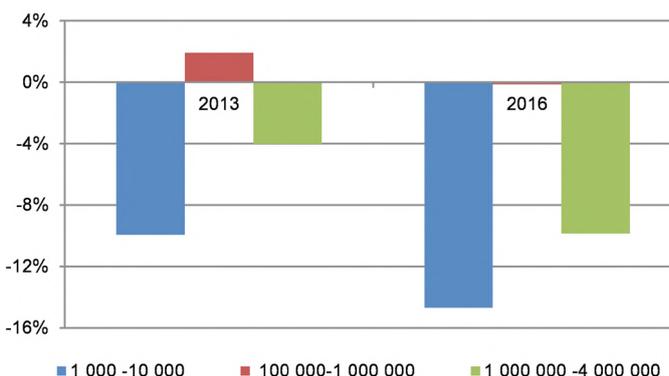


Figura 90 – Scostamento dei prezzi del gas (al netto di tasse e imposte recuperabili) rispetto alla media EU28

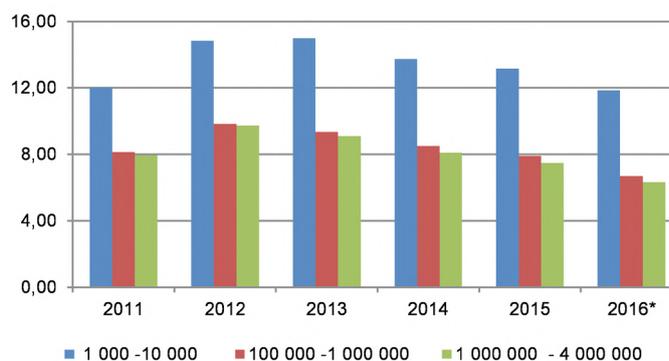


Figura 91 – Prezzi del gas naturale al netto di tasse e imposte recuperabili in Italia per fasce di consumo (€/GJ)

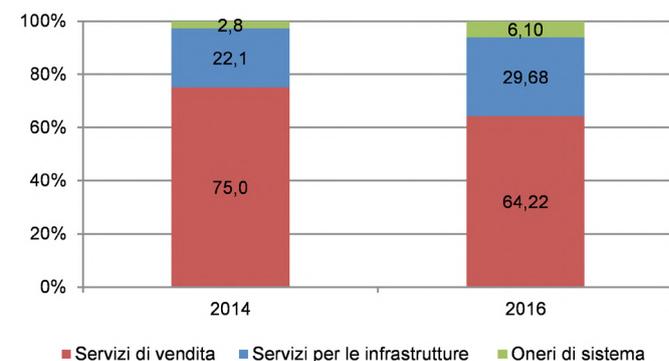


Figura 92 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

6 I fatti dell'energia nella comunicazione

Selezione dei principali fatti dell'ultimo trimestre

OTTOBRE-DICEMBRE 2016

Consumi finali/settori di uso finale	01/08/16	L'UE al 2050: più fonti rinnovabili ma ancora tanto fossile	Nel "Reference Scenario 2016" al 2050 la domanda energetica europea sarà coperta per il 58% ancora da petrolio e gas, con un aumento dell'import, con un apporto maggiore delle rinnovabili che saliranno dal 7% al 25%, mentre scenderà il carbone al 6%
	16/11/16	La transizione energetica secondo l'AIE	Presentati gli scenari del World Energy Outlook al 2040. Si stima una domanda energetica mondiale in aumento del 30% con un maggior consumo di tutte le fonti, soprattutto le rinnovabili, e del gas tra le fonti fossili. Il report rileva la permanenza del consumo di petrolio nel trasporto merci, nell'aviazione e petrolchimica
	23/11/16	Nuovi limiti della UE sulla qualità dell'aria	È stata approvata la direttiva NEC con la quale si stabilisce per il 2020 la riduzione delle emissioni in atmosfera. Fissati i limiti nazionali al 2029, mentre dal 2030 verranno introdotti nuovi limiti più stringenti
	15/12/16	Approvata in via definitiva la Direttiva DAFI	Tra le principali novità approvate dal CdM, le infrastrutture di ricarica elettrica veloci, la riduzione della soglia minima di unità abitative per i nuovi edifici residenziali che dovranno predisporre l'allaccio per le colonnine e interventi sulle autorizzazioni per i depositi GNL
Dipendenza/ sicurezza energetica	12/10/16	Presentato il Trilemma Index 2016 del World Energy Council	Il Wec calcola la sostenibilità energetica come rispondenza ai criteri della sicurezza, equità e difesa dell'ambiente. All'Italia va la "tripla A", per il mix di generazione tra i più efficienti, dominato da gas e rinnovabili, con più efficienza nei trasporti e residenziale, riduzione delle emissioni di gas-serra e altri inquinanti
	29/11/16	Francia alle prese con produzione nucleare più bassa degli ultimi anni	Il calo del 16% della produzione ha determinato un consistente aumento dei prezzi del nucleare ed una crescita delle importazioni di elettricità del 40%. Preoccupazione in caso di inverno rigido
	13/12/16	Cyber security e sistema energetico	Lo studio "Cyber security strategy for energy sector" del Policy Department del Parlamento europeo rivela la fragilità del settore dell'energia, bersaglio di attacchi informatici e fornisce indicazioni politiche e legislative per contrastare il fenomeno
Efficienza energetica/ risparmio energetico	23/11/16	La sharing mobility in Italia	Publicato il primo Rapporto nazionale realizzato dall'Osservatorio della sharing mobility. Il bike sharing e il car sharing sono in crescita, con 13.770 biciclette in condivisione in 200 Comuni e 5.764 auto in 29 città per 700.000 utenti
Petrolio	02/11/16	In GU la ripartizione fondi per le regioni per attività di UPSTREAM	Il decreto MEF del 14 settembre 2016 prevede la ripartizione del Fondo preordinato alla promozione di misure di sviluppo economico e all'attivazione di una social card per i residenti nelle Regioni interessate dalle estrazioni di idrocarburi e liquidi e gassosi relativo alle produzioni 2013 e 2014
Prezzi dell'energia	17/11/16	Aggiornamento Conto termico 2.0	Tra agosto e settembre il GSE segnala 5000 richieste, che portano la cifra totale a 24.600 pari a circa 86 milioni € di incentivi impegnati, dei quali 68 milioni € per soggetti privati e 18 milioni € per le P.A.

