

Settembre 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

A inizio ottobre ENTSO-E ha posto in consultazione il report sull'analisi dell'adeguatezza del sistema elettrico europeo su scenari evolutivi decennali «Mid-term Adequacy Forecast» (MAF). Il «Focus del mese» descrive cosa è il MAF, le sue risultanze i furi passi da compiere al fine di garantire analisi di adeguatezza sempre più affinate.

02 Bilanci

pag. 13

Nel mese di settembre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,1 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione del 2,0% rispetto ai volumi di settembre dell'anno scorso. Nei primi nove mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,7% rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +2,2%.

A settembre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'86,5% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-5,0% della produzione netta rispetto a settembre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +21,8% rispetto a settembre 2016).



03 Sistema Elettrico

pag. 19

A settembre 2017 la produzione nazionale netta pari a 22.712GWh è composta per il 39% da fonti rinnovabili (8.953GWh) ed il restante 61% da fonte termica.

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+9,7%), della produzione Idrica (+10,5%) e della produzione eolica (+53,6%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 22

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a settembre è pari a circa €1,2Mld, in riduzione del 17% rispetto al mese precedente ed in crescita del 11% rispetto a settembre 2016.

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €68,4/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 29% e rispetto a settembre 2016 del 20%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%).

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €83,0/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€83,1/MWh) e in aumento rispetto a settembre 2016 (€78,2/MWh; +6%). I volumi complessivi sono in leggera riduzione rispetto al mese precedente (-1%).



05 Regolazione

pag. 30

Per questo mese si presenta una selezione delle deliberazioni dell'AEEGSI di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione.

Settembre 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

ENTSO-E «Mid-term Adequacy Forecast» Report

EXECUTIVE SUMMARY

A inizio ottobre l'associazione europea dei Gestori di Rete di Trasmissione ENTSO-E ha posto in consultazione l'edizione 2017 del report sull'analisi dell'adeguatezza del sistema elettrico europeo su scenari evolutivi decennali «Mid-term Adequacy Forecast» (nel seguito: MAF).

Il MAF rappresenta la sintesi delle metodologie condivise tra i TSO europei per la valutazione del rischio di non garantire in continuità la domanda di energia elettrica, illustrando per ogni paese i risultati delle simulazioni di mercato.

Tale studio dimostra come le interconnessioni elettriche assumano un ruolo sempre più rilevante nel garantire una migliore integrazione tra i mercati e il mutuo supporto tra Paesi in situazioni di carenza di risorse per soddisfare il fabbisogno. Tale funzione fondamentale si concretizzerà ancora maggiormente con la crescita delle fonti rinnovabili: la partecipazione di un numero via via crescente di utenti (sia attivi che passivi) della rete aumenta anche la complessità e cui consegue un maggiore sofisticazione degli strumenti predittivi per catturare con largo anticipo le dinamiche dei sistemi elettrici.

Il presente articolo descrive cosa è il MAF, le sue risultanze i furi passi da compiere al fine di garantire analisi di adeguatezza sempre più affinate.

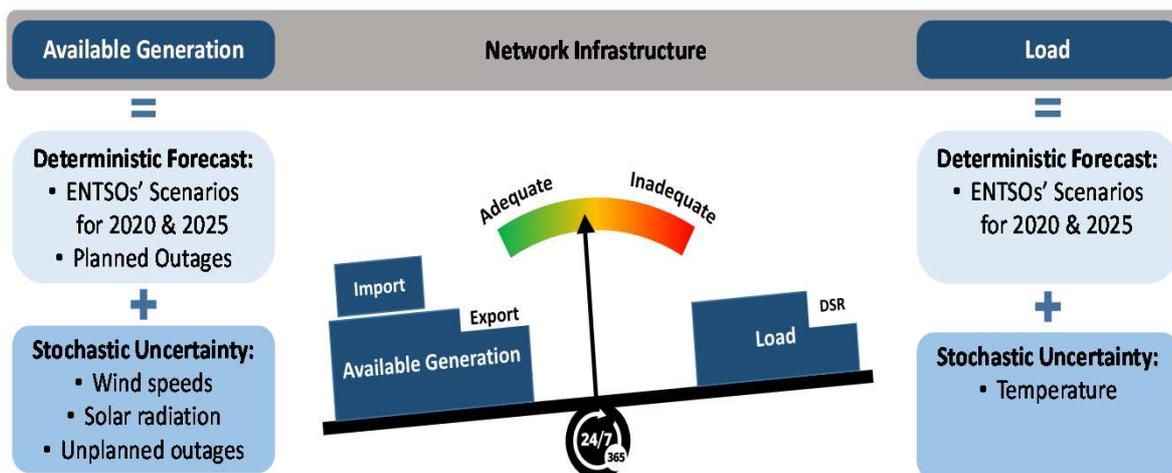
CHE COS'È IL MAF

ENTSO-E stesso fornisce una definizione di cosa sia il MAF "E' una valutazione pan-europea relativa all'adeguatezza del sistema elettrico interconnesso con orizzonte temporale fino al 2025. Si basa su una modellistica probabilistica state-of-the-art per fornire agli stakeholder un supporto quantitativo alle decisioni prese in merito al livello di adeguatezza del sistema elettrico europeo". I suoi risultati forniscono agli stakeholder un'indicazione comprensiva e imparziale che li supporta nel prendere decisioni razionali e fondate circa i futuri investimenti guidati e legati all'assetto della generazione in Europa.

I recenti sviluppi in Europa sia dal lato domanda che dal lato offerta, prevalentemente guidati da nuovi fenomeni come l'efficienza energetica e lo sviluppo delle rinnovabili, hanno sicuramente posto al centro dell'attenzione il problema dell'adeguatezza e come misurarla.

Gli studi che misurano la probabilità del verificarsi di situazioni di sbilanciamento tra domanda e risorse disponibili prendono il nome di 'studi di adeguatezza' delle risorse disponibili.

Fig.1: Resource adequacy: bilanciamento generazione e carico



Fonte: ENTSO-E MAF 2017

Con il termine “adeguatezza” si intende la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso nel medio e lungo termine, rispettando i requisiti di operatività e qualità del servizio. Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di riserva in ogni data ora. In questo senso si parla più propriamente di verifica di adeguatezza delle risorse disponibili – *resource adequacy*.

Gli indicatori utilizzati nel MAF per quantificare il rischio di inadeguatezza sono sostanzialmente due:

- **Loss of Load Expectations (LOLE)** – cioè il numero di ore all’anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili (generazione + importazione);
- **Expected Energy Not Served (EENS)** – cioè l’eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili; trattandosi di energia l’unità di misura è il MWh (o GWh).

Per questo motivo ENTSO-E ha continuato a sviluppare nuovi modelli che sempre più cercano di catturare e quantificare questi nuovi fenomeni. In effetti in questa versione del MAF 2017 rispetto a quella dell’anno precedente, la modellistica sottostante è da un lato cambiata, ma dall’altro è stata anche potenziata grazie ad un maggior livello di sofisticazione e questo grazie ad una maggiore e più estesa cooperazione tra tutti i TSO europei.

Le analisi di adeguatezza svolte in ambito ENTSO-E, con il contributo di tutti i 43 TSO membri, si possono classificare in base all’orizzonte temporale di riferimento. La seguente tabella riporta, per ciascun orizzonte, i documenti prodotti da ENTSOE e i principali parametri di incertezza e relativi obiettivi.

Tab 1: Studi previsionali in ambito ENTSO-E

ENTSO-E Report	Orizzonte temporale	Incetezza	Target
Ten Year Network Development Plan	Lungo termine (fino a 15÷20 anni)	Mix energetico & tecnologico, penetrazione elettrica, cambiamenti climatici	Verificare l’adeguatezza di possibili diversi scenari futuri – Individuazione delle infrastrutture necessarie (a prescindere dallo scenario che poi si realizzerà esattamente)
Midterm Adequacy Forecast	Medio termine (3-5 massimo 10 anni)	Quadro regolatorio & evoluzione parco di generazione	Supportare i diversi stakeholders nell’adozione delle decisioni – siano esse di carattere politico o industriale – necessarie al perseguimento del livello di rischio desiderato e nel modo più economico
Seasonal Outlooks	Semestrale	Condizioni climatiche e guasti	Ottimizzare, per quanto possibile, le manutenzioni programmate e informare gli stakeholder circa possibili periodi a maggior rischio di adeguatezza
Short Medium Term Adequacy	Settimanale	Errori previsione meteo e guasti accidentali	Preparare l’esercizio in sicurezza del sistema elettrico, coordinare e pianificare possibili contromisure al verificarsi di situazioni di scarsità

Fonte: ENTSO-E

LE RISULTANZE DEL MAF 2017

Tra i risultati del MAF si ricordano i seguenti:

Eterogeneità dei livelli di reliability

Il livello di *reliability* delle reti europee è eterogeneo e talune divergenze mostrano una tendenza ad ampliarsi nel tempo. Il risultato è che l'attuale capacità di interconnessione a livello europeo impedisce lo sviluppo di un sistema di bilanciamento più integrato. Questo peraltro consentirebbe un maggior grado di *reliability* per i singoli paesi e probabilmente ridurrebbe i costi di bilanciamento dei singoli mercati.

La Figura 2 mostra i livelli di LOLE simulati da ENTSO-E per gli anni 2020 e 2025.

Fig.2: LOLE in the 2020 and 2025 base case scenario



Fonte: ENTSO-E MAF 2017

I risultati dei modelli ENSTO-E mostrano che la resource adequacy si posiziona a livelli elevati anche al 95-mo percentile per l'anno 2020. Tuttavia per un gruppo di paesi europei il LOLE supera la soglia di 10 ore/anno e principalmente nelle isole come Irlanda, Irlanda del Nord nonché Cipro e Malta.

Altre aree critiche da questo punto di vista risultano essere i paesi ai bordi dell'area geografica analizzata come ad esempio Grecia e Finlandia.

Peraltro l'analisi di ENTSO-E sottolinea come possano emergere problemi di stabilità e sicurezza delle rete anche in altri paesi come ad esempio Francia, Polonia ma anche nel Nord e Centro Italia, in cui il LOLE potrebbe raggiungere le 35 ore/anno (al 95-mo percentile).

Spostando lo sguardo al 2025, l'analisi di ENTSO-E raggiunge conclusioni sostanzialmente simili anche se con alcune differenze. Per esempio, in paesi come Estonia e Lituania dove si assume che un certo numero di impianti escano dal sistema avendo raggiunto la fine della loro vita utile, la situazione potrebbe peggiorare.

Lo stesso varrebbe ne caso della Polonia dove si assume che la crescita della domanda non sia supportata da adeguati investimenti in generazione.

Rischio di mothballing di capacità

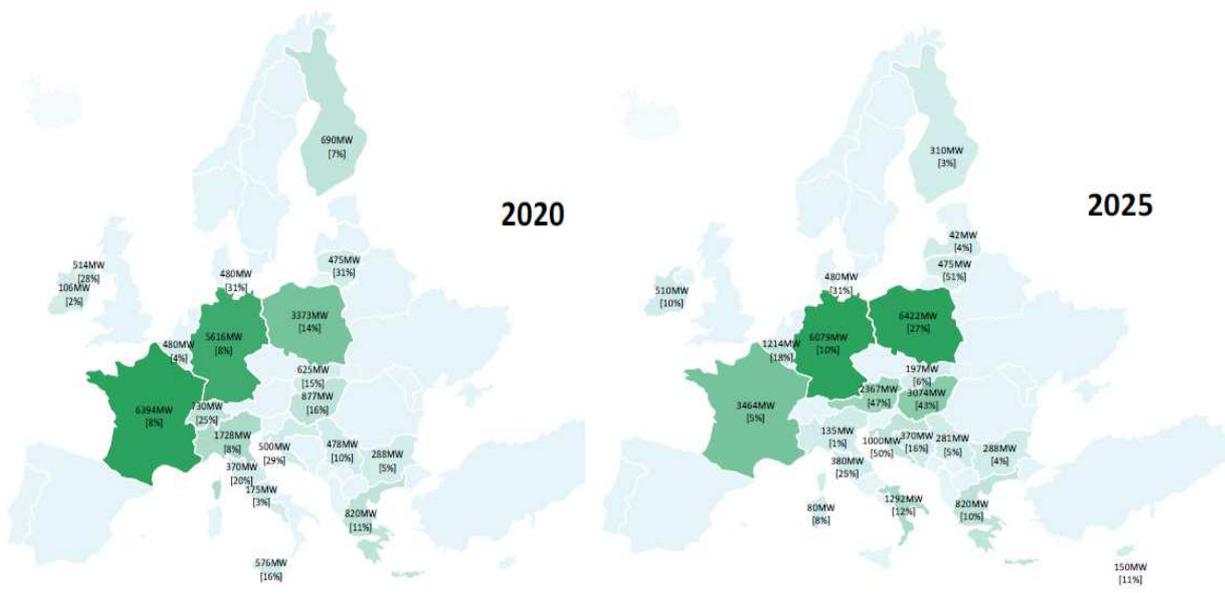
ENTSO-E sottolinea il rischio che per circa il 45% dei paesi analizzati nel MAF ulteriori impianti di generazione potrebbero essere temporaneamente ritirati dal sistema (mothballed) tale da ridurre la capacità disponibile complessivamente di circa il 15% (su 489GW di capacità termica stimati al 2020).

