

Novembre 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Novembre 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese
pag. 5

A fine novembre ENTSO-E ha pubblicato il report sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico europeo attese per l'inverno 2017/2018 «Winter Outlook Report». Il «Focus del mese» descrive cosa è il WOR e le sue risultanze in termini di potenziali rischi di mancata copertura della domanda di energia elettrica durante il periodo invernale

02 Bilanci
pag. 12

Nel mese di novembre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,6 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento dell'1,3% rispetto ai volumi di novembre dell'anno scorso. Nei primi undici mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,6% rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +1,9%.

Nel mese di novembre 2017, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'89,9% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-1,9% della produzione netta rispetto a novembre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +42,5% rispetto a novembre 2016).



03 Sistema Elettrico
pag. 18

A novembre 2017 la produzione nazionale netta pari a 24.137GWh è composta per il 27% da fonti energetiche rinnovabili (6.553GWh) ed il restante 73% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+16,6%) e una flessione della produzione Idrica (-37,1%) rispetto all'anno precedente



04 Mercato Elettrico
pag. 21

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a novembre è pari a circa €1,7Mld, in crescita del 25% rispetto al mese precedente e del 13% rispetto a novembre 2016.

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €103,3/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 13% e in riduzione rispetto a novembre 2016 del 5%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-1%),.

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €107,0/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€103,5/MWh; 3%) ma in linea con novembre 2016 (€107,3/MWh). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+11%).



05 Regolazione
pag. 29

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



Novembre 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

ENSTO-E «Seasonal Outlook» Report

EXECUTIVE SUMMARY

Il 30 novembre l'associazione europea dei Gestori di Rete di Trasmissione (Entso-E) ha pubblicato il report sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico europeo attese per l'inverno 2017/2018 «Winter Outlook Report» (nel seguito: WOR).

Il WOR sintetizza le evidenze emerse dalle analisi di adeguatezza condotte a livello Pan-europeo, con lo scopo di individuare potenziali rischi di mancata copertura della domanda di energia elettrica durante il periodo invernale.

In particolare, le valutazioni condotte mostrano come la sicurezza dell'approvvigionamento per il prossimo periodo invernale risulterebbe a rischio in caso di condizioni meteo estreme (es. ondate di freddo intenso) e contemporanea bassa disponibilità del parco di generazione (es. ridotta disponibilità del parco nucleare francese). In tale scenario, infatti, condizioni di scarsità simultanea in più Paesi renderebbe difficile garantire la copertura della domanda di energia elettrica a livello europeo.

Tale studio dimostra inoltre 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: nelle settimane e negli scenari in cui le condizioni di scarsità sono limitate solo ad alcuni Paesi, questi riescono a coprire la propria domanda di energia grazie all'importazione dalle aree limitrofe.

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

CHE COS'È IL SEASONAL OUTLOOK



I «Seasonal Outlook» sono report pubblicati da Entso-E due volte l'anno, appena prima dell'inizio della stagione analizzata (inverno ed estate), in ottemperanza all'articolo 8 del Regolamento (UE) 714/2009 e all'articolo 106 del Regolamento (UE) 2017/1485 (anche noto come «System Operation Guidelines»).

In questi report vengono analizzate le condizioni di adeguatezza attese per la stagione immediatamente successiva, indagando i principali fattori di rischio quali, ad esempio, le incertezze sulle condizioni meteo e la disponibilità del parco di generazione (inclusa la produzione da fonti rinnovabili non programmabili).

Il report fornisce, ai TSO quanto agli Stakeholders, una visione d'insieme sulle condizioni di adeguatezza attese a livello europeo, analizzando in particolare la capacità del sistema interconnesso di supplire ad eventuali condizioni di scarsità locali tramite il mutuo supporto tra i Paesi.

Nel documento è anche riportata un'analisi sulle condizioni di adeguatezza registrate nella stagione precedente. La revisione si basa su informazioni qualitative fornite dai TSO, nelle quali vengono rappresentati gli eventi più importanti verificatisi durante il periodo trascorso. Ciò consente di verificare la qualità delle previsioni del report precedente, sulla base degli eventi effettivamente registrati, e di individuare eventuali azioni di miglioramento.

OBIETTIVO DEL SEASONAL OUTLOOK

L'obiettivo del documento è duplice:

- accogliere informazioni da ciascun TSO e condividerle all'interno della comunità, con lo scopo di consentire ai TSO confinanti di definire le contromisure necessarie a mitigare le eventuali criticità individuate.
- Informare gli Stakeholder sui potenziali rischi per l'adeguatezza del sistema con lo scopo di sensibilizzare e incentivare le parti interessate ad adottare comportamenti volti al contenimento del rischio, quali ad esempio la revisione dei programmi di manutenzione degli impianti di generazione o la riduzione del proprio consumo nelle ore di picco («peak shaving»).