Mercati nazionali dell'energia	24/10/16	Inaugurato il metanodotto da Paliano (Frosinone) a Busso (Campobasso)	L'opera rinnova e potenzia la dorsale esistente apportando diversi benefici tra i quali la creazione di una sovraccapacità pari a 1,2 milioni m ³ giorno l'aumento della continuità del servizio ai clienti attraverso la riduzione delle disalimentazioni dovute alla manutenzione programmata della rete
	09/11/16	Pubblicato il nuovo bollettino GSE sull'incentivazione delle rinnovabili non FV	Gli impianti che hanno comunicato l'entrata in esercizio al 30 giugno 2016 e che sono stati ammessi al sistema incentivante secondo il DM 6 luglio 2012 sono 2619, mentre sono 543 gli impianti ammessi ma non ancora in esercizio. In testa gli impianti eolici con un aumento del minieolico
Fonti rinnovabili	05/10/16	Biometano, via al nuovo portale del GSE	Online il Portale Biometano del GSE dedicato alle richieste di incentivi previsti dal DM 5 dicembre 2013. Gli operatori interessati potranno trasmettere le istanze esclusivamente per via telematica
	25/10/16	2015 da record per le rinnovabili, lo dice un rapporto dell'Agenzia internazionale per l'energia	Pubblicato il "Medium-term renewable market", rapporto AIE del 2016 con il quale si indica il 2015 come l'anno della svolta per le rinnovabili, in particolare dell'eolico e del solare che hanno rappresentato più della metà di tutta la nuova capacità di generazione installata nel mondo
	31/10/16	La programmazione francese sull'energia per il 2018-2023	Per il mix elettrico l'obiettivo è la riduzione del nucleare, dal 76,3 al 50% portando le rinnovabili al 32% nel 2030. Si prevede una chiusura di 17-20 reattori nucleari
	31/10/16	Biometano, nuove procedure per chiedere gli incentivi	Il GSE ha pubblicato oggi una versione aggiornata delle procedure applicative per il calcolo e il rilascio degli incentivi per il biometano, previsti dal DM 5 dicembre 2013
	29/11/16	Incentivi alle fer elettriche, eolico protagonista	Pervenute al GSE domande per oltre 2000 MW. Poche le domande per i settori delle biomasse e del solare termodinamico
	01/12/16	Biocarburanti, pubblicati i limiti emissioni impianti	Pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 280 il decreto Min. Ambiente del 7 novembre 2016 sui "criteri da applicare per la fissazione dei valori limite di emissione in atmosfera degli impianti degli stabilimenti a tecnologia avanzata nella produzione di biocarburanti"
	07/12/16	Legittimo il decreto spalma incentivi nel FV	Legittimo il Decreto Legge 91/2014 che prevede la riduzione delle tariffe incentivanti per gli impianti FV dal 1 gennaio 2015 tramite proroga della scadenza del periodo di incentivazione
Politica energetica	12/10/16	Approvato un decreto per la pianificazione dello spazio marittimo	Con il D.Lgs il Consiglio dei Ministri stabilisce "quando e dove" svolgere le attività umane in mare, inclusa "l'energia offshore". Si tratta di uno strumento di attuazione della direttiva 2014/89/UE nell'ambito della politica marittima integrata (PMI) dell'Unione Europea
	24/10/16	Approvate le guide per la geotermia	Il documento, elaborato da Ministero Sviluppo Economico e Ministero Ambiente, è stato pubblicato sul sito web della DGS-UNMIG del Ministero Sviluppo Economico. È il risultato di tavolo di lavoro al quale hanno partecipato operatori di settore, università, mondo della ricerca e amministrazioni regionali
	04/11/16	L'Italia ratifica l'accordo di Parigi	Con Legge del 4 novembre 2016 n.204, il Parlamento ratifica formalmente l'Accordo di Parigi sul clima collegato alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, adottato il 12 dicembre 2015 ed entrato in vigore il 4 novembre
	23/11/16	Circolare Ministero Sviluppo Economico sui biocarburanti	Il GSE ha pubblicato la circolare Ministero Sviluppo Economico del 21 novembre sugli adempimenti e le scadenze del sistema d'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti per il 2017

Produzione di energia	10/10/16	Allerta dell'Agenzia Europea per l'Ambiente sul termoelettrico	Secondo il rapporto AEA la direttiva IED sulle emissioni industriali può mettere a rischio gli obiettivi di decarbonizzazione per il prolungamento della vita utile di molte centrali termoelettriche europee
	21/11/16	Avviata la produzione Eni a Kashagan	Dal primo novembre la produzione del campo si attesta oltre i 75.000 barili/giorno. Dai primi test di produzione di fine settembre sono stati estratti complessivamente 3,8 milioni di barili di greggio
Mercati internazionali	11/10/16	Accordo Russia-Turchia per il Turkish Stream	Firmato l'accordo intergovernativo per il gasdotto Turkish Stream per la realizzazione di due linee sottomarine attraverso il Mar Nero e delle tratte in terraferma fino ai confini tra la Turchia e i Paesi limitrofi. La capacità di trasporto dalla Russia alla Turchia sarà di 47,5 miliardi m ³ /anno
	18/10/16	Gli alti costi delle rinnovabili nel mercato tedesco	La Confindustria tedesca lancia l'allerta per le ricadute degli incentivi alle rinnovabili sui consumatori finali con un sovraccosto medio annuo di 22 € per famiglia
	30/11/16	Capacity Market, indagine UE sugli Stati Membri	L'indagine indica alcuni elementi: positivi i meccanismi se accompagnati da riforme di mercato adeguate, la loro introduzione va dimostrata con una valutazione dell'adeguatezza della produzione; devono infine essere rispondenti allo scopo e aperti a tutti i fornitori di capacità. Positivo il sistema italiano, nell'ultimo mese la UE ha autorizzato l'asta britannica 2017/2018 e dato il via libera al CM francese
	30/11/16	Accordo Opec sul taglio della produzione	In coerenza con la conferenza di Algeri, e dopo 8 anni dall'ultima volta, l'OPEC riduce la propria produzione, e ripristina un tetto, pari a 32,5 milioni bbl/giorno per sei mesi, a partire dal 1° gennaio. Torna il sistema delle quote individuali, con Arabia Saudita e Iraq che dovranno limitare la propria produzione a 10,05 e 4,35 milioni barili/giorno, rispettivamente 486.000 e 210.000 barili/giorno in meno rispetto ai valori di ottobre
	30/11/16	Publicato il "Clean Energy for All Europeans"	Il documento presenta norme e strategie su rinnovabili, efficienza, mercato elettrico e trasporti, Acer e sicurezza delle forniture. Portato a 30% il target vincolante per la riduzione dei consumi energetici al 2030 e ribassata a 3,8% la quota per i <i>biofuel</i> . Nuovo ruolo per i cittadini, da consumatori a <i>prosumers</i> , potenziali produttori e venditori di energia. Prevista anche una "smart finance for smart buildings", che punta a stimolare investimenti pubblici e privati
	07/12/16	Nucleare in Germania, risarcimento per le aziende	La Corte Costituzionale tedesca ha sancito la legittimità della decisione del governo tedesco di chiudere le centrali ma anche il diritto delle aziende elettriche ad essere rimborsate

L'energia nella stampa generalista nel corso del 2016

Nel corso del 2016 la stampa generalista si è soffermata prevalentemente su tematiche del settore energia afferenti ad attività relative agli "operatori dell'energia", circa il 33% del totale dei testi esaminati, seguite da quelle relative al "mercato internazionale dell'energia", con il 17% del totale, e da testi relativi alle "politiche energetiche nazionali" (Figura 93). Tra tutte, i temi che hanno ricevuto meno attenzione, in termini di numerosità e incidenza percentuale, sono quelli relativi ai consumi nazionali di energia, alla produzione e all'import/export.

Relativamente ai settori dell'energia, trattati in tutti i testi considerati nel corso del 2016, quello del "petrolio e prodotti petroliferi" registra il maggior numero di testi pubblicati sui quattro quotidiani esaminati, con quasi un quarto del totale (Figura 94). Al secondo posto si trovano i testi che trattano di "efficienza energetica e risparmio energetico" con circa il 20% del totale, seguiti da quelli che analizzano il sistema energetico nel suo complesso ("tutte le fonti").

L'energia nella stampa generalista nel corso del IV trimestre 2016

gnificativi.

Una grande attenzione è stata rivolta alle decisioni in sede OPEC riguardo al prezzo del petrolio, palesando, a volte, scetticismo sulle possibilità di raggiungere un'intesa in merito al primo taglio di produzione da otto anni a questa parte. In seguito, l'attenzione della stampa si è spostata sull'effettiva tenuta dell'accordo e sulle relative implicazioni geopolitiche.

Il tema del mercato europeo del gas ha visto la prevalenza di notizie sul ruolo della Russia nel mercato europeo. Le pressioni della Commissione UE su Gazprom, secondo i commentatori, avrebbero contribuito positivamente all'esito della negoziazione dei prezzi e della assunzione di impegni da parte della Società.

Altri due temi, di rilievo internazionale, riguardano l'accordo sui cambiamenti climatici e l'elezione del Presidente americano Donald Trump. Sugli organi di stampa, si è manifestata la preoccupazione che il nuovo corso del governo americano possa mettere in discussione gli accordi di Parigi e invertire il trend di utilizzo delle fonti fossili verso una loro ripresa.

In ambito nazionale, grande rilievo è stato attribuito al problema dello smog nelle città italiane. In particolare, sotto osservazione sono state messe le polveri sottili, la cui concentrazione, secondo i calcoli dell'Agenzia Europea per l'Ambiente, sta determinando un aumento del rischio di morte in Italia e in tutta Europa. A livello europeo, la questione delle emissioni viene considerata come strettamente correlata alle politiche sulla mobilità e sulla scelta dell'alimentazione del parco veicolare. Infine, la proroga al 2017 e le novità che regolano la fruizione del bonus casa, ossia lo sconto fiscale concesso per migliorie ed acquisti finalizzati al risparmio energetico e per la prevenzione antisismica degli immobili, è stato oggetto di diffusa comunicazione. Gli aspetti messi in evidenza riguardano il potenziamento dell'incentivo per gli interventi di riqualificazione energetica a livello condominiale, la possibilità per i condòmini di optare per la cessione del credito e l'estensione del "sisma bonus" ad altre zone.