Ciò significherebbe, secondo il MAF, che i margini di adeguatezza si ridurrebbero nell'82% dei paesi analizzati e che quindi il fenomeno avrebbe una connotazione sicuramente pan-europea e non solo nazionale come potrebbe sembrare ad una prima analisi più superficiale.

Tale rischio peraltro, appare più acuto per quei paesi che non hanno ancora introdotto un mercato della capacità tale da disincentivare la chiusura degli impianti esistenti se non addirittura di stimolar la costruzione di nuovi. Ciò naturalmente andrebbe a sovrapporsi alle attuali condizioni del mercato all'ingrosso che con i margini di generazione ancora bassi, riducono i livelli di profittabilità degli impianti di generazione di tipo tradizionale.

La Figura 3 offre uno spaccato paese per paese dei MW a rischio di chiusura temporanea secondo ENTSO-E, sia in termini assoluti che in termini relativi alla generazione termoelettrica di ciascun paese.

Fig.3: Capacità a rischio mothballing in termini assoluti (MW) e relativa alla capacità termica installata (%)



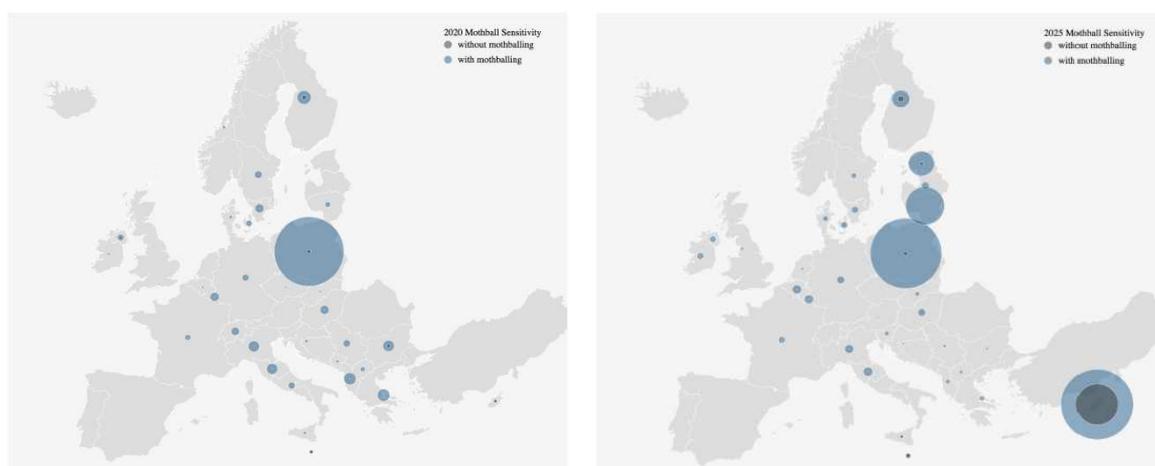
Fonte: ENTSO-E MAF 2017

Focalizzandosi sui mercati elettrici di maggiore dimensione, si nota per esempio come in Germania al 2020 si ravvisi un rischio di riduzione della capacità di 5.6GW (o 8% sul totale del parco installato termico); più critica invece, in termini assoluti, è la situazione francese con 6.3GW (8%). Sommando questi ultimi due alla Polonia, sia arriva ad un totale di circa 15.4GW. La Polonia in particolare viene segnalata all'interno del MAF giacché il livello di capacità a rischio potrebbe peggiorare dai 3.3GW (14%) del 2020 a 6.4GW (27%) nel 2025.

Sebbene la tentazione sarebbe quella di contenere gli impatti dalla chiusura di questa capacità all'interno dei confini nazionali, l'analisi effettuata da ENTSO-E sconsiglia l'utilizzo di un approccio troppo miope. Infatti, gli studi effettuati mostrano come la chiusura di capacità in un paese o in una zona, possa avere conseguenze anche rilevanti sull'adeguatezza dei paesi confinanti.

A supporto di ciò la Figura 4 mostra il ricalcolo del LOLE al 2020 e 2025 assumendo che tutta la capacità a rischio di mothballing sia effettivamente e definitivamente ritirata dal mercato. Si nota dunque, rispetto alla Figura 2, come vi sia un peggioramento generalizzato dei LOLE (e ENS, non in Figura) in Europa anche in quei paesi dove la riduzione di capacità è bassa o addirittura nulla.

Fig.4: LOLE al 2020 e 2025 assumendo la chiusura della capacità a rischio (%)



Fonte: ENTSO-E MAF 2017

Il ruolo delle interconnessioni

Le criticità di rete sperimentate negli ultimi anni hanno dimostrato che l'adeguatezza non è un problema locale e arginabile entro i confini nazionali. Ad esempio, per quanto riguarda l'Italia, situazioni di simultanea scarsità nei paesi limitrofi (es. indisponibilità nucleari francesi durante l'inverno 2016/17 e svizzeri a fine 2015) hanno aggravato il rischio di mancata copertura del nostro fabbisogno mentre, viceversa, in futuro l'Italia potrebbe impattare negativamente il livello di adeguatezza di altri Paesi.

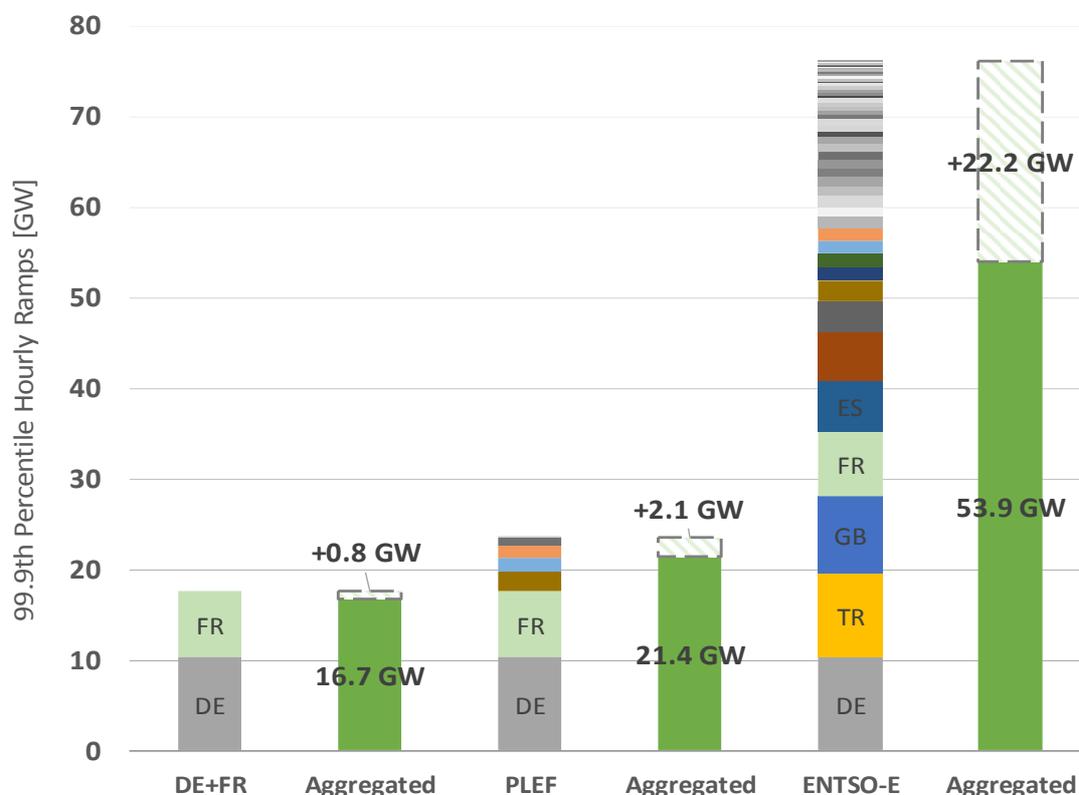
A riguardo, è doveroso notare che in caso di simultanea scarsità le interconnessioni, la solidarietà e il mutuo soccorso tra i Paesi sono strumenti essenziali per mitigare i disturbi di rete, come hanno dimostrato le ulteriori analisi di sensitivity condotte in ambito MAF nell'ipotesi che ciascuno paese sia isolato.

Inoltre, le analisi di flessibilità hanno evidenziato i benefici dell'aggregazione spaziale sulle rampe di carico provocate dalle improvvise variazioni della domanda o della generazione intermittente. Si pensi, ad esempio, alle diverse abitudini in termini di orari lavorativi o, più in generale, di stili di vita che caratterizzano i diversi paesi europei.

I benefici delle interconnessioni sono stati quantificati per la prima volta nel MAF 2017 confrontando la somma della massima rampa di carico oraria calcolata considerando ciascun Paese separato e la massima rampa calcolata aggregando tutti i Paesi.

La Figura 5 illustra come il beneficio dell'aggregazione aumenti all'aumentare dell'area geografica considerata.

Fig.5: Benefici sulle rampe di carico orarie dell'aggregazione spaziale in funzione delle diverse aree geografie considerate



Fonte: ENTSO-E MAF 2017

LE CONCLUSIONI DEL MAF

Se dunque i paesi europei appaiono elettricamente più correlati di quanto possano sembrare, giacché la chiusura di capacità in un paese si riverbera sugli altri, una maggiore interconnessione tra gli stessi può aiutare a risolvere non solo queste esternalità ma anche a compensare il rischio di shock esogeni.

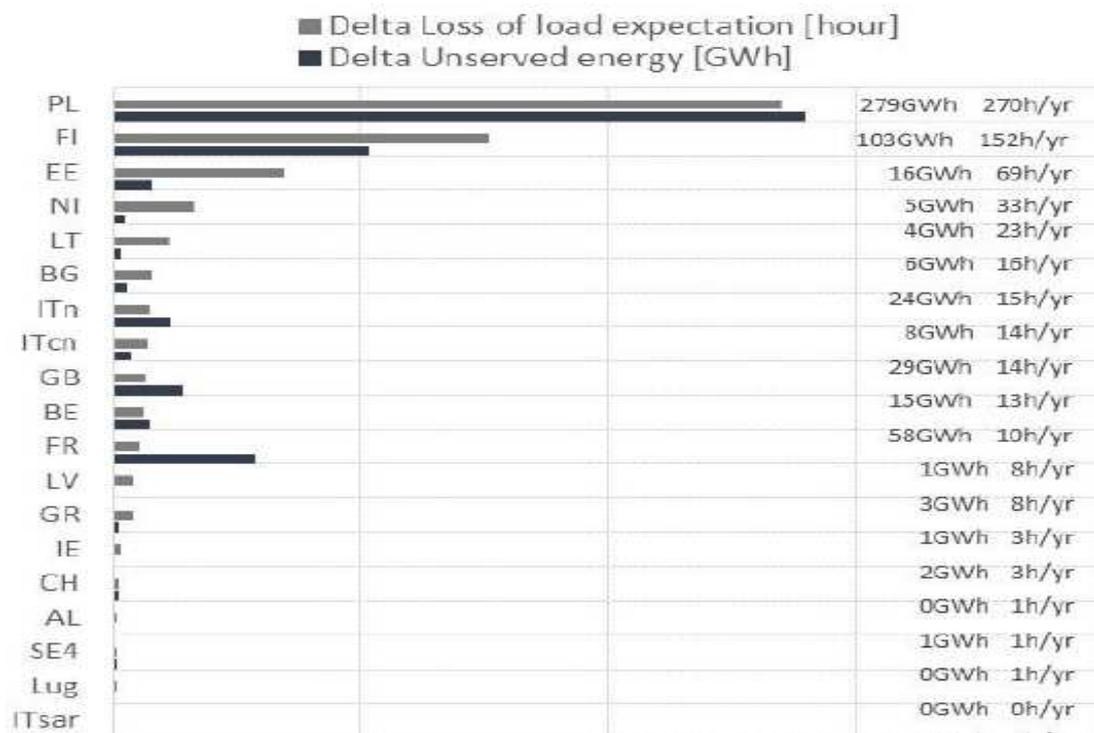
Chiaramente, una maggior interconnessione consente, dal lato dell'offerta, di compensare per esempio diversi profili di produzione da fonti rinnovabili nonché la possibilità di ridurre l'impatto di eventi climatici (per esempio irraggiamento o mancanza di vento nelle diverse aree europee).