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 Entso-E e i principali parametri di incertezza e relativi obiettivi.

Tab 1: Studi previsionali in ambito ENTISO-E

ENTSO-E Report	Orizzonte temporale	Incertezza	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: ENTISO-E Winter Outlook 2017/2018

In particolare, l'orizzonte di analisi consente di:

- migliorare l'accuratezza previsionale rispetto alle analisi di lungo termine (es. MAF), grazie alla maggiore disponibilità di informazioni per il periodo in esame;
- avere a disposizione un più ampio spettro di contromisure da attivare per far fronte ad eventuali criticità, rispetto alle analisi settimanali (es. SMTA).

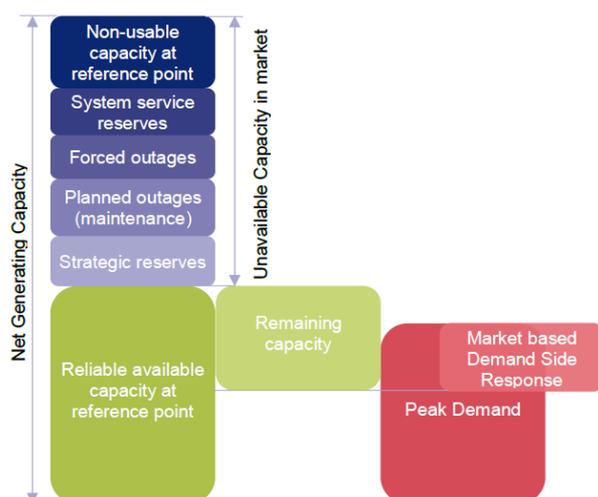
METODOLOGIA

Con il termine “adeguatezza” si intende la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso, rispettando i requisiti di sicurezza e qualità del servizio. Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto in grado di seguire il profilo della domanda attesa, con i necessari margini di riserva, in ogni istante.

Nel WOR, le previsioni vengono eseguite utilizzando una metodologia comune che si basa su dati raccolti dai vari TSO, oltreché sulla banca dati climatica condivisa a livello europeo (PECD). Le analisi vengono eseguite prima a livello di singolo paese, valutando la capacità delle risorse interne di soddisfare i requisiti di adeguatezza («margini a salire») senza il contributo delle interconnessioni, e poi a livello europeo, tenendo conto della possibilità di mitigare/risolvere eventuali criticità locali tramite l'utilizzo delle interconnessioni.

Tali analisi vengono condotte tramite un approccio deterministico in cui, per ciascun istante analizzato ⁽¹⁾, sono valutati due distinti scenari: «*Normal condition*» con condizioni meteo e disponibilità del parco di generazione in linea con le medie stagionali; «*Severe condition*» con condizioni meteo avverse (freddo intenso) e ridotta disponibilità del parco di generazione (bassa produzione da FER non programmabili e alta accidentalità degli impianti convenzionali).

Fig 1: Net generation capacity and Remaining capacity



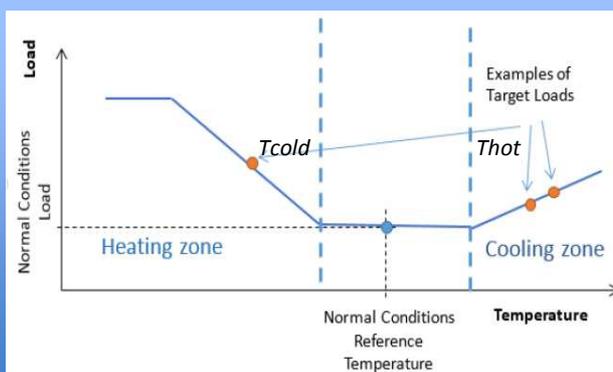
Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

Laddove le analisi deterministiche evidenziano un rischio di mancata copertura, la probabilità di accadimento di tale criticità viene quantificata mediante simulazioni probabilistiche che vanno a riprodurre le condizioni meteo registrate negli ultimi 34 anni a livello europeo in termini di temperature (e, quindi, fabbisogno – vedi fig.2) e producibilità rinnovabile attesa.