Di seguito vengono presentati i risultati delle analisi statistiche relative ai 931 testi che trattano di energia, presenti sulla stampa generalista nel quarto trimestre del 2016. In Figura 95 e in Figura 96 viene rispettivamente indicata la ripartizione dei testi esaminati per testata giornalistica e per collocazione di pagina all'interno delle stesse.

Gli "articoli" continuano a rappresentare la tipologia più frequente con oltre il 60% del totale, seguiti a distanza dai testi compresi sotto la voce "notizia" con il 26% (Figura 97). Solo il 6% dei testi analizzati è stato annunciato nella prima pagina dei quattro quotidiani presi in considerazione (Figura 98) e solo il 5% degli stessi contiene corsi d'azione, di cui oltre la metà di tipo "politico-istituzionale" e quasi il 30% di tipo "economico-produttivo" (Figura 99).

Come avvenuto nei passati trimestri, con oltre un terzo del totale, gli argomenti trattati dai quattro quotidiani hanno riguardato prevalentemente gli "operatori dell'energia", seguiti da testi relativi al "mercato internazionale dell'energia" e alle "politiche energetiche nazionali" (Figura 100).

In generale, il settore dell'energia più trattato nei testi esaminati è stato "efficienza energetica e risparmio energetico" con quasi un quarto dei testi totali, seguito da "petrolio e prodotti energetici" e "tutte le fonti", entrambi con un numero di testi quasi equivalente (Figura 101).

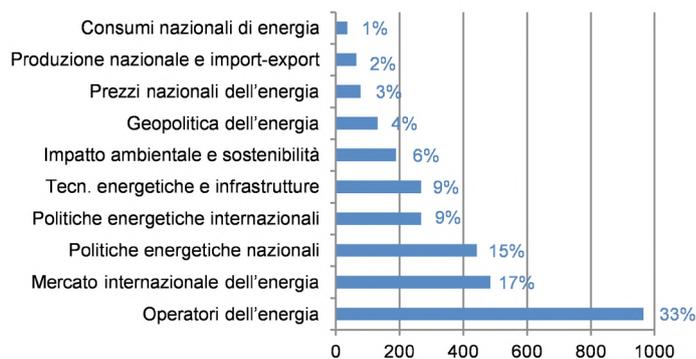


Figura 93 – Numerosità dei principali argomenti trattati e incidenza percentuale sul totale dei testi esaminati nel corso del 2016

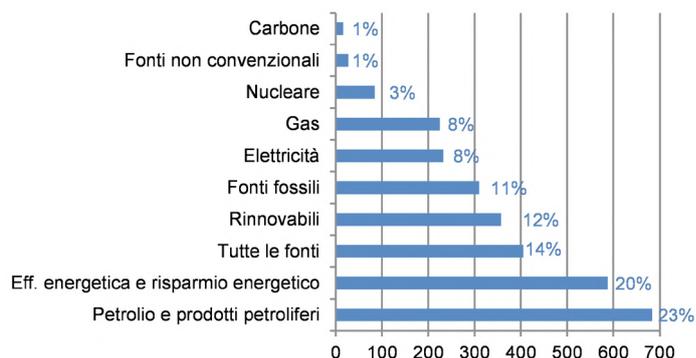


Figura 94 – Numerosità dei singoli settori dell'energia e incidenza percentuale sul totale dei testi esaminati nel corso del 2016

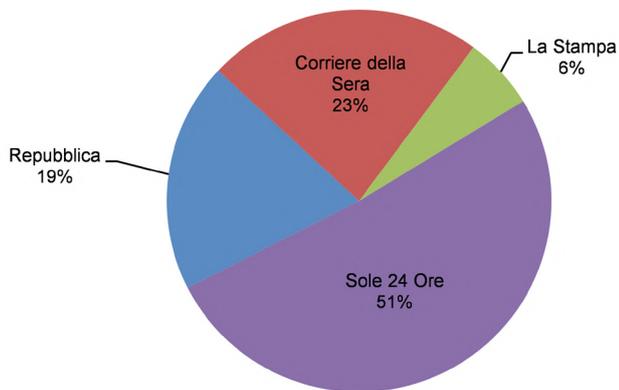


Figura 95 – Testi esaminati per testata giornalistica

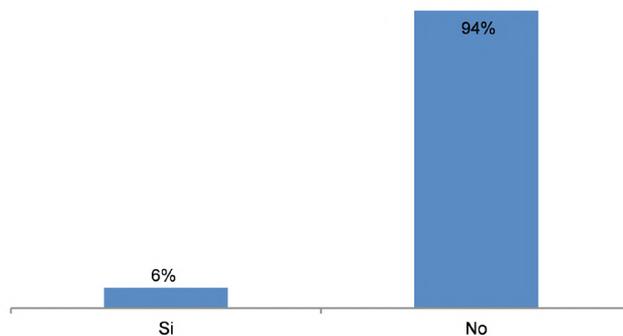


Figura 98 – Testi annunciati in prima pagina

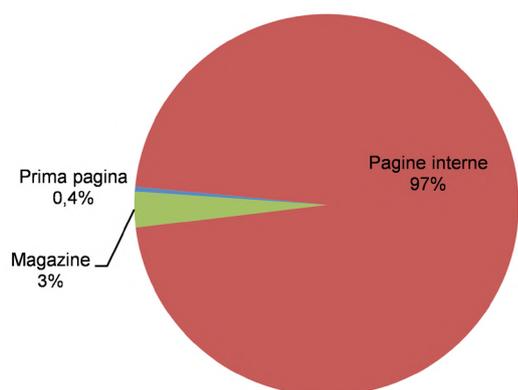


Figura 96 – Testi esaminati per collocazione

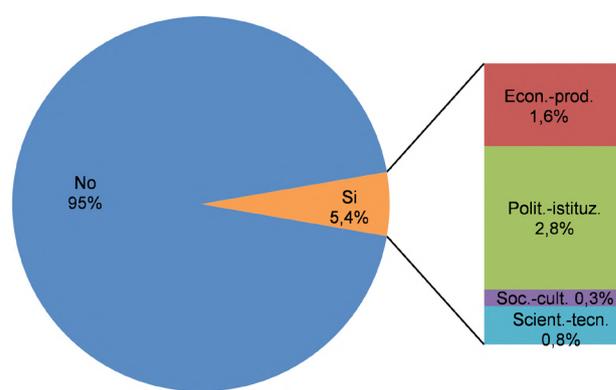


Figura 99 – Presenza di corsi d'azione per tipologia nei testi esaminati

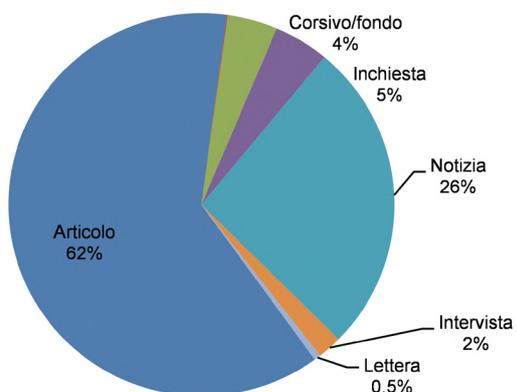


Figura 97 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

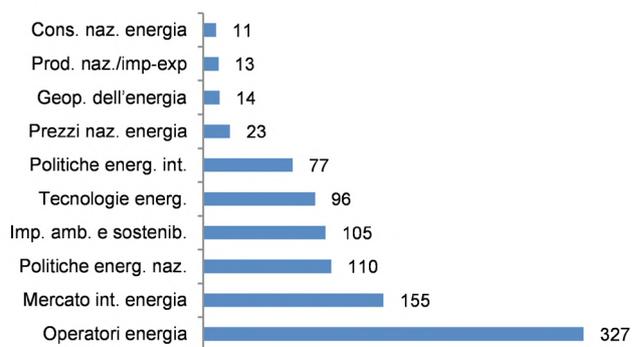


Figura 100 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

Per quanto attiene ai testi relativi agli "operatori dell'energia" gli argomenti affrontati sono stati soprattutto di carattere generale sul sistema energetico ("tutte le fonti"), seguiti da quelli relativi a "rinnovabili", "gas" ed "efficienza energetica e risparmio energetico" (Figura 102).