Anche dal lato della domanda possono esserci effetti positivi. Come sostiene ENTSO-E, diversi fattori come ad esempio il fuso orario o diversi pattern di consumo orario possono compensarsi tra loro attraverso una maggiore capacità di interconnessione tra stati e dunque incrementare l'affidabilità di sistemi altrimenti (parzialmente) isolati.

Per provare il punto ENTSO-E ha simulato l'impatto sul LOLE assumendo che la capacità di interconnessione al 2025 rimanga allo stesso livello del 2020 e confrontando i risultati con lo scenario base dove invece si ipotizzano investimenti in interconnessioni.

Il risultato è quello riportato in Figura 6, dove si sono riportati solo i paesi per i quali la differenza è maggiore di zero. Nel già citato caso della Polonia l'ENS aumenterebbe di 279GWh mentre il LOLE di 270 ore; molto più ridotto invece sarebbe l'impatto sulla Francia (58GWh e 10 ore rispettivamente) mentre l'Italia si situerebbe verso la metà di questa forchetta.

Fig.6: Differenza nell'ENS e LOLE al 2025 senza vs con investimenti in interconnessioni



Fonte: ENTSO-E MAF 2017

COSA CAMBIA TRA IL MAF 2017 E 2016

Dalla prima edizione 2016, la metodologia del MAF è stata consolidata, migliorata e standardizzata. Nello specifico gli sviluppi più rilevanti hanno riguardato: (i) il perfezionamento dei modelli hydro e dei tassi di avaria degli impianti termoelettrici, (ii) l'allineamento della funzione obiettivo nei diversi modelli e applicativi e (iii) la modellizzazione della demand response.

L'attuale metodologia, sviluppata anche grazie al contributo di TERNA, è di tipo probabilistico e prevede l'utilizzo di sofisticati software per la simulazione dei meccanismi del mercato elettrico.

Alla complessità di calcolo matematico si aggiunge la difficoltà di reperire, vagliare e mantenere aggiornata una straordinaria mole di dati, ad esempio:

- i) I tassi storici di guasto degli asset di rete (e.g. impianti di generazione, interconnessioni e HVDC)
- ii) I dati climatici (vento, temperatura, irraggiamento, nebulosità, piovosità) elaborati per ottenere sia una curva di carico funzione della temperatura, sia la producibilità degli impianti rinnovabili (eolico, fotovoltaico e a breve anche idroelettrico);
- iii) Il parco di generazione disponibile (tenuto conto dei programmi di dismissione), l'evoluzione del fabbisogni nazionali di energia e dei picchi di potenza (tenuto conto delle misure di efficienza energetica e dei nuovi settori di utilizzo, es. trasporto e riscaldamento/raffrescamento).

PROSSIMI PASSI

Come chiaramente evidenziato da ENTSO-E, l'obiettivo principale del MAF è quello di fornire agli stakeholder una chiave di lettura e un'interpretazione delle previsioni (di domanda, di generazione e di capacità di trasporto) in termini di potenziale rischio e, soprattutto, di trend di evoluzione del rischio.

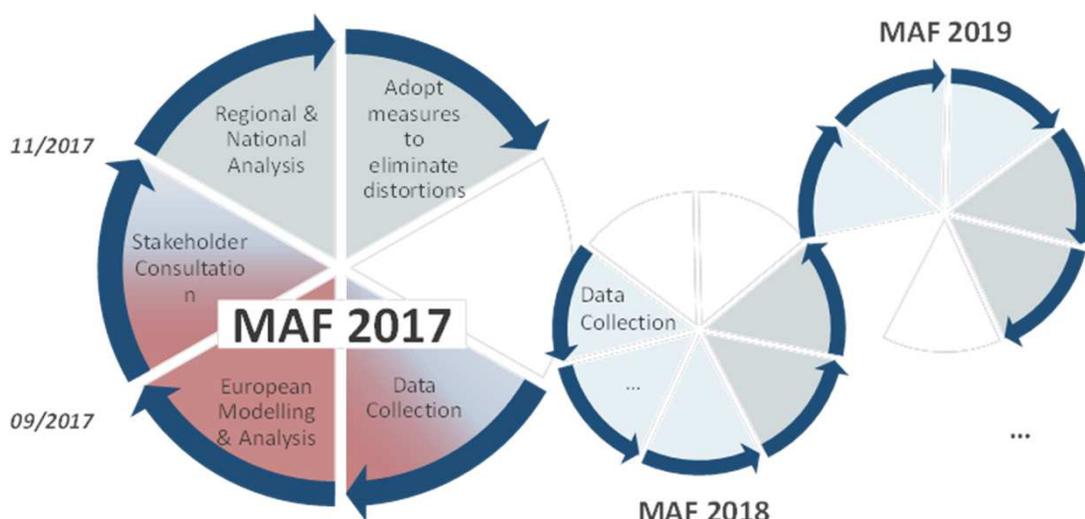
Per fare ciò il MAF persegue, parallelamente, altri obiettivi quali:

- creare un **linguaggio comune** e contribuire allo sviluppo di una metodologia condivisa tra i diversi paesi europei, fondamentale per poter confrontare analisi e risultati;
- **raccogliere i dati e calibrare i modelli** (basati sull'insieme di tutti i dati di input e di tutte le assunzioni) che possano essere poi utilizzati da ciascun TSO per svolgere analisi di dettaglio su ciascun Paese (cosa che resta necessaria per tenere conto delle specificità dei vari sistemi elettrici).

Nonostante ogni anno la metodologia sia stata raffinata, ENTSOE indica la lista di sviluppi futuri:

1. **acquisizione ulteriori dati:** creando un Data-Base europeo con le informazioni sulle varie centrali in dismissione; arricchendo ulteriormente il Pan-European Climate Database (PECD) con dati sull'idraulicità (per simulare al meglio il funzionamento delle centrali idroelettriche) e sui cambiamenti climatici;
2. **sviluppo modelli e software:** nei prossimi report MAF si cercherà di applicare approcci flow-based per rendere ancora più sofisticata la modellizzazione della rete elettrica;
3. **indicatori e risultati:** in futuro si vorrebbero affiancare, agli indicatori sopra descritti (ENS, LOLE) strettamente legati all'analisi dell'adeguatezza, altri indicatori di carattere più economico per verificare (anche valorizzando il mercato dei servizi di dispacciamento) la sostenibilità economica di certi investimenti.

Fig.7: Attività nell'ambito del processo di adeguatezza

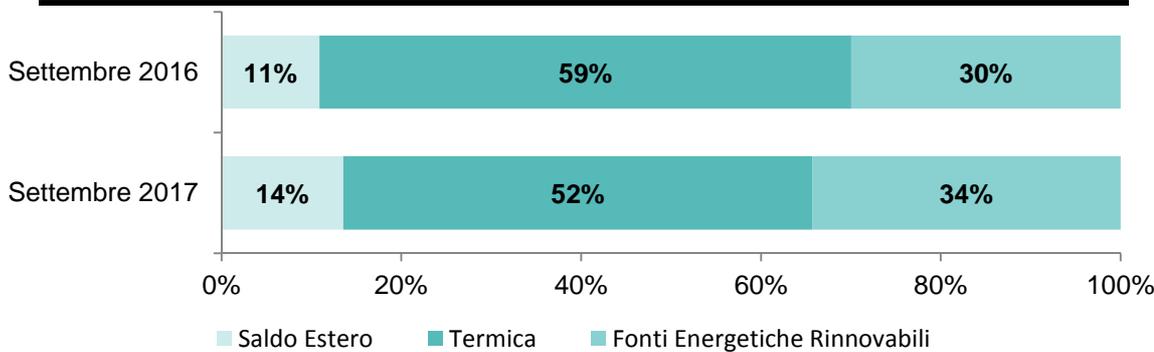


Fonte: ENTSO-E MAF 2017

Sintesi mensile

Nel mese di settembre 2017, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.106GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-2,0%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+12,2%), del saldo estero (+21,8%) e una flessione della produzione termoelettrica (-12,5%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di settembre l'energia richiesta sulla rete è in riduzione -2,0% rispetto allo stesso mese del 2016.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

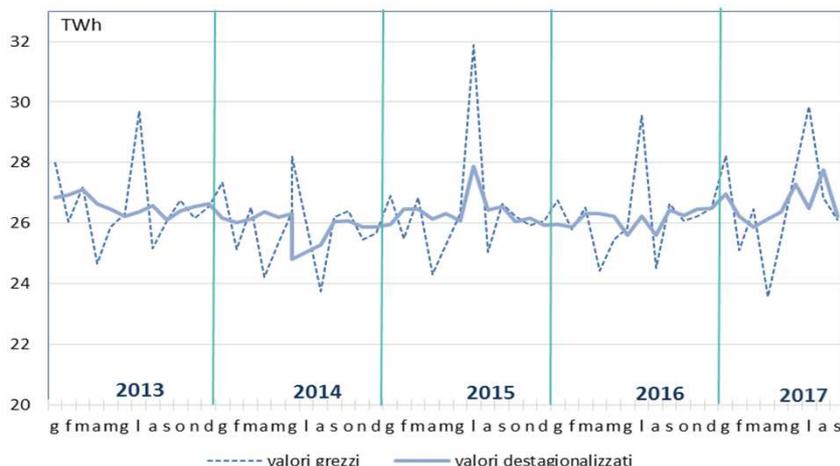
Nel mese di settembre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,1 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione del 2,0% rispetto ai volumi di settembre dell'anno scorso, complici una bassa temperatura media e un giorno lavorativo in meno rispetto a settembre 2016. Nei primi nove mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,7% rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +2,2%.

A livello territoriale, la variazione tendenziale di settembre 2017 è risultata ovunque negativa: al Nord pari a -3,0%, al Centro pari a -1,0% e al Sud pari a -0,5%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a settembre 2017 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -5,5% rispetto ad agosto. Il profilo del trend si porta su un andamento stazionario.

Nel mese di settembre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'86,5% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-5,0% della produzione netta rispetto a settembre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +21,8% rispetto a settembre 2016).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



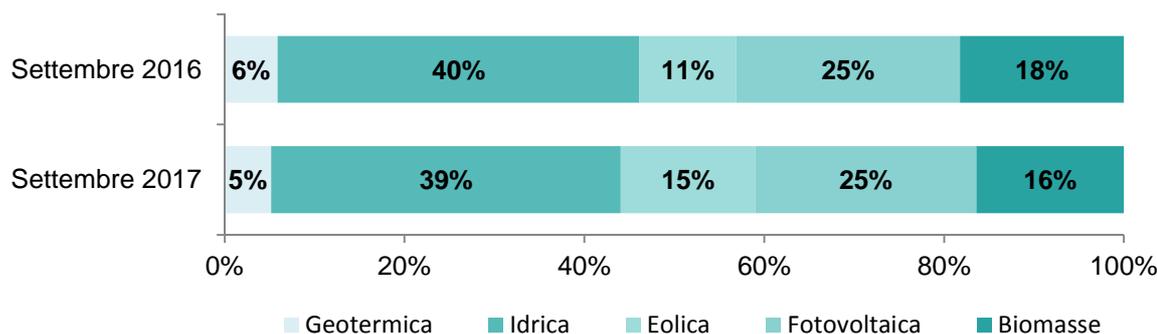
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a settembre 2017 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -5,5% rispetto ad agosto

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+9,7%), della produzione Idrica (+10,5%) e della produzione eolica (+53,6%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A settembre del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-9,0%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (239.540GWh) risulta in aumento (+1,7%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

A settembre 2017 la produzione nazionale netta pari a 22.712GWh è composta per il 39% da fonti rinnovabili (8.953GWh) ed il restante 61% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Settembre 2017	Settembre 2016	%17/16	Gen-Set 17	Gen-Set 16	%17/16
Idrica	3.482	3.150	10,5%	30.849	34.937	-11,7%
Termica	15.227	17.407	-12,5%	144.667	134.538	7,5%
<i>di cui Biomasse</i>	1.468	1.473	-0,3%	13.391	13.480	-0,7%
Geotermica	462	475	-2,7%	4.331	4.412	-1,8%
Eolica	1.338	871	53,6%	12.366	13.291	-7,0%
Fotovoltaica	2.203	2.008	9,7%	20.895	18.504	12,9%
Totale produzione netta	22.712	23.911	-5,0%	213.108	205.682	3,6%
Importazione	3.879	3.305	17,4%	32.448	36.241	-10,5%
Esportazione	345	404	-14,6%	4.310	4.706	-8,4%
Saldo estero	3.534	2.901	21,8%	28.138	31.535	-10,8%
Pompaggi	140	174	-19,5%	1.706	1.759	-3,0%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.106	26.638	-2,0%	239.540	235.458	1,7%

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-8,4%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A settembre 2017 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-13%) e della produzione geotermica (-3%) rispetto all'anno precedente e una aumento della produzione idrica (+11%) e della produzione eolica (+54%).