Fig 2: Dipendenza della domanda elettrica dalla temperatura ambientale

La domanda di energia elettrica è tipicamente dipendente dalla temperatura:

- Al di sotto della soglia T_{cold} , il fabbisogno aumenta al diminuire della temperatura («Heating Zone») per effetto dei sistemi di riscaldamento.
- Al di sopra della soglia T_{hot} , il fabbisogno aumenta all'aumentare della temperatura («Cooling Zone») per effetto dei sistemi di condizionamento.
- Nel range compreso tra le due soglie («Comfort Zone»), il fabbisogno risulta invariante con la temperatura.



Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

Nei Seasonal Outlook vengono inoltre effettuate delle valutazioni per individuare eventuali problemi di «margini a scendere».

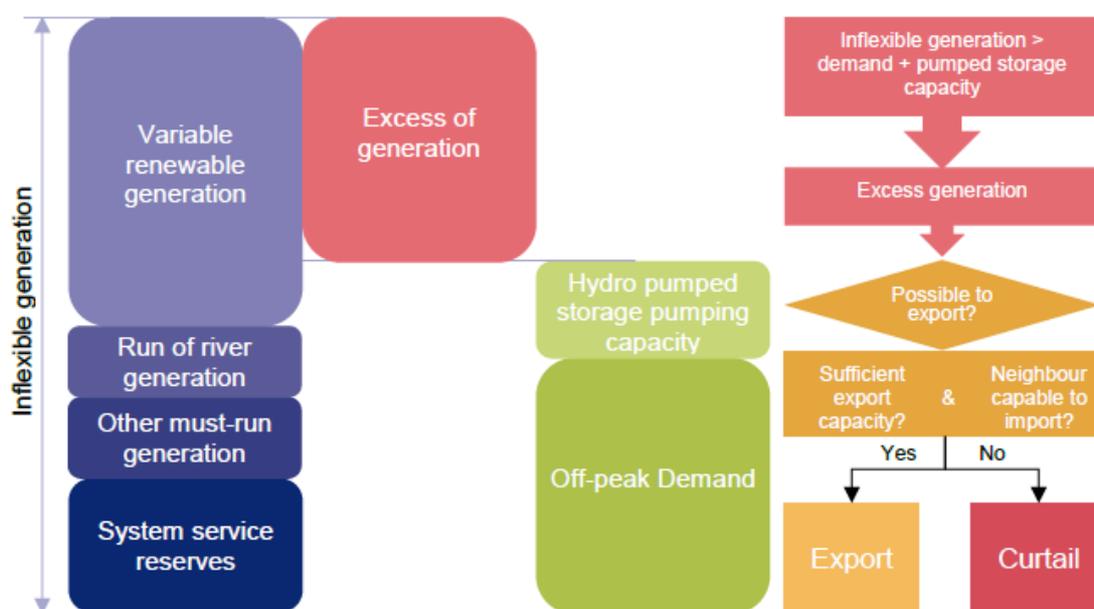
In particolare, queste valutazioni hanno lo scopo di individuare potenziali condizioni di «over generation» in cui, cioè, la quantità di generazione «incomprimibile» supera il fabbisogno di energia nell'area in esame.

Con il termine «incomprimibile» si fa riferimento alla somma delle immissioni da:

- Impianti non controllabili direttamente dal TSO;
- Fonti rinnovabili non programmabili (principalmente da fonte eolica e solare);
- Impianti la cui attivazione è indispensabile ad esercitare il sistema elettrico entro i prefissati limiti di sicurezza.

Qualora vi siano aree in cui la generazione «incomprimibile» superi il fabbisogno interno, viene verificata la possibilità di esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe. Qualora questo non sia possibile (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe), sarà quindi necessario ricorrere al taglio della produzione rinnovabile (vedi figura 3).

Fig 3: Eccesso di generazione e possibilità di export/curtail



Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

I periodi temporali analizzati sono:

- l'ora 5 della domenica dove, registrando il minimo valore di fabbisogno settimanale, un'elevata produzione eolica potrebbe causare problemi di «margini a scendere»;
- l'ora 11 della domenica dove, registrando valori di fabbisogno superiori a quelli notturni ma comunque ridotti, un'elevata produzione eolica sommata all'immissione fotovoltaica tipica delle ore centrali della giornata potrebbe causare problemi di «margini a scendere».

EVOLUZIONE DEL PARCO DI GENERAZIONE

Sulla base dei dati raccolti nei 43 Paesi che hanno contribuito al report, risulta una capacità totale di generazione complessivamente in linea con quella disponibile lo scorso inverno.

Si evidenzia tuttavia un sostanziale cambiamento nel mix energetico, con una contrazione del parco convenzionale (-14GW) a favore di una maggiore capacità installata da impianti non programmabili (+14GW), come riportato in figura 4. Occorre però sottolineare come, a parità di capacità installata, il contributo all'adeguatezza degli impianti non programmabili (caratterizzati da una disponibilità altamente aleatoria) risulta essere significativamente inferiore a quello fornito da impianti convenzionali.