I testi compresi sotto la voce "mercato internazionale dell'energia" hanno invece trattato per oltre il 70% del settore del petrolio (Figura 103), mentre quelli sotto la voce "politiche energetiche nazionali" hanno illustrato per circa il 75% il tema "efficienza energetica e risparmio energetico" (Figura 104).

Infine, in Figura 105 e in Figura 106 viene riportata rispettivamente la frequenza dei principali argomenti e dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica.

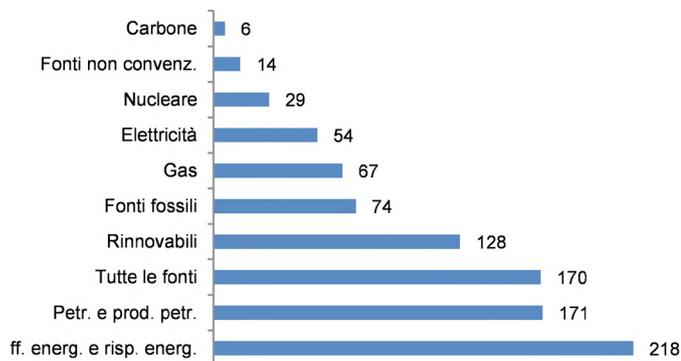


Figura 101 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

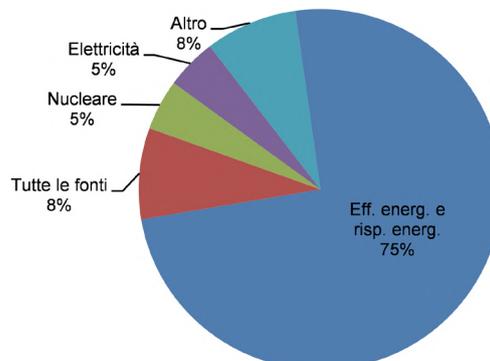


Figura 104 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali"

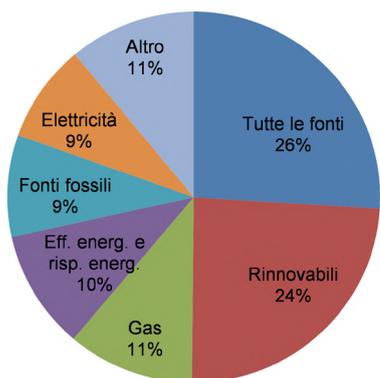


Figura 102 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

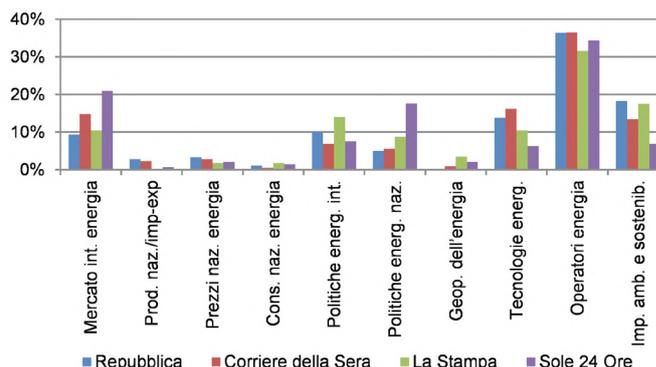


Figura 105 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

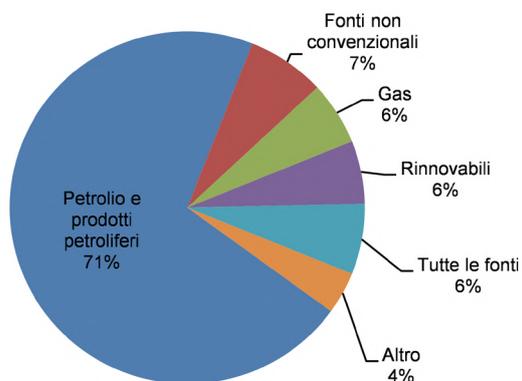


Figura 103 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

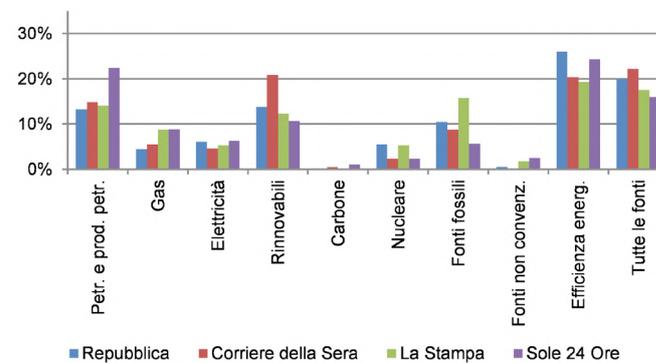


Figura 106 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica

Nota metodologica

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

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

1. la descrizione e spiegazione delle elaborazioni;
2. le fonti dati 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 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (c.d. trilemma energetico: decarbonizzazione, sicurezza e prezzi dell'energia per il sistema industriale), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzi Energia e Decarbonizzazione). L'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a zero (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). L'indice è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni considerate, che hanno pari peso nel calcolo del valore dell'indice. Per ciascuna delle tre dimensioni sono stati considerati diversi indicatori, ai quali sono stati assegnati differenti pesi nel calcolo del contributo di ciascuna dimensione al valore complessivo dell'indice.

Il dendrogramma nel Grafico 1 mostra i valori dei pesi assegnati alle categorie di indicatori utilizzati per il calcolo di ISPRED. Per le sottocategorie "adeguatezza mercato" e "resilienza" del gas naturale e "competitività della raffinazione", costituite da due indicatori ciascuna, ad ogni singolo indicatore è stato assegnato peso pari a 0,5.