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (213.108GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (239.540GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.804	2.249	2.648	2.759	3.896	4.718	4.434	3.859	3.482				30.849
Termica	21.056	16.717	14.499	13.665	14.106	16.222	17.155	16.020	15.227				144.667
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462				4.331
Eolica	1.779	1.523	1.918	1.356	1.242	906	1.237	1.067	1.338				12.366
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.203				20.895
Produzione Totale Netta	27.224	22.136	21.888	20.751	22.548	25.164	26.341	24.344	22.712				213.108
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.700	3.290	4.161	3.009	3.879				32.448
Export	803	383	404	537	497	461	508	372	345				4.310
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.637	3.534				28.138
Pompaggi	265	211	190	248	204	172	132	144	140				1.706
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.229	25.110	26.449	23.579	25.547	27.821	29.862	26.837	26.106				239.540

A settembre la produzione totale netta risulta in riduzione (-5,0%) rispetto al 2016.

Nel 2017 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Luglio con 29.862GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2016.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2016

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.217	2.557	3.218	4.041	4.573	5.904	5.135	4.142	3.150	2.727	3.338	2.783	43.785
Termica	17.396	15.067	15.185	12.882	13.312	12.900	16.426	13.963	17.407	18.086	18.379	19.768	190.771
Geotermica	509	474	506	486	498	481	488	495	475	496	462	497	5.867
Eolica	1.945	2.191	1.701	1.575	1.689	1.143	930	1.246	871	1.244	1.507	1.481	17.523
Fotovoltaica	924	1.080	1.737	2.209	2.486	2.570	2.808	2.682	2.008	1.410	920	923	21.757
Produzione Totale Netta	22.991	21.369	22.347	21.193	22.558	22.998	25.787	22.528	23.911	23.963	24.606	25.452	279.703
Import	4.474	5.078	4.912	4.106	3.662	3.473	4.413	2.818	3.305	2.746	2.322	1.872	43.181
Export	515	464	555	619	535	461	497	656	404	453	442	554	6.155
Saldo Estero	3.959	4.614	4.357	3.487	3.127	3.012	3.916	2.162	2.901	2.293	1.880	1.318	37.026
Pompaggi	209	206	198	259	228	166	137	182	174	172	255	282	2.468
Richiesta di Energia elettrica (1)	26.741	25.777	26.506	24.421	25.457	25.844	29.566	24.508	26.638	26.084	26.231	26.488	314.261

Nel 2016, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 29.566GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di settembre 2017 si evidenzia un fabbisogno in riduzione al Centro (Rm-Fi), sulle Isole (Ca-Pa) e in zona Nord (To-Mi-Ve) e un aumento al Sud (Na) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Settembre 2017	2.673	5.595	3.978	4.117	3.636	3.800	1.578	729
Settembre 2016	2.730	5.838	4.145	4.156	3.654	3.770	1.593	752
% Settembre 17/16	-2,1%	-4,2%	-4,0%	-0,9%	-0,5%	0,8%	-0,9%	-3,1%
Progressivo 2017	24.360	51.167	36.045	37.379	33.725	35.508	14.532	6.824
Progressivo 2016	24.649	50.275	35.995	35.918	32.852	34.759	14.244	6.766
% Progressivo 17/16	-1,2%	1,8%	0,1%	4,1%	2,7%	2,2%	2,0%	0,9%

Nel 2017 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +0,6% in zona Nord, al +3,4% al Centro, +2,2% al Sud e +1,7% nelle Isole.

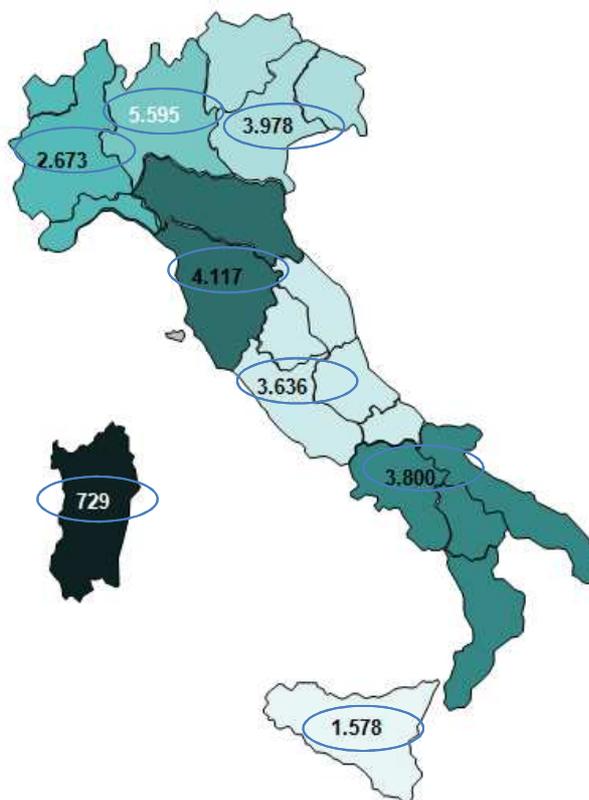
Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

Le regioni sono accorpate in cluster in base a logiche di produzione e consumo:

- TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
- MILANO: Lombardia (*)
- VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
- FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
- ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
- NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicilia
- CAGLIARI: Sardegna



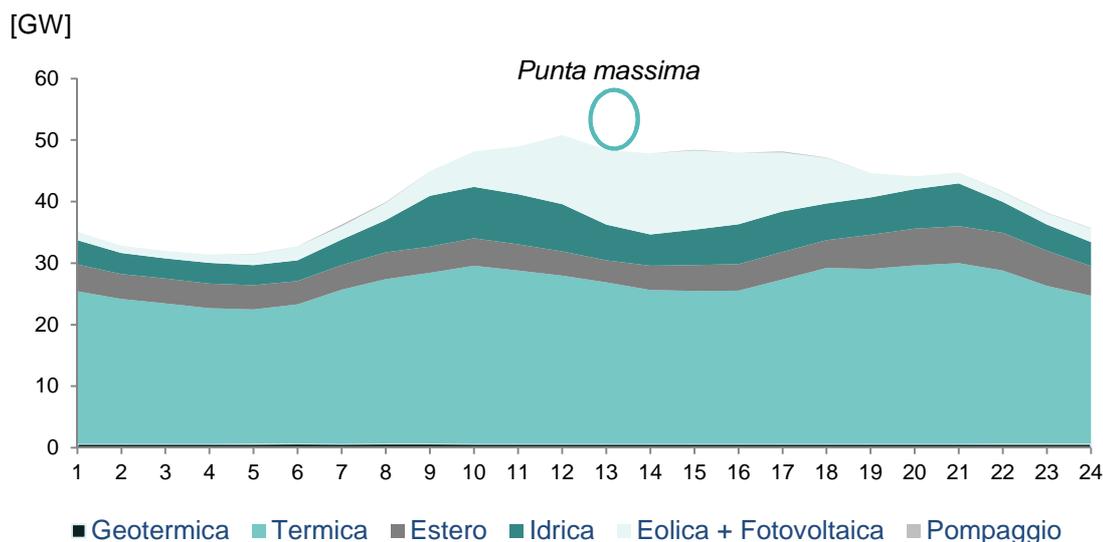
Fonte: Terna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di settembre 2017 la punta in potenza è stata registrata il giorno **venerdì 01 settembre alle ore 12** ed è risultato pari a 50.817MW (+3,3% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

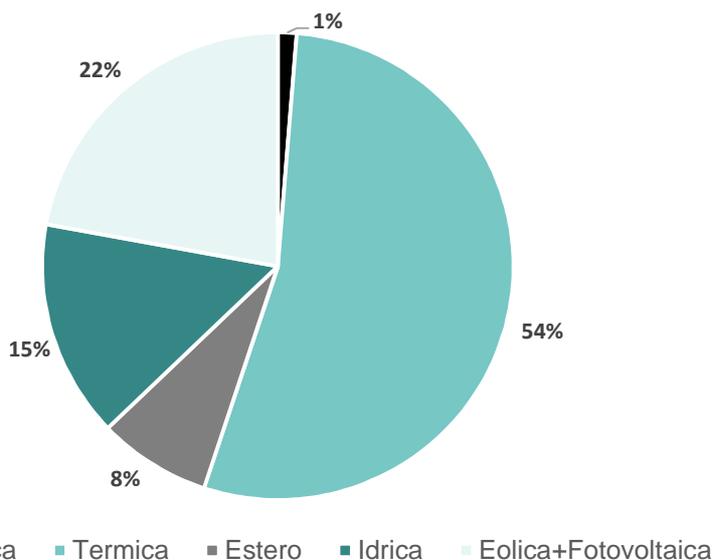
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 27.339MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 01 settembre 2017 ore 12



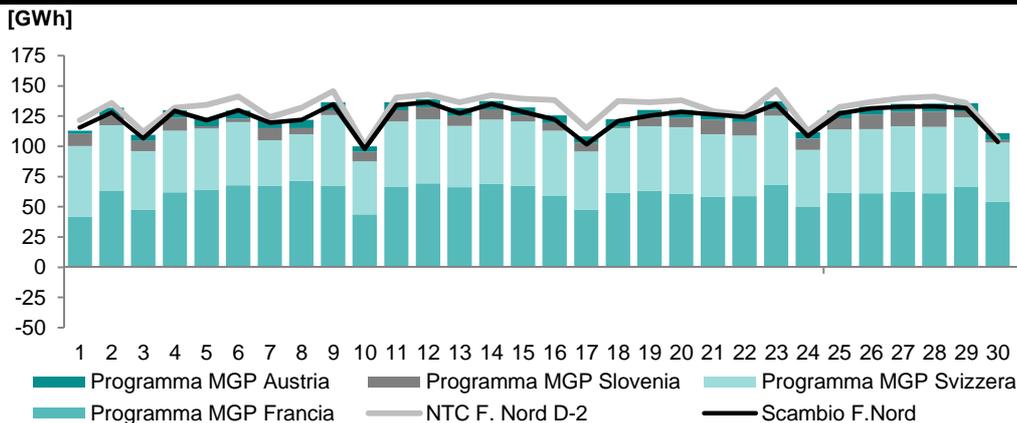
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 38%, la produzione termica per il 54% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Settembre 2017

Nel mese di settembre si evidenzia una buona saturazione del valore a programma di NTC (Net Transfer Capacity) calcolata nel D-2 rispetto ai programmi di scambio sulla frontiera Nord.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di settembre 2017 si registra un Import pari a 3.879GWh e un Export pari a 345GWh.

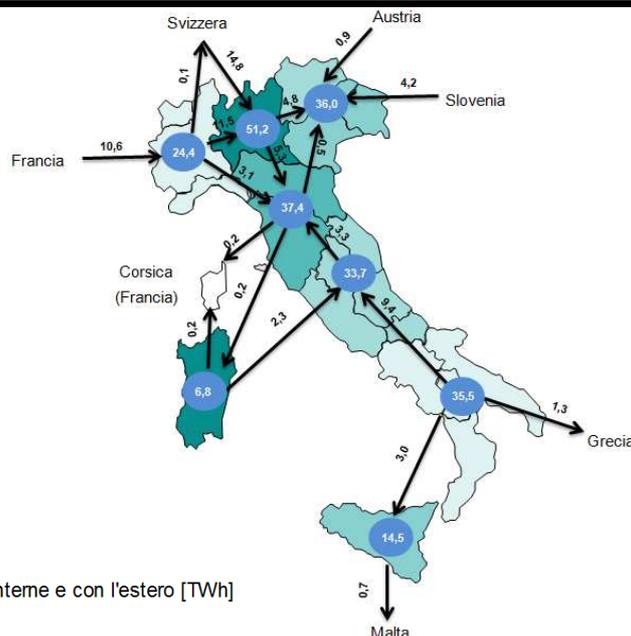
Fonte: Terna

Saldo Movimenti Fisici di Energia – Progressivo Annuo

Il saldo movimenti fisici di energia evidenzia essenzialmente i flussi di energia scambiati tra le varie aree individuate sul sistema elettrico italiano.

Il collegamento a 380kV tra Sicilia e Continente, assicura la gestione in sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e in Calabria.