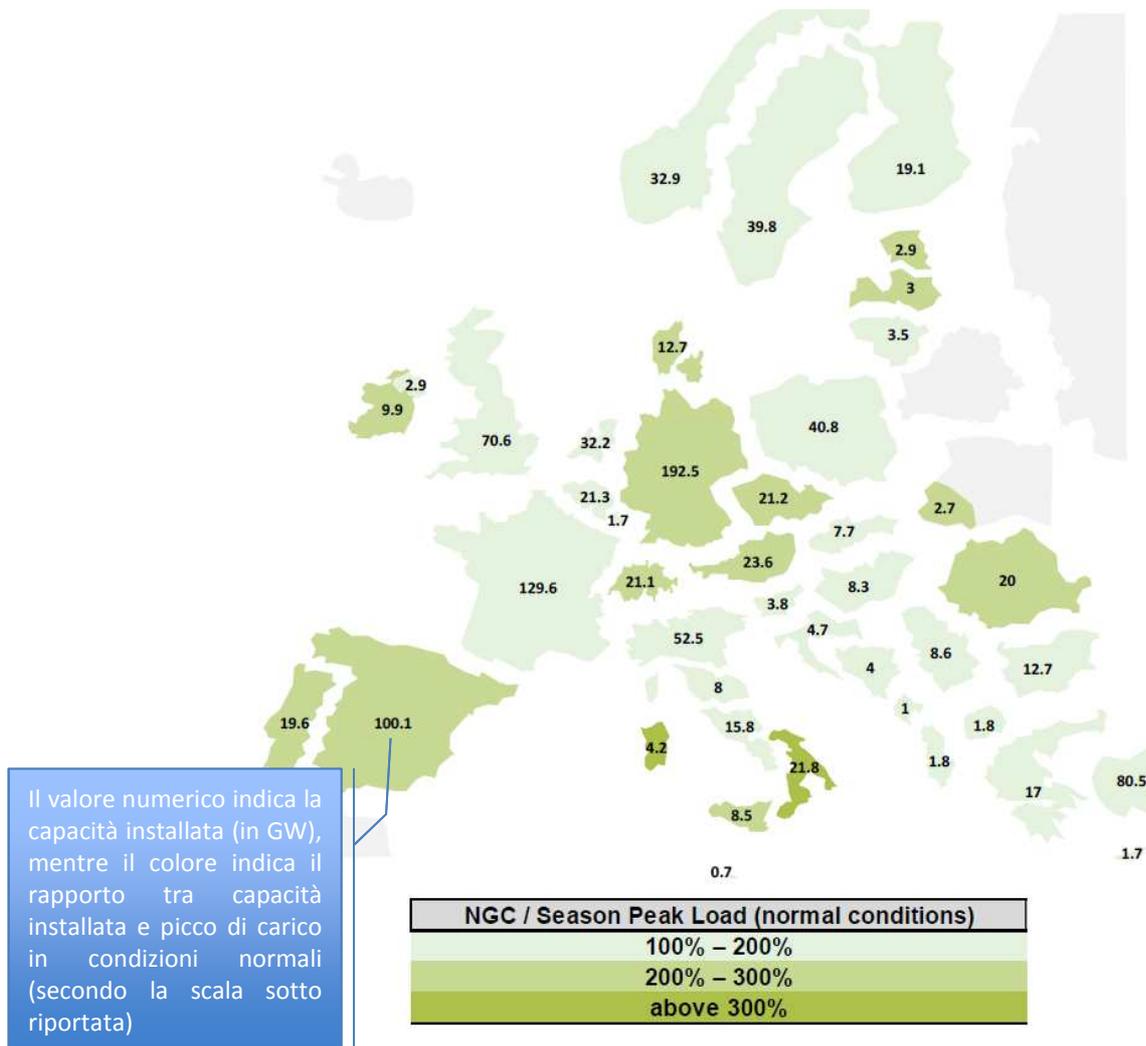
Fig 4: Evolution of net generating capacity in 2017



Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

Un'analisi del livello di capacità installata rapportata al picco di fabbisogno atteso (vedi figura 5) per il prossimo inverno (in condizioni normali) evidenzia come in Europa, quanto in Italia, vi siano zone con un potenziale eccesso di capacità (es. zona Sud in Italia) e zone strutturalmente deficitarie (es. zona Centro Nord in Italia).

Fig 5: Capacità installata (GW) per Paese