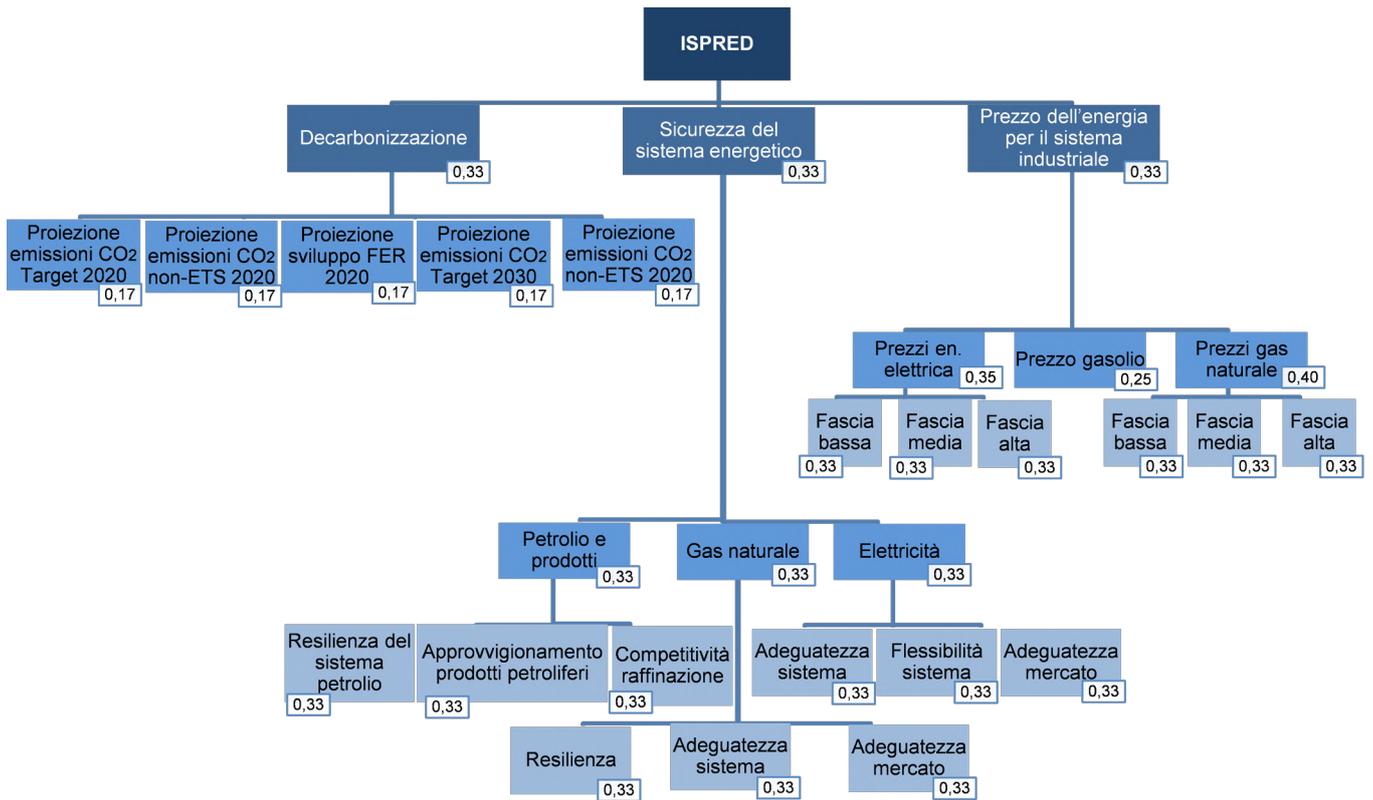


Grafico 1 – Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono

I valori degli indicatori sono stati ricavati dalle variabili analizzate e discussi nel testo dell'Analisi trimestrale. Ogni indicatore trova corrispondenza nelle figure inserite nel testo (con alcune eccezioni). Le successive Tabelle A, B e C spiegano comunque il significato di ciascun indicatore, ed esplicitano la corrispondenza tra ogni indicatore e le figure del testo.

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

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

Dimensione	Indicatore - Descrizione		n° figura
Decarbonizzazione	Proiezione emissioni totali CO2 al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil =0,5% m.a. - distanza dal target (Mt)	26
	Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil =0,5% m.a. - distanza dal target (Mt)	27
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3 anni	-
	Proiezione emissioni totali CO2 al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil/cap =1% m.a. - distanza dal target (Mt)	26
	Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil/cap =1% m.a. - distanza dal target (Mt)	27
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3 anni	-

Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

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

Tabella B – Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

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

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

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

Dimensione	Indicator / Description		n° figura
Price of energy for the industrial sector	Prezzi energia elettrica per fascia di consumo (€/kWh)	20 - 500 MWh	73
		20 - 2.000 MWh	74
		500 - 20.000 MWh	75
	Prezzi gasolio	€/1000L	81
	Prezzi gas naturale per fascia di consumo (€/GJ)	1.000 - 10.000 GJ	87
		10.000 - 100.000 GJ	-
		100.000 - 1.000.000 GJ	88
		1.000.000 - 4.000.000 GJ	89

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

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

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

Figura 4 - Coefficienti di correlazione tra le tre dimensioni del trilemma energetico e relativo intervallo di confidenza

Per la stima del coefficiente di correlazione lineare sono stati considerati gli indici complessivi relativi ai tre aspetti del trilemma. Le barre verticali indicano l'ampiezza dell'intervallo di confidenza al 95%. Da queste è possibile desumere come soltanto nel caso del confronto tra sicurezza e prezzi la correlazione non sia significativamente differente da zero. Al contrario, per sicurezza e decarbonizzazione da un lato ($r = -0,66$), e per decarbonizzazione e prezzi dall'altro ($r = -0,268$), la correlazione assume valori significativi, dato il livello $1 - \alpha = 0,95$ prefissato.

Figura 5 – ACP applicata agli indicatori della Figura 1. I tre cerchi indicano le tre dimensioni del trilemma energetico: decarbonizzazione (verde), sicurezza (rosso), prezzi energia (blu)

Un parametro spesso utilizzato per valutare la bontà dell'impiego dell'ACP è l'indice Kaiser-Meyer-Olkin (KMO), che è inversamente legato alla quota di varianza detenuta in comune da tutte le variabili. Maggiore è il valore KMO, maggiore è la bontà d'adattamento dell'analisi. L'indice KMO per i dati relativi ai 15 indicatori mostra un valore pari 0,592 una misura che può essere ritenuta sufficientemente elevata. Circa il 58% della varianza dei 15 indicatori può essere ricondotto a sole due componenti principali. Per la definizione dei pesi fattoriali ci si è avvalsi della procedura di rotazione degli assi Varimax, che consente una ortogonalità (correlazione pari a zero) dei fattori, utile a catturare le dimensioni più rilevanti del fenomeno analizzato. Il grafico di cui in Figura 5 riporta su un piano cartesiano tali dimensioni.

FOCUS – Una valutazione dello stato del sistema energetico italiano a quattro anni dalla Strategia Energetica Nazionale

Figura 6 - Quota percentuale (asse sn, %) delle FER e incentivi erogati (asse dx, miliardi €) nel settore elettrico

È riportato il valore percentuale di penetrazione delle FER (elaborazioni ENEA) e l'ammontare degli incentivi erogati per la componente A3.

Fonte dati: <http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/Rapporti%20delle%20attivit%C3%A0/Pages/default.aspx>

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 7 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fonti dati:

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

Figura 8 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2005=100)

Fonte dati: Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: <http://dati.istat.it/>

Figura 9 - Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

Fonti dati:

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

Figura 10 – Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)

Per i dati riguardanti il prezzo del petrolio vedi la nota di Figura 9. I dati sulla produzione di petrolio negli USA sono tratti da www.eia.gov. Le fonti dei dati sui prezzi di gas naturale sono <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 12 – Consumi di energia primaria

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

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

Nei consumi di energia primaria non sono considerati:

- Fonti rinnovabili termiche quali solare, legna, fonti aeorotermiche, idrotermiche e geotermiche;
- Carbone destinato ai settori di impiego finale.

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

Fonti dati:

- Bilancio mensile gas, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp>
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliiferi.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 13 – Produzione e import netto di energia primaria

Fonti dati: vedi Figura 12.

Figura 14 – Energia primaria per fonte (Mtep, var. annuale)

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

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

Fonti dati: vedi Figura 12.

Figura 15 – Fonti primarie per la generazione elettrica (Mtep)

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

- 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);
- 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 16 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e distanza 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

Fonte dati:

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

Figura 17 – Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec., asse sn), consumi elettrici e quota di energia elettrica sui consumi finali di energia (2007=100, asse dx)

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.

Figura 18 – Consumi finali di energia per settore (Mtep)

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

Figura 19 – Consumi di energia nei trasporti e traffico passeggeri e merci (2008=100)

Fonti dati:

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

Figura 20 – Consumi di energia nel settore civile e Proxy gradi giorno riscaldamento (2008=100)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.
- Per la proxy gradi giorno si rimanda alla nota della Figura 7.

Figura 21 – Industria: consumi finali di energia e indici della produzione industriale (2005=100)

Fonti dati:

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

FOCUS – Componenti strutturali e congiunturali della dinamica dei consumi di energia

Figure 22-24

Il modello stimato è uno dei più comuni in letteratura, un modello a smorzamento esponenziale con componenti stagionali e con trend, ovvero un ARIMAX (0,1,1)(0,1,1), che utilizza la trasformazione logaritmica:

	Coeff.	Errore std.	z	p-value	
Costante	-0,0001	0,0005	-0,2658	0,7904	
Theta, MA(1)	-0,5794	0,1755	-3,3016	0,001	***
Theta stagionale, SMA(1)	-1,0000	0,2061	-4,8523	<0,0001	***
Logn (Superindice)	0,7204	0,1016	7,0928	<0,0001	***

Variabile dipendente: logn (Consumi di energia finali)
 Media variab. dipendente: 3.4303
 Media Logn(Superindice): 4.38
 Coefficiente d'elasticità dei consumi al Superindice: 0.92

Il modello dapprima stima la differenza tra il valore dei consumi osservato in ciascun trimestre e una media mobile storica per quel trimestre. Quindi applica uno smorzamento esponenziale a queste differenze, allo scopo di predire la deviazione dalla media mobile storica per ogni trimestre successivo. Dalla tabella si evince un valore associato alla componente stagionale SMA(1) pari ad 1. Tale valore indica che per ricostruire la media storica per ciascun trimestre viene utilizzata l'intera serie 2008-2016, ovvero, il *pattern* di variazione trimestrale, quanto a dire la ciclicità della serie, è costante.