Mapa Saldo Movimenti Fisici di Energia



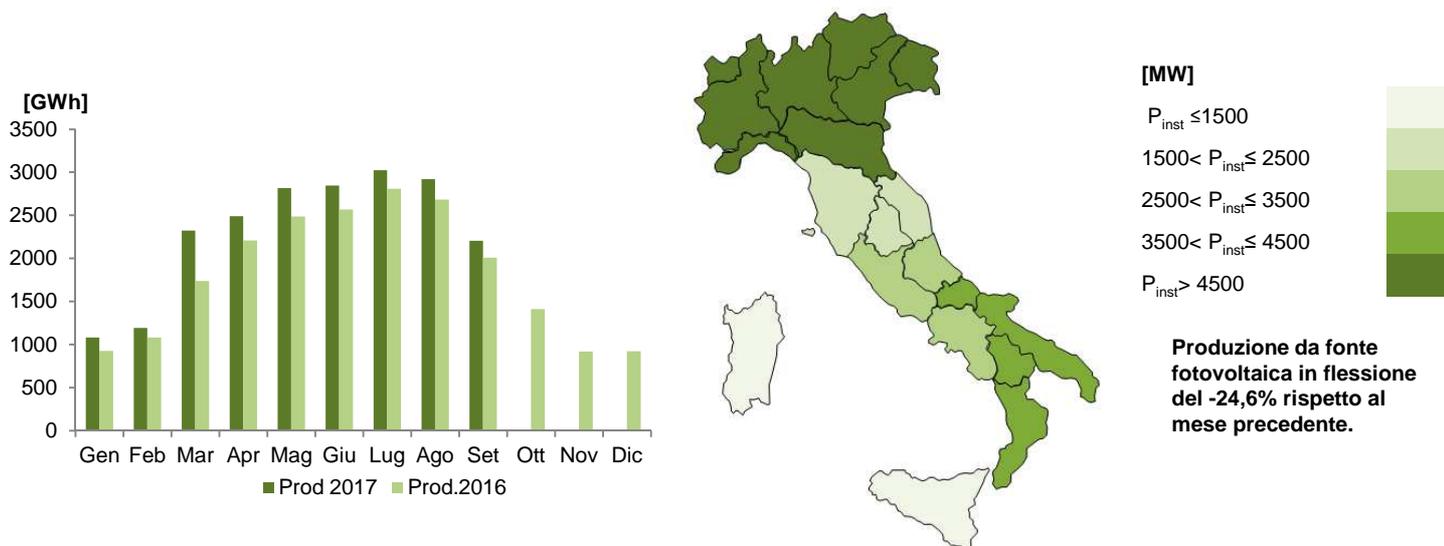
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 7,9TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,0TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di settembre 2017 si attesta a 2.203GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 717GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+12,9%).

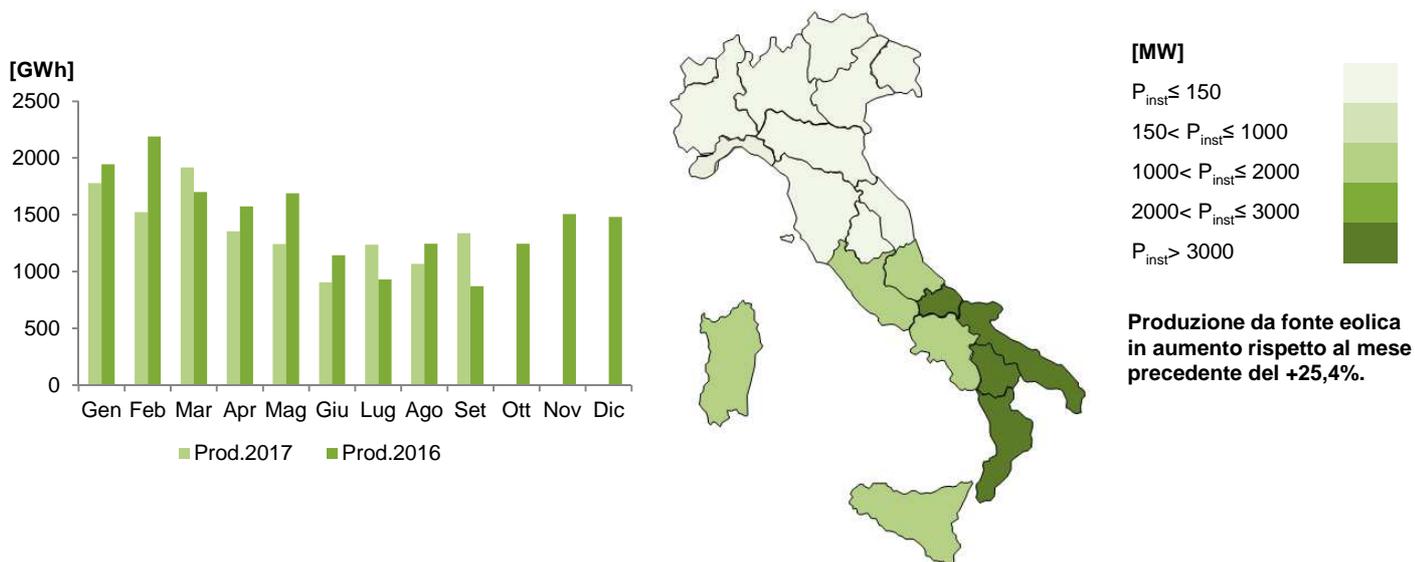
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di settembre 2017 si attesta a 1.338GWh in aumento rispetto al mese precedente di 271GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-7,0%).

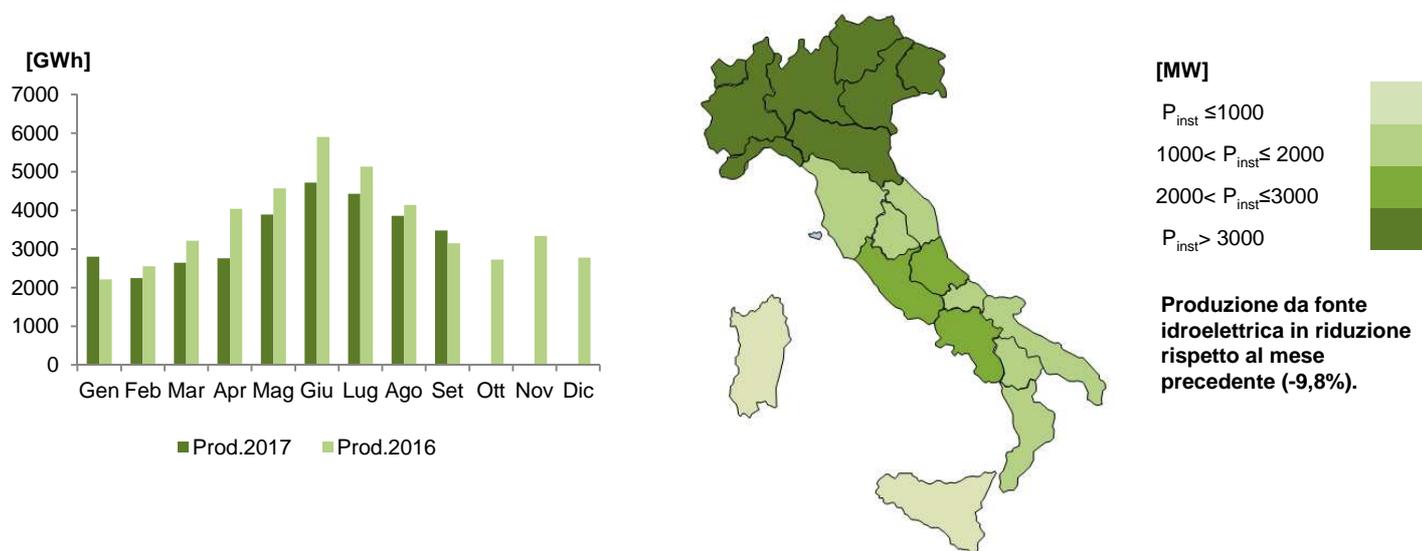
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di settembre 2017 si attesta a 3.482GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 377GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-11,7%) rispetto all'anno precedente.

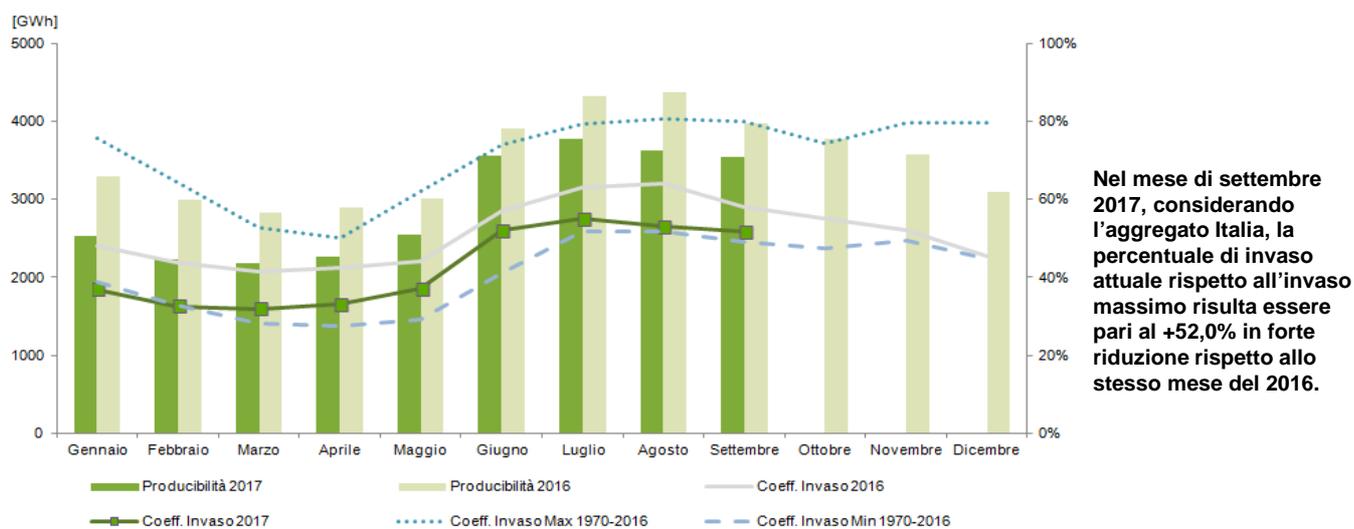
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di settembre è in riduzione rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso

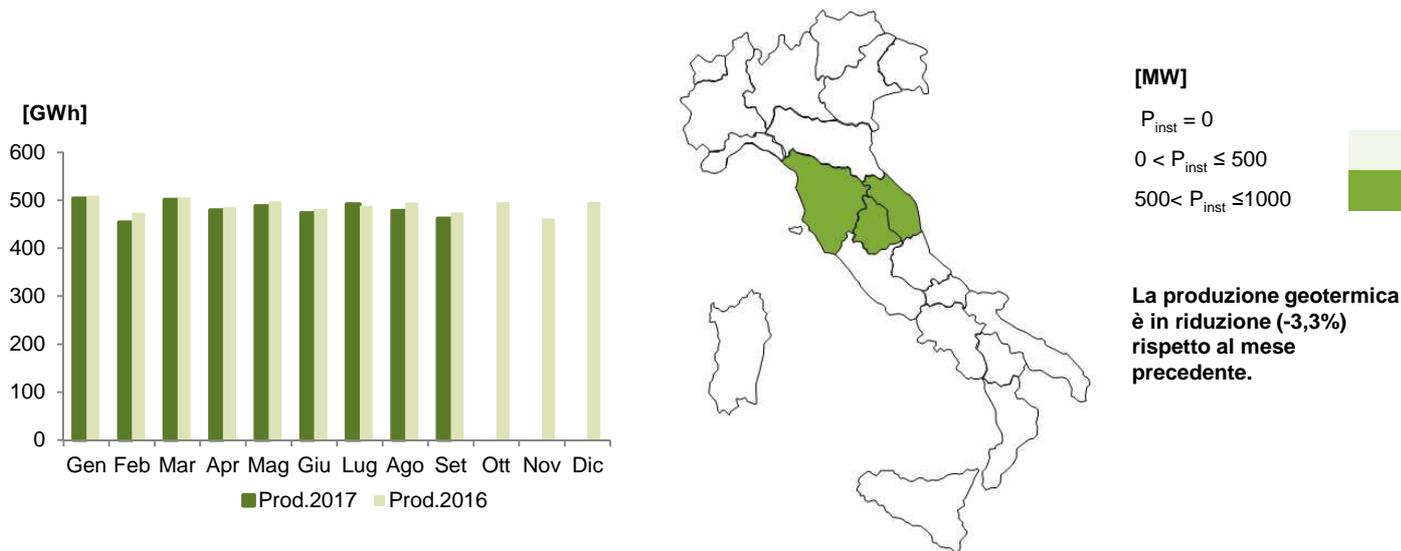


		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2017	Invasi dei serbatoi				
	[GWh]	2.735	645	157	3.536
2016	% (Invaso / Invaso Massimo)	58,9%	35,6%	41,1%	51,7%
	[GWh]	2.903	991	163	3.977
	% (Invaso / Invaso Massimo)	62,6%	50,2%	42,7%	58,2%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di settembre 2017 si attesta a 462GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 16GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,8%) rispetto all'anno precedente.

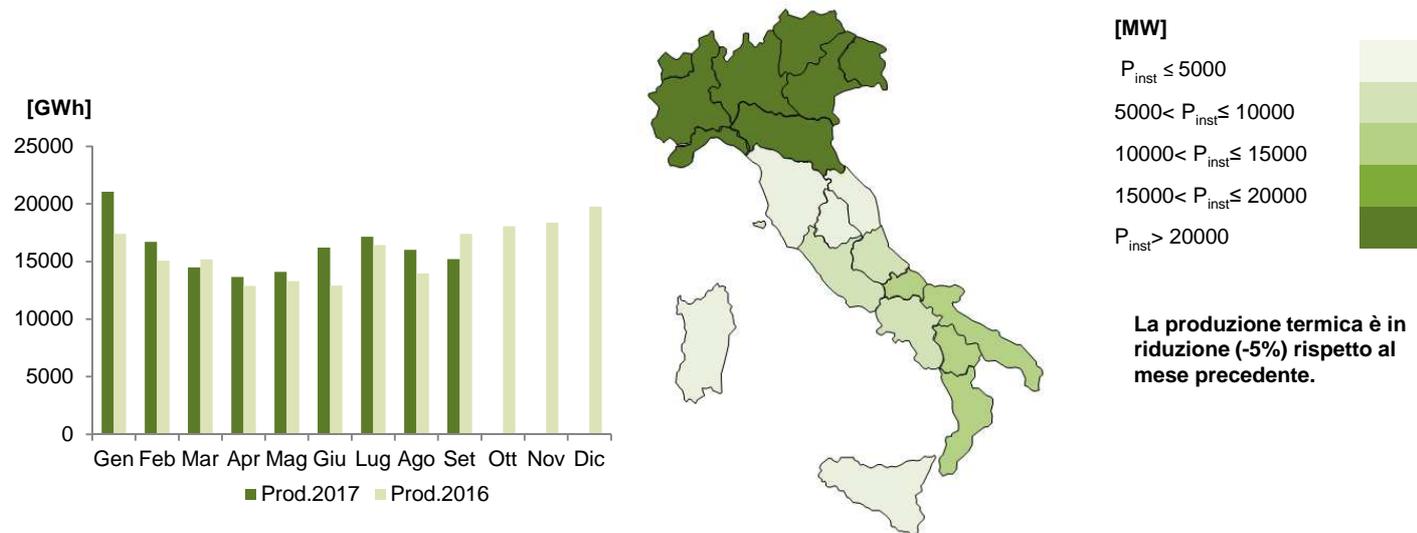
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di settembre 2017 si attesta a 15.227GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 793GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+7,5%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



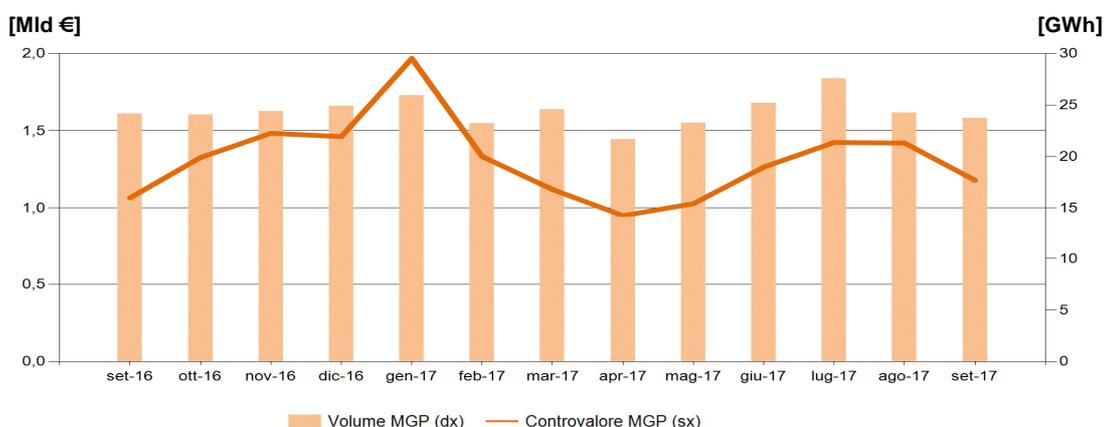
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a settembre è pari a circa €1,2Mld, in riduzione del 17% rispetto al mese precedente ed in crescita del 11% rispetto a settembre 2016.

La riduzione rispetto ad agosto è dovuta ad una riduzione sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €42,9/MWh (settembre 2016) a €48,6/MWh (settembre 2017).

Controvalore e volumi MGP



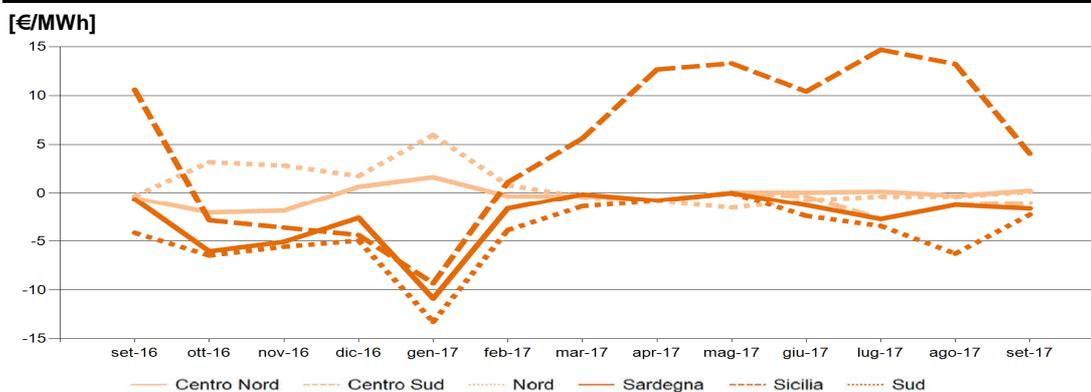
Controvalore settembre 2017 in crescita del 11% rispetto a settembre 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di settembre i prezzi zonalì sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€4/MWh.

Rispetto a settembre 2016 il prezzo della zona Sicilia ha registrato una riduzione media pari a €0,9/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €6,0/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalì settembre 2017 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione della Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a settembre è mediamente pari a €9,8/MWh per le zone Nord e Centro Nord, mediamente pari a €4,6/MWh per le zone Centro Sud, Sud e Sardegna, pari a €0,7/MWh per la zona Sicilia.

Ad agosto è stato mediamente pari a €14,5/MWh per le zone Nord e Centro Nord, mediamente pari a €11,7/MWh per le zone Centro Sud e Sardegna, mediamente pari a €1,8/MWh per le zone Sud e Sicilia.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	48,6	48,7	48,8	47,5	46,3	52,6	46,9
YoY	5,7	6,2	6,5	5,3	7,6	-0,9	4,7
Δ vs PUN	-	0,1	0,2	-1,1	-2,3	4,0	-1,7
Δ vs PUN 2016	-	-0,3	-0,5	-0,7	-4,2	10,6	-0,7
Picco	53,9	55,2	55,1	51,5	48,3	53,1	50,0
Fuori Picco	45,8	45,3	45,4	45,4	45,3	52,4	45,3
Δ Picco vs Fuori Picco	8,1	9,9	9,7	6,1	3,0	0,7	4,8
Massimo	89,8	89,4	89,4	89,4	89,4	96,4	89,4
Minimo	26,0	26,0	26,0	26,0	5,0	0,0	10,0

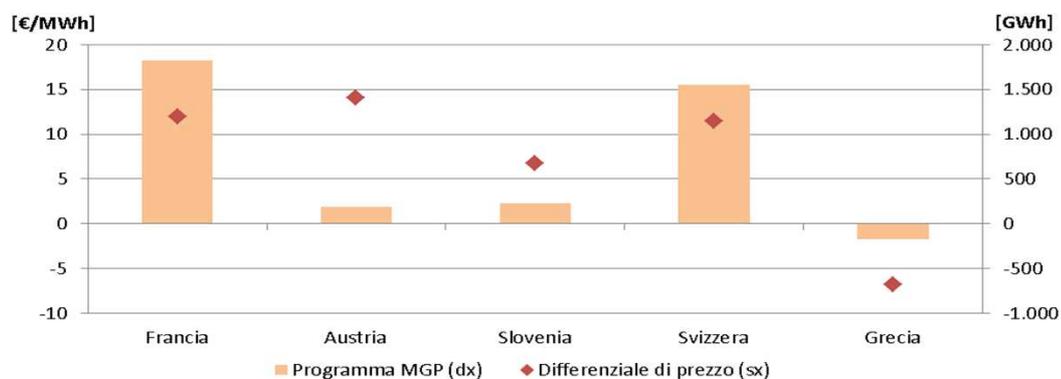
Differenziale picco-fuori picco in calo rispetto al mese precedente ad eccezione della zona Sud

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di settembre si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo su tutte le frontiere ad eccezione della Slovenia.

Nel mese di settembre si è registrato un import complessivo di 3,9TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 47% e il 40%. L'export complessivo è stato di 0,3TWh, di cui la Grecia rappresenta il 94%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



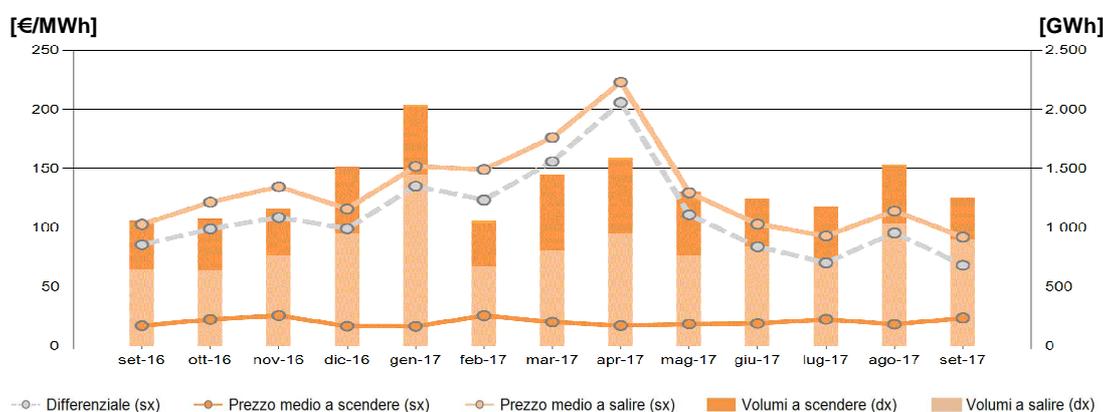
Import netto sulla frontiera nord pari a 3,8 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €68,4/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 29% e rispetto a settembre 2016 del 20%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 13% e quelle a scendere del 29%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 39% e quelle a scendere risultano ridotte del 13%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

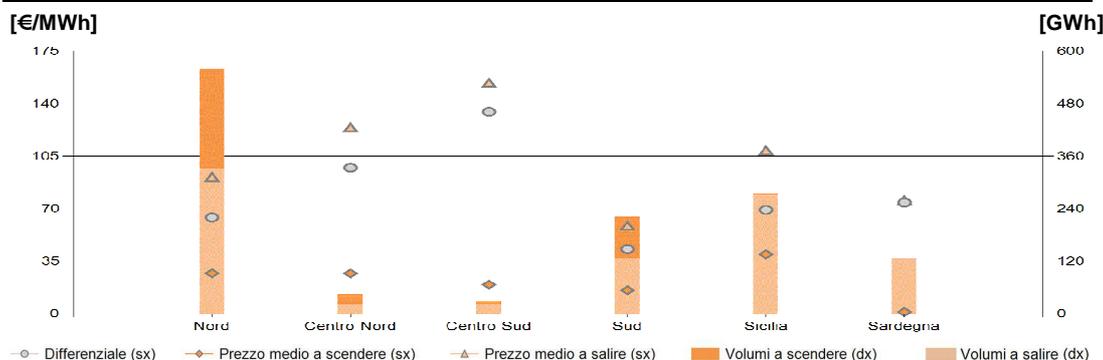


Prezzo medio a salire a settembre 2017 pari a €92,1/MWh
 Prezzo medio a scendere a settembre 2017 pari a €23,7/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€134,5/MWh) è il Centro-Sud, analogamente al mese precedente. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 42% dovuta principalmente ad una riduzione del prezzo medio a salire del 40% (da €255,9/MWh di agosto a €153,9/MWh di settembre).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



Centro-Sud: zona con il differenziale di prezzo più elevato
 Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

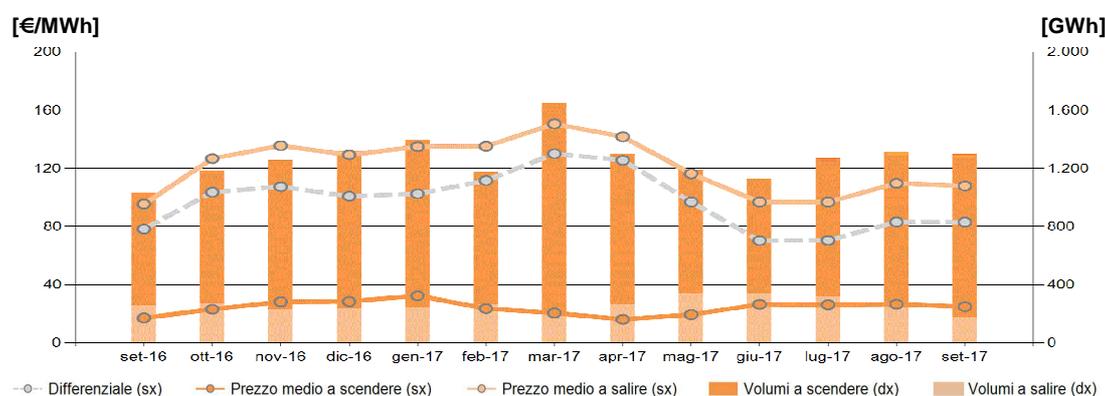
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €83,0/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€83,1/MWh) e in aumento rispetto a settembre 2016 (€78,2/MWh; +6%).