La stabilità del modello è stata verificata attraverso *forecasting one-step-ahead* a partire dalla seconda metà della serie storica. Il modello è estremamente preciso (errore medio assoluto percentuale in predizione pari all'1,6%), con residui distribuiti come rumore bianco (Ljung-Box *p-value* = 0,835).

Il coefficiente d'elasticità stimato per il periodo 2008-2016 è pari a +0,92, ad indicare che un incremento del Superindice dell'1% genera in media un incremento appena meno che proporzionale dei consumi, pari allo 0.92%. La stima dei risparmi conseguiti si fonda proprio sull'ipotesi di elasticità unitaria. Nello scenario *what if* il risparmio viene quantificato come differenza tra i consumi effettivamente registrati e i consumi che si sarebbero verificati se questi fossero variati allo stesso tasso del Superindice.

Si può sostenere che il modello centrato sul Superindice consente di formulare previsioni attendibili circa l'andamento dei consumi finali d'energia. La caduta dei consumi che si registra in particolar modo a partire dal II trimestre del 2011 sarebbe quindi in buona parte imputabile al rallentamento dell'economia e alle più favorevoli condizioni climatiche registrate. Alle condizioni attuali fotografate dal modello, è ragionevole attendersi un aumento dei consumi qualora i *drivers* segnassero un cambiamento di passo verso l'alto.

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 25 - Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

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

Fonti dati:

- Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA, Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Per i dati relativi al 2015 e al 2016, stime ENEA elaborate a partire dai dati relativi ai consumi di energia (vedi nota di Figura 12) e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2014.

Figura 26 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt) – dati storici, traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030 e due ipotesi di proiezione al 2030

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

Le proiezioni al 2020 e al 2030 sono state elaborate a partire dalla scomposizione della variazione delle emissioni nelle cinque componenti dell'identità di Kaya (v. nota di Figura 31). Le proiezioni sono costruite sull'ipotesi che popolazione, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili continuino a crescere al tasso medio annuo registrato negli ultimi cinque anni (Proiezione – ipotesi Trend 2011-2016) oppure negli ultimi tre anni (Proiezione – ipotesi Trend 2013-2016), mentre per il PIL si è ipotizzata una crescita media positiva, pari allo 0,5% medio annuo. Fonti dati: vedi Figura 25.

Figura 27 – Emissioni di CO₂ dei settori non-ETS (Mt) – dati storici e traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030

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

- <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>

- <http://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-2015/eea-proxy-inventory-full-report/view>

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

Figura 28 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori non-ETS

La serie storica dei consumi energia dei settori non-ETS è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS è costruita come combinazione lineare delle variabili guida della domanda di servizi energetici dei settori Civile e Trasporti, in modo simile a quanto fatto per il superindice (vedi nota di Figura 7).

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.
- Per la proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS rimanda alla nota della Figura 7.

Figura 29 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei nuovi veicoli immatricolati

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

Fonti dati:

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

Figura 30 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 2015 e 2016 sono stati usati i coefficienti 2014) come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA (vedi nota Figura 15).

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 31 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2005=100)

La variazione delle emissioni di CO₂ tra il 2015 e il 2016 è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

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

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

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

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

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

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

La Figura 31 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2005.

Figura 32 – Var % emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE e USA nel periodo 2010-2015 (per l'Italia ultimi 3/5 anni)

La figura mostra il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ registrato nei diversi Paesi negli ultimi cinque anni (ossia tra il 2011 e il 2016 per l'Italia, tra il 2010 e il 2015 per tutti gli altri Paesi), scomposto nelle diverse componenti dell'identità di Kaya. Per l'Italia si riporta anche la scomposizione relativa agli ultimi tre anni (2013-2016).

Fonti dati:

- Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>),
- BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)
- Per le emissioni di CO₂ italiane degli anni 2015 e 2016 vedi nota di Figura 25.

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 33 – Import netto di greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kton, asse destro). Base dati trimestrale.

Fontedati:elaborazioniENEA sudatiEurostat(http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 34 – Produzione interna di greggio (kt; N.B.: asse dx per UE e Regno Unito)

Produzione primaria di greggio. Base dati trimestrale.

Fontedati:elaborazioniENEA sudatiEurostat(http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 35 - Diversificazione dei fornitori: indice HH

La differenziazione nei fornitori viene valutata mediante l'indice di concentrazione Herfindahl-Hirschman (vedi pagina <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 è costruito come somma dei quadrati delle quote di prodotto importato (espresse 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 uno o più fornitori, fino al caso limite di un indice pari a 1 nel caso di unico fornitore.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati MISE (<http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>) e IEA.

Figura 36 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Sono stati aggregati i dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese su base annuale fino al 2015 e su base trimestrale per il 2016, i valori sono espressi come percentuale sul totale di greggio importato.

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

Figura 37 – Grado API (asse sn) e tenore di zolfo (asse dx, % di zolfo sul totale) dei greggi importati

Sono riportati i valori della media pesata del grado API e del tenore di zolfo dei dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese su base annuale fino al 2015 e su base trimestrale per il 2016.

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

Figura 38 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

Le lavorazioni di greggio per le diverse realtà economiche considerate sono espresse come variazione percentuale del greggio in input nelle raffinerie sul trimestre corrispondente dell'anno precedente. Base dati trimestrale.

Fontidati:elaborazioniENEA sudatiEurostat(http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 39 – Prodotti petroliferi: consumi annuali dei principali prodotti e proiezioni ENEA (Mtep)

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

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

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

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

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

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

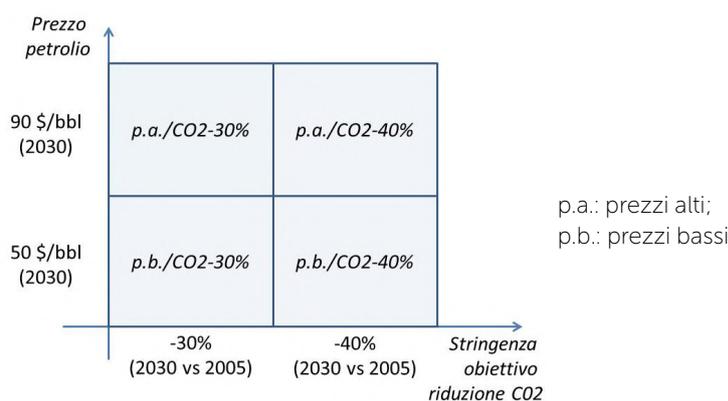


Grafico 2 – Matrice degli scenari di domanda di petrolio

Figura 40 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

Stima del parco auto circolante per tipo di alimentazione al 2016, basata sul dato 2015 corretto sulla base dei dati delle immatricolazioni e radiazioni 2016.

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

Figura 41 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

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

Figura 42 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

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

Figura 43 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

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

Figura 44 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

Margini della raffinazione per quattro aree geografiche.