I volumi complessivi sono in leggera riduzione rispetto al mese precedente (-1%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 34% e quelle a scendere sono aumentate del 7%. Rispetto a settembre 2016, le movimentazioni a salire si sono ridotte del 31% e le movimentazioni a scendere sono aumentate del 44%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a settembre 2017 pari a €107,9/MWh
 Prezzo medio a scendere a settembre 2017 pari a €24,9/MWh

Fonte: Terna

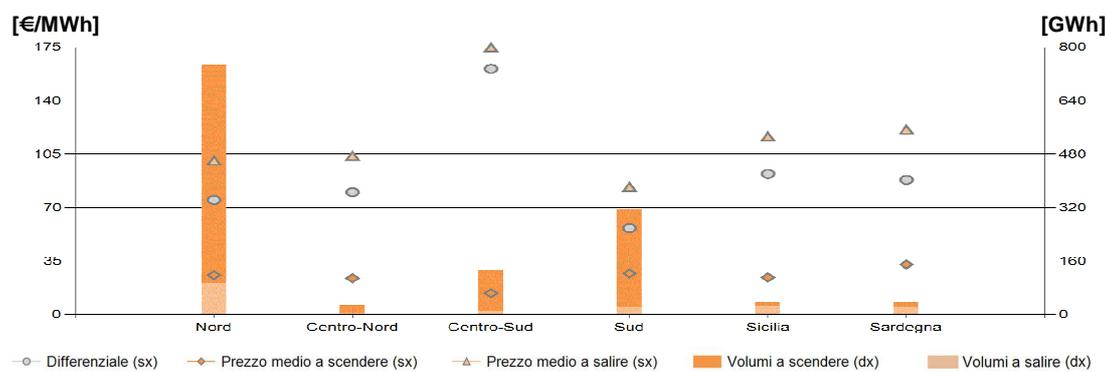
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€160,9/MWh) è il Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 203,8 €/MWh).

A settembre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (653GWh), seguita da Sud (289GWh) e Centro-Sud (122GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone, ad eccezione della Sicilia (+9%) e del Sud (+30%).

La zona che registra il maggior calo percentuale del differenziale di prezzo rispetto al mese precedente è la Sardegna (-36%), seguita dal Centro-Nord (-29%) e dal Centro-Sud (-21%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Centro-Sud: zona caratterizzata dal differenziale di prezzo più elevato
 Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

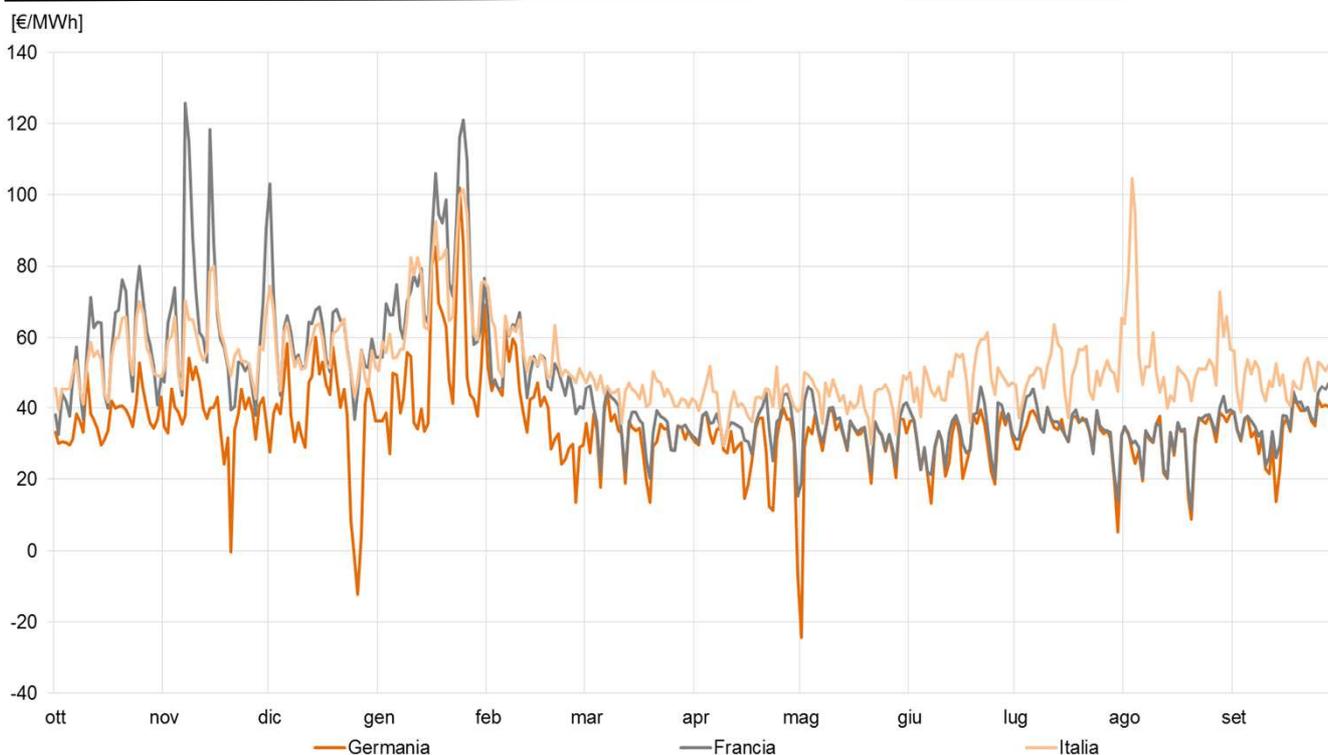
Nel mese di settembre i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$55/bbl, in aumento rispetto ai \$51/bbl di agosto (+7%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$91/tn con un aumento rispetto a quelli di agosto che si erano stabilizzati intorno ai \$85/tn (+7%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati ad agosto €17/MWh (+8%) rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €19/MWh in aumento rispetto ai €18/MWh di agosto (+5%).

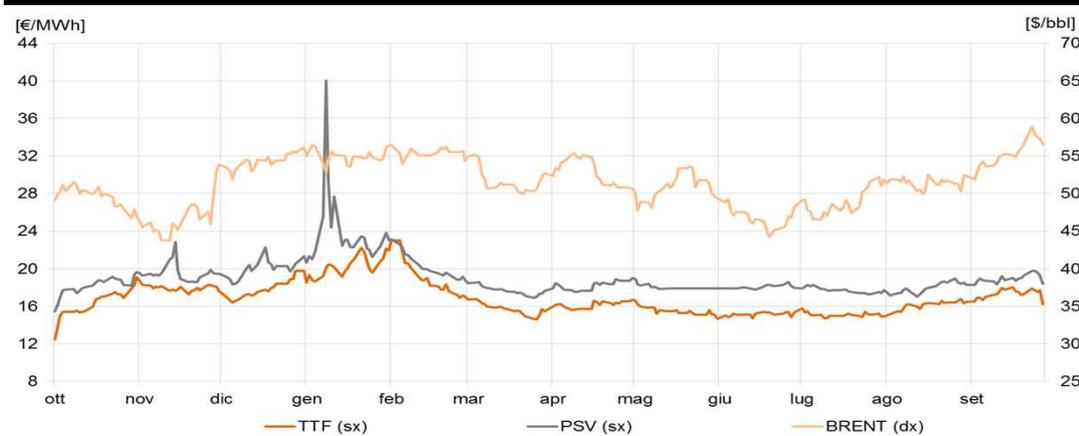
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di settembre sono diminuiti rispetto al mese di agosto con una media mensile di €51/MWh (-14%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

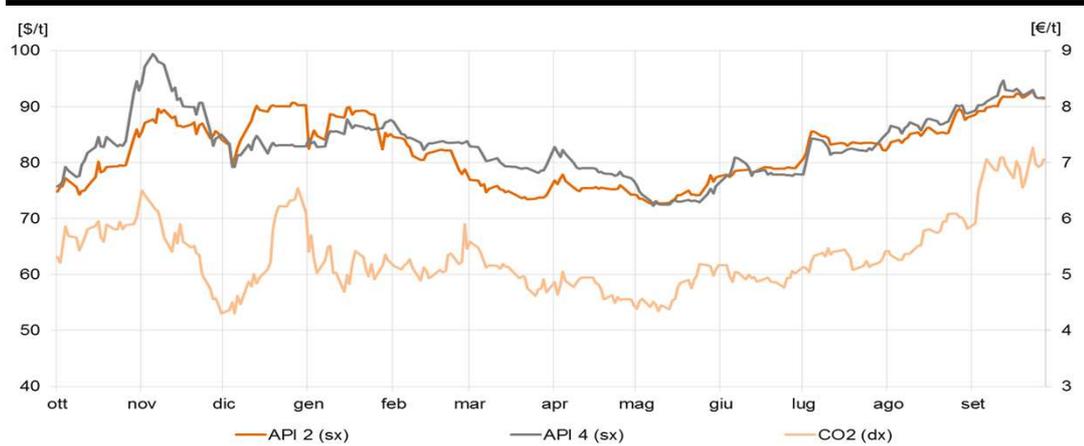
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€1,6/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

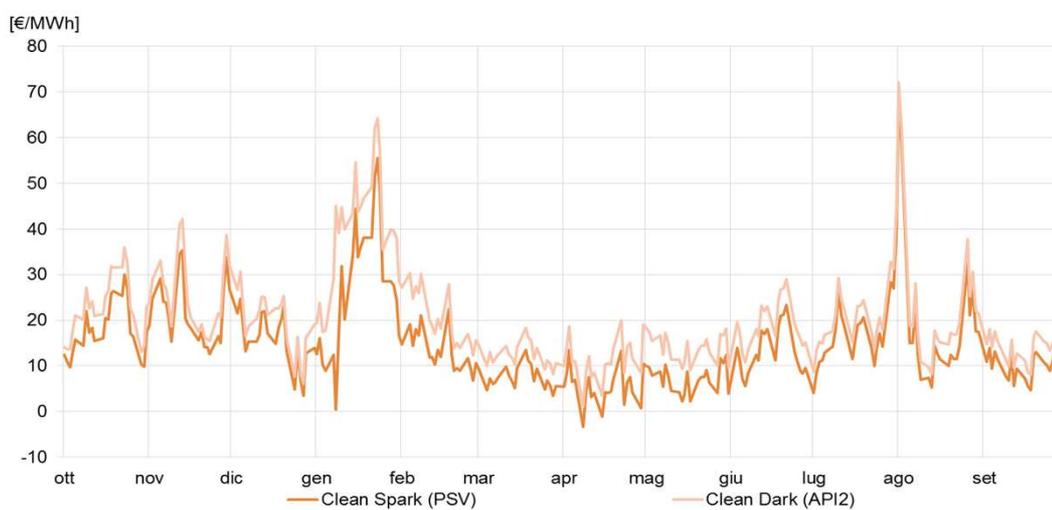
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$0,9/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €10,3/MWh (-50% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €14,1/MWh (-43% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