Fonti dati:

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

Figura 45 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

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

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

Figura 46 – Domanda trimestrale di gas naturale (MSm³)

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

Figura 47 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm³) – gennaio 2007-febbraio 2017

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

Figura 48 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (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 49 – Immissioni di gas naturale per punto entrata – Valori giornalieri min, medi e max 2010-2016 e medie 2015 e 2016 (MSm³)

Fonte dati:

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

Figura 50 – Importazioni di gas naturale da Russia e Nord Europa (asse sn) e spread tra prezzo del gas russo e prezzo al TTF (asse dx)

Fonti dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 51 – Variazione della generazione elettrica dalle diverse fonti nell'UE-28 (TWh, Sandbag.org.uk)

Fonte dati: Sandbag and Agora Energiewende, The Energy Transition in the Power Sector in Europe, <https://sandbag.org.uk/project/energy-transition-2016/>

Figura 52 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas naturale in Europa (Mm³, asse sin), spread fra prezzo del gas russo e prezzo al TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e prezzo al TTF (€/MWh, asse dx)

Fonte dei dati:

- I flussi di gas naturale verso l'Europa sono tratti da <https://www.iea.org/gtf/>
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 53 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

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

Figura 54 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati (TWh)

La fonte dei dati è https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59

Figura 55 – Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema energetico

La Figura combina due variabili, la dipendenza dalle importazioni di gas naturale (calcolata come percentuale dell'import netto di gas sul consumo totale di gas naturale) e il peso del gas nel mix di energia primaria (calcolato come quota percentuale dei consumi di gas naturale sui consumi totali di energia primaria), in un unico indicatore.

Fonti dati:

- Eurostat, Simplified energy balances – annual data, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

Figura 56 – Indice di flessibilità residua

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

Fonte dei dati:

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

Figura 57 – Matrice dei driver della domanda di gas

La figura mostra la matrice delle ipotesi alla base dei due scenari di alta domanda di gas naturale nel decennio 2016-2026. Lo scenario DecennioGas + CO₂-30% combina un vincolo di riduzione delle emissioni di CO₂ pari al 30% entro il 2030 e le ipotesi di prezzi del gas stabili sui valori attuali, prezzi del petrolio e del carbone in aumento, una riduzione significativa dell'import di elettricità e la penetrazione del gas naturale nel trasporto pesante. Lo scenario DecennioGas + CO₂-40% uti-

lizza le stesse ipotesi del precedente ma il vincolo di riduzione delle emissioni di CO₂ è pari al 40% entro il 2030. Per la descrizione dello strumento utilizzato per l'elaborazione delle proiezioni ENEA vedi nota di Figura 39.

Figura 58 – Scenari di domanda elevata di gas naturale (Mtep)

Vedi nota di Figura 57.

Figura 59 – Indice N-1 a fine 2016 e copertura della domanda alla punta

L'indicatore N-1 descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, occorrente con la probabilità di una volta ogni 20 anni. Le infrastrutture includono la rete di trasmissione, la produzione e gli impianti di LNG e stoccaggio connessi alla rete.

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

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

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

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

Figura 60 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

Richiesta di energia elettrica in ciascun mese dell'anno.

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

Figura 61 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

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

Figura 62 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

L'eccesso di capacità è calcolato in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report* (Grafico 3).

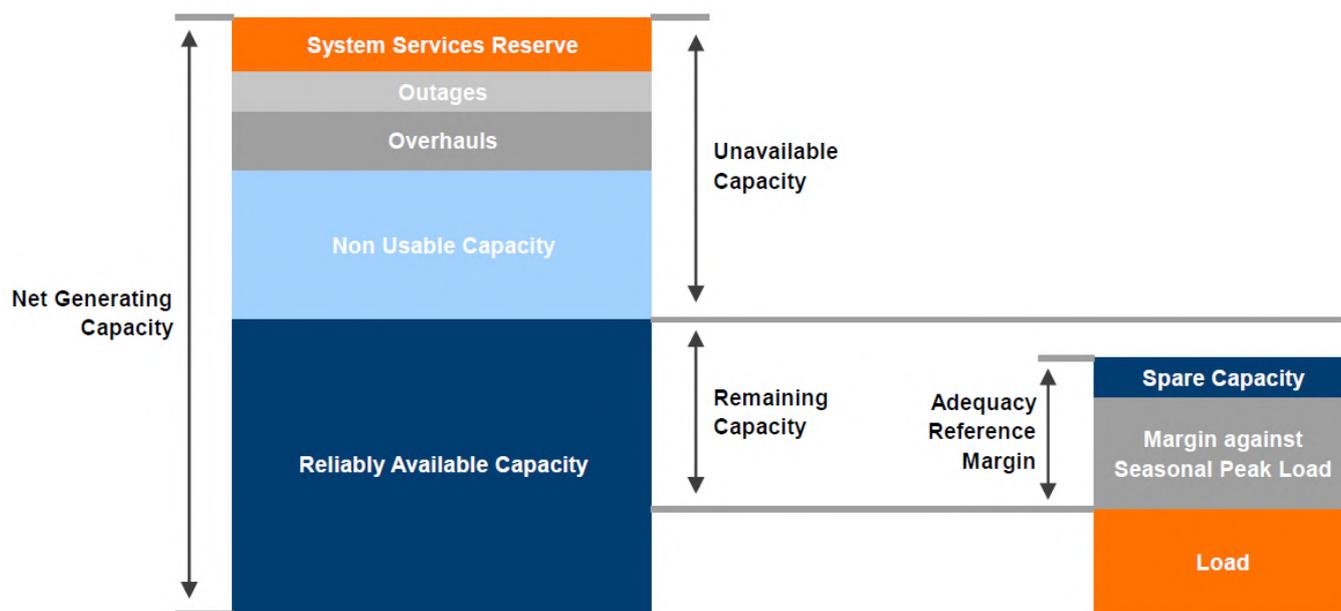


Grafico 3 – Schema della metodologia di calcolo dell'adeguatezza della generazione

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

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

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

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

Fonti dati:

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

Figura 63 – Minimo orario di capacità di generazione elettrica in eccesso in ogni giorno dell'anno – zona Nord

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

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

Figura 64 – Massima penetrazione delle FRNP (produzione %)

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

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

Fonti dati:

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

Figura 65 – Curva oraria della domanda residua – zona Sud (MWh)

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 FRNP: Terna, *Ex post data on the actual generation*
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 66 – Variazione oraria della produzione intermittente

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

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

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

Fonti dati:

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

<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 67 – 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 alle fonti utilizzate). Esso mostra la percentuale di ore in cui la variazione oraria della produzione da fonti rinnovabili non programmabili supera il 10% della domanda.

Figura 68 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona S

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

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

Fonti dati:

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

Figura 69 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania (€/MWh)

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

Figura 70 – Mix di generazione e domanda residua nella zona Sud, prezzo zona Sud e Prezzo Unico Nazionale (PUN) nel giorno feriale di PUN minimo

Fonti dati:

- Generazione elettrica oraria per tipologia: Terna, *Ex post data on the actual generation*
- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 71 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nella fascia F3

I prezzi relativi alla fascia oraria F1 (ore di punta) sono i prezzi che si formano sul mercato dalle ore 8.00 alle ore 19.00 dei giorni feriali (escluse festività nazionali). La fascia F23 rappresenta tutte le altre ore, cioè le ore F2 (ore intermedie) e le ore F3 (fuori picco), che riguardano l'intera giornata della domenica e dei festivi e le ore dalle 23.00 alle 7.00 dal lunedì al sabato.

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

Figura 72 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh)

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

5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

Figura 73 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat (Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 500 MWh. Informazioni dettagliate sulla metodologia di raccolta dati da parte di Eurostat sono contenute nella Direttiva 2008/92/CE e nella sezione "Information" della tabella ad essa relativa. Per la ricostruzione del prezzo pagato dal piccolo consumatore di energia non domestico (in figura "piccola impresa") si sono prese a riferimento alcune tipologie d'impresa rilevate da REF Ricerche nell'ambito delle attività di rilevazione dei prezzi dell'energia pagati dalle imprese italiane. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 169 MWh, potenza impegnata di 95 kW, in bassa tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "piccola impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La stima di prezzo è al netto dell'IVA e corrisponde alla somma delle voci "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" a cui viene aggiunta l'accisa erariale. La "quota energia" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori mensili forniti trimestralmente dall'AEEGSI, ponderata per i consumi nelle fasce F1, F2 e F3. I pesi assegnati riflettono l'ipotesi di distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica per l'impresa considerata e sono: 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. La "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI, suddivisa per il consumo annuo di energia. La voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti DIS, TRAS, MIS fornite dall'AEEGSI per l'impresa di riferimento. Dal 2016 vengono aggiunte le componenti UC3 e UC6. La "quota fissa" della voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti di cui sopra suddivisa per il consumo annuo di energia. La "quota potenza" della

voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come prodotto della componente DIS per la potenza disponibile diviso per il consumo annuo di energia. La voce "oneri di sistema" corrisponde alla media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento. La "quota fissa" della voce "oneri di sistema" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento suddivisa per il consumo annuo di energia.