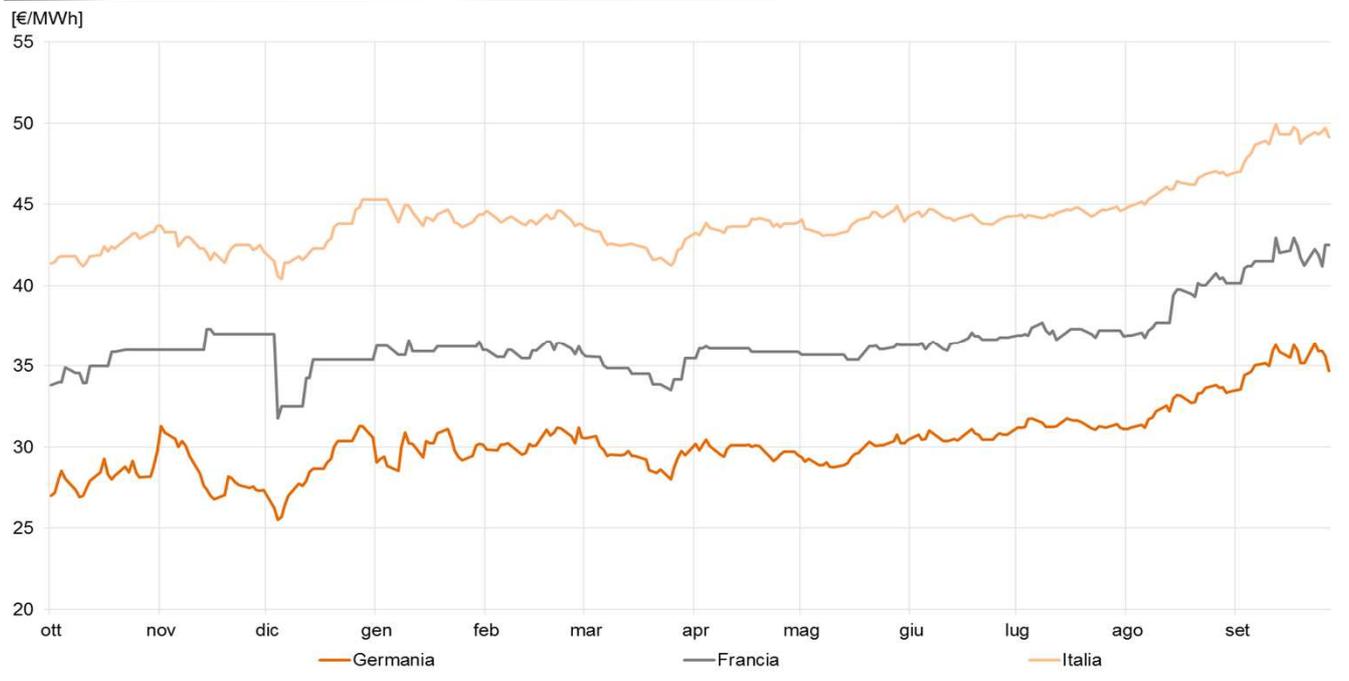
Nel mese di settembre i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$52/bbl, rispetto ai \$50/bbl di agosto con un aumento del 4%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$81/t (+6% rispetto al valore di agosto che si era attestato a \$77/t).

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in aumento tra settembre e il mese precedente attestandosi intorno ai \$19/MWh (+5%).

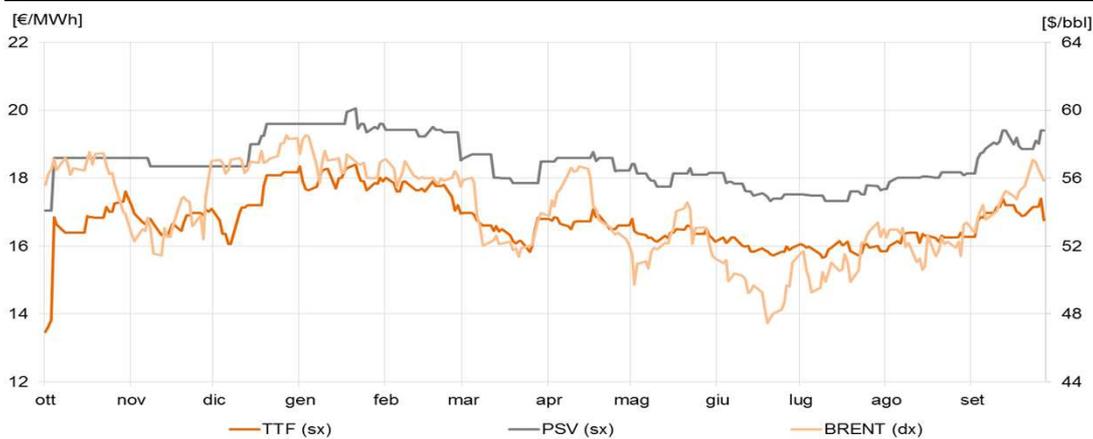
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €49/MWh in aumento rispetto al mese precedente (+6%). Trend in aumento si registra sia per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €42/MWh (+8%) sia in Germania stabilizzandosi a circa €35/MWh (+9%).

Prezzi elettricità Forward 2018



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward 2018 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€2,0/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

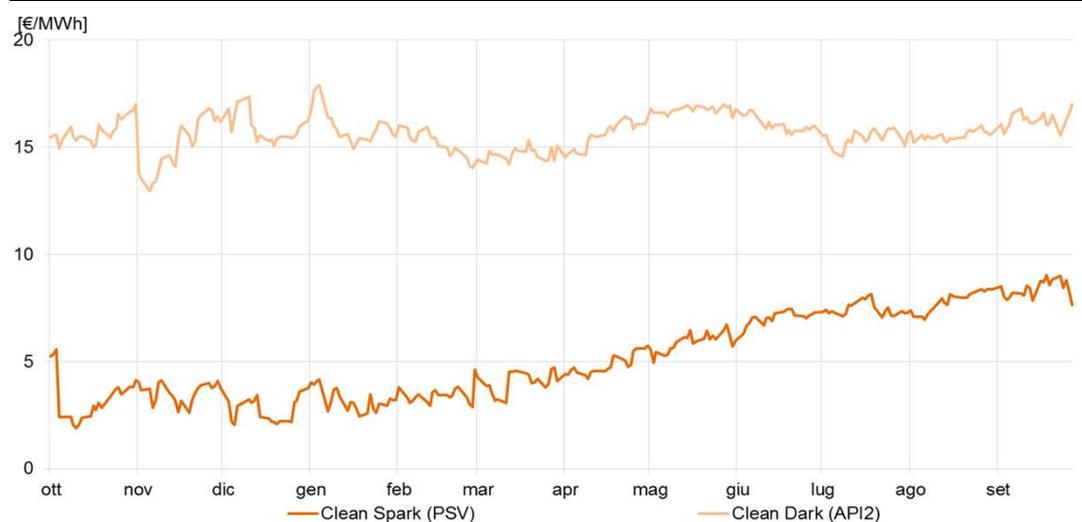
Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,7/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€8,4/MWh (+8% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€16,3/MWh (+4% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti dell'AEEGSI di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Settembre 2017. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Disposizioni urgenti per la fornitura del servizio di importazione virtuale per il periodo settembre-dicembre 2017

[Delibera 635/2017/R/eel](#)

Con tale provvedimento l'Autorità dà indicazioni a Terna per la gestione del servizio di importazione virtuale per gli ultimi mesi del 2017, a seguito della comunicazione con la quale uno degli *shipper* selezionati per la fornitura del servizio di importazione virtuale per l'anno 2017, ha reso noto che non sarebbe stato più in grado di prestare il servizio per un quantitativo complessivo di 105 MW a tre soggetti finanziatori di *interconnector* ai sensi della legge 99/09, a partire dal 1° settembre 2017.

Con il provvedimento l'Autorità ha quindi:

- dato mandato a Terna di effettuare una procedura per l'assegnazione del servizio di importazione virtuale per il periodo ottobre-dicembre 2017 per 105 MW;
- previsto che i 3 soggetti finanziatori, associati allo *shipper* inadempiente, ricevano una compensazione economica per il mese di settembre in luogo del servizio di importazione virtuale;
- gli eventuali extra – oneri, cioè gli oneri eccedenti quelli che Terna avrebbe sostenuto qualora lo *shipper* in questione non avesse cessato di prestare il servizio, sono fatturati da Terna a tale soggetto.

Rendite di congestione alle frontiere: relazione ai sensi dell'articolo 6, comma 6.5, dell'Allegato I al Regolamento (CE) 714/2009

[Delibera 647/2017/I/eel](#)

Ai sensi del Regolamento (CE) 714/2009, l'Autorità ha pubblicato la relazione annuale sulle rendite da congestione derivanti dall'allocazione della capacità di interconnessione con l'estero, sulla base dei dati trasmessi da Terna. In particolare la relazione dà evidenza della quota parte delle rendite da congestione spettante al sistema italiano, riportando:

- i dati definitivi delle rendite per il periodo gennaio 2016 - giugno 2016
- i dati provvisori delle rendite per il periodo luglio 2016 – giugno 2017

L'Autorità dà atto che tali proventi sono utilizzati da Terna in conformità a quanto previsto dal Regolamento 714/09 (riduzione del corrispettivo uplift).

Determinazioni in merito agli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema Edison - A2A Energiefuture

[Delibera 632/2017/I/eel](#)

Con tali delibere, l'Autorità stabilisce che Terna riconosca il saldo, relativo all'anno 2014, del corrispettivo a reintegrazione dei costi degli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema:

- ad Edison Trading per l'impianto di San Quirico
- ad A2A Energiefuture per l'impianto di San Filippo del Mela 150kV e 220kV

[Delibera 633/2017/I/eel](#)

Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali: modalità e condizioni di accesso

[DCO 663/2017/R/eel](#)

Il DCO ha ad oggetto i requisiti per l'iscrizione e la permanenza delle imprese di vendita nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (Elenco Venditori Elettricità).

La legge 124/2017- c.d. Legge Concorrenza prevede che:

- per svolgere l'attività di vendita ai clienti finali, le imprese di vendita debbano essere iscritte in un Elenco da istituirsi presso il MISE. Ciò al fine di fornire ai clienti informazioni in merito all'affidabilità dei venditori, anche in vista del superamento della maggior tutela dal 1 luglio 2019; e
- il MISE, con proprio decreto e su proposta dell'Autorità, definisca i requisiti sulla base dei quali valutare l'affidabilità del venditore.

Il DCO è dunque funzionale alla definizione della proposta dei requisiti per il MISE e prevede, sulla base del rispetto dei requisiti, l'attribuzione a ciascun venditore di una classe di affidabilità (corretta e piena attività, attenzione, osservazione, inaffidabilità).

Tra i requisiti per la classificazione dell'impresa di vendita come "affidabile", l'Autorità propone la puntualità dei pagamenti a Terna da parte dell'utente del dispacciamento associato all'impresa di vendita stessa. A tal fine, l'Autorità suggerisce di usare l'indice di onorabilità (Io) calcolato da Terna in base al Regolamento del sistema di garanzie di Terna (A.61 al Codice di rete).

Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti

[DCO 645/2017/R/eel](#)

Il DCO ha ad oggetto gli orientamenti in materia di incremento della resilienza delle reti ed è principalmente focalizzato sulla resilienza delle reti di distribuzione.

L'Autorità evidenzia la necessità di un approccio integrato, al fine di completare il coordinamento tra Terna e distributori nonché la necessità di aggiornamento, alle mutate condizioni meteo, delle mappe di rischio per ghiaccio e neve.

Gli incentivi considerati sono:

- reputazionali, solo per la distribuzione, finalizzati all'integrazione graduale degli attuali Piani di sviluppo, dei piani per la resilienza e dei piani di rinnovo della rete in Piani Integrati di Distribuzione (PID) e alla loro progressiva pubblicazione, anche sotto forma di monitoraggio dell'implementazione e di eventuali scostamenti rispetto al piano. Nel merito l'Autorità ritiene che anche i processi di selezione degli investimenti della distribuzione debbano essere sempre più supportati da adeguate analisi costi-benefici, cui dare evidenza pubblica;
- economici, per gli interventi volti a:
 - a) aumentare la tenuta alle sollecitazioni, solo per la distribuzione, per cui oggi – diversamente che per la trasmissione – le interruzioni per cause di forza maggiore non concorrono alla determinazione dei target e dei consuntivi per il calcolo di premi e penalità della qualità del servizio;
 - b) accelerare e rendere efficace la fase di ripristino anche attraverso misure di prevenzione e approntamento.

Legenda

API2 – CIF ARA: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam - Anversa (ARA).

API4 – FOB Richard Bay: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. E' determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richard Bay.

Aree territoriali: sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta

MILANO: Lombardia ()*

VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige

FIRENZE: Emilia Romagna () - Toscana*

ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche

NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria

PALERMO: Sicilia

CAGLIARI: Sardegna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA

CENTRO e SUD – include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI

SOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

Brent: è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.

MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO₂: è determinato dall' European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra in Europa finalizzato alla riduzione delle emissioni.

PUN - Prezzo Unico Nazionale: rappresenta il Prezzo Unico Nazionale calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

Prezzo Zonale MGP: è il prezzo di equilibrio di ciascuna zona calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

PSV - Punto di Scambio Virtuale: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale in Italia.

TTF - Title Transfer Facility: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale nei Paesi Bassi.

YoY – Year on Year: variazione percentuale dello scostamento tra il periodo dell'anno corrente rispetto al allo stesso periodo dell'anno precedente

Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2016 sono definitivi.
2. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2017 sono provvisori.
3. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2017 – elaborati alla fine di ogni mese utilizzando gli archivi di esercizio – sono soggetti ad ulteriore e puntuale verifica o ricalcolo nei mesi seguenti sulla base di informazioni aggiuntive. Questa operazione di affinamento del valore mensile si traduce, per i dati di bilancio, in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito www.terna.it.