Figura 74 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat (Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 2.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 20 e 500 MWh e tra 500 e 2.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 557 MWh, potenza impegnata di 257 kW, in media tensione. Questa tipologia di utenze non domestico è stata denominata "media impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia utilizzate fare riferimento alla metodologia di Figura 67.

Figura 75 – Prezzo dell'energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 500-20.000 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat (Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 20.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh e tra 2.000 e 20.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 2.505 MWh, potenza impegnata di 984 kW, in media tensione. Questa tipologia di utenze non domestico è stata denominata "grande impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La "quota energia" e la "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" sono calcolate come indicato nella metodologia di Figura 67. Il valore ottenuto è successivamente moltiplicato per il complemento a 1 della differenza in percentuale tra il valore medio della componente di approvvigionamento delle imprese in Bassa Tensione e quelle in Media Tensione. La fonte del valore medio della componente di approvvigionamento è la Relazione Annuale dell'AEEGSI. Per il 2016 si utilizza la media delle differenze dei tre anni precedenti.

Figura 76 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili): consumi 500-2.000 MWh

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

$$\frac{(P_{rec} - P_{net})}{P_{rec}}$$

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

Figura 77 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili): scostamento rispetto alla media UE

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

Il valore percentuale è stato calcolato secondo la metodologia utilizzata per la Figura 76.

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

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

Figura 78 – Prezzo trimestrale dell'energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

Vedi nota di Figura 73.

Figura 79 – Prezzo dell'energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato.

Il dato preso in considerazione per l'analisi riguarda le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh. I valori considerati comprendono solo le componenti varia-

bili 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 80 – Oneri di sistema (componenti variabili) - Consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

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

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

Figura 81 – Media annua del prezzo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (€/litro)

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse del *Weekly Oil Bulletin* della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea. Il dato mostrato in figura corrisponde alla media annua dei prezzi per ciascun Paese.

Figura 82 – Prezzo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse del *Weekly Oil Bulletin* della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea. Il dato mostrato in figura corrisponde alla media mobile del prezzo settimanale di ciascun Paese calcolata per cinque settimane.

Figura 83 – Media annua dell'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. Il dato mostrato in figura corrisponde alla media annua dei prezzi per ciascun Paese.

Figura 84 – 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 85 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sin €/GJ, asse dx €/MWh)

La figura mette a confronto il costo all'ingrosso della materia prima e i prezzi al consumatore finale industriale di gas in Italia e nei principali Paesi europei. I dati 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. I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, ad eccezione del dato 2016 che coincide con quello del I semestre 2016 (ultimo dato disponibile). La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 - 1.000.000 GJ (quarta fascia Eurostat), che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definitiva medio-alta.

Per il costo all'ingrosso della materia prima si è fatto riferimento al prezzo spot registrato sul mercato olandese TTF (Title Transfer Facility), tenuto conto che la maggior parte dei contratti di fornitura a clienti industriali sono indicizzati al TTF. Il dato annuale è stato calcolato come media semplice dei dati mensili per gli anni 2013-2016. Il termine prezzo spot è qui utilizzato in senso lato con riferimento ai mercati all'ingrosso del gas, dove vengono negoziati prodotti "a pronti" e/o prodotti "a termine", in contrapposizione ai contratti pluriennali di importazione.

Figura 86 – Variazione del prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (%)

Il confronto europeo sulle variazioni percentuali (2008 rispetto al 2012 e 2013 rispetto al 2016) dei prezzi del gas al netto di tutte le imposte e oneri per i principali Paesi europei è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards). I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, ad eccezione del dato 2016 che coincide con quello del I semestre 2016 (ultimo dato disponibile).

Figura 87 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, ad eccezione del dato 2016 che coincide con quello del I semestre 2016 (ultimo dato disponibile). La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, per lo più allacciata alla rete di distribuzione, è definitiva come piccola utenza industriale.

Figura 88 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, ad eccezione del dato 2016 che coincide con quello del I semestre 2016 (ultimo dato disponibile). La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definitiva medio-alta.

Figura 89 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, ad eccezione del dato 2016 che coincide con quello del I semestre 2016 (ultimo dato disponibile). La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ (quinta fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, in assoluta prevalenza allacciata direttamente alla rete di trasporto, può essere definitiva come alta.

Figura 90 – Scostamento dei prezzi del gas (al netto di tasse e imposte recuperabili) rispetto alla media EU28

La figura analizza lo scostamento dei prezzi al netto delle imposte deducibili rispetto alla media EU28, per gli anni 2013 e 2016. I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, ad eccezione del dato 2016 che coincide con quello del I trimestre 2016 (ultimo dato disponibile). Un valore negativo indica che il prezzo italiano è relativamente inferiore rispetto alla media EU28, un valore positivo indica il contrario.

Ai fini del confronto sono state individuate tre tipologie di utenza (piccola, media alta e alta), in funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, per rappresentare diverse dimensioni d'impresa che compongono il sistema industriale europeo.

Figura 91 – Prezzi del gas naturale al netto di tasse e imposte recuperabili in Italia per fasce di consumo (€/GJ)

Il confronto italiano per fasce di consumo sui prezzi del gas è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA). I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali, sino al 2015. La ricostruzione del dato relativo all'anno 2016 per la piccola utenza, si è basata sui corrispettivi per i servizi e oneri di sistema al netto delle imposte, definiti trimestralmente da AEEGSI per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. Il dato si riferisce a un consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno ed è stato calcolato come media dei valori delle fasce 5001 e 80.000 Smc/anno e 80.001 e 200.000 Smc/anno. I dati relativi alle altre fasce di consumo (tra 100.000 - 1.000.000 GJ e tra 1.000.000- 4.000.000 GJ) sono stati ricostruiti sulla base degli scostamenti tra prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e le fasce con consumi compresi rispettivamente tra 100.000 - 1.000.000 GJ e 1.000.000-4.000.000 GJ di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente. Per maggior dettaglio si rimanda alla Nota metodologica dell'Analisi trimestrale n. 2/2016.

Figura 92 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

L'incidenza percentuale dei servizi delle infrastrutture, di vendita e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto delle imposte relativa al IV trimestre è stata calcolata sulla base dei corrispettivi definiti trimestralmente da AEEGSI per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela, prendendo a riferimento le fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno. I costi dei servizi delle infrastrutture (di distribuzione, misura e trasporti) variano in funzione degli ambiti territoriali, e cioè le aree geografiche dove trovano applicazione le tariffe per il servizio di distribuzione:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

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

- Quotidiano contenente il pezzo
- Collocazione del pezzo
- Annuncio del pezzo in prima pagina
- Tipo di testo
- Principale tema trattato
- Principale settore dell'energia trattato
- Presenza di corsi d'azione
- Tipologia del corso d'azione (se presente).

Figura 93 – Numerosità dei principali argomenti trattati e incidenza percentuale sul totale dei testi esaminati nel corso del 2016

La figura indica la numerosità e l'incidenza percentuale dei testi, in base all'argomento affrontato, sul totale di quelli esaminati nel 2016.

Figura 94 – Numerosità dei singoli settori dell'energia e incidenza percentuale sul totale dei testi esaminati nel corso del 2016

La figura indica la numerosità e l'incidenza percentuale dei testi, in base al settore dell'energia trattato, sul totale di quelli esaminati nel 2016.

Figura 95 – Testi esaminati per testata giornalistica

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

Figura 96 – Testi esaminati per collocazione

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

Figura 97 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

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

Figura 98 – Testi annunciati in prima pagina

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

Figura 99 – Presenza di corsi d'azione per tipologia nei testi esaminati

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla presenza o meno di corsi d'azione nel testo. Per tutti 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 100 – 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 101 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

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

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

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

Figura 103 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

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

Figura 104 – Frequenza dei 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 105 – 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 106 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica

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

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione
www.enea.it

Aprile 2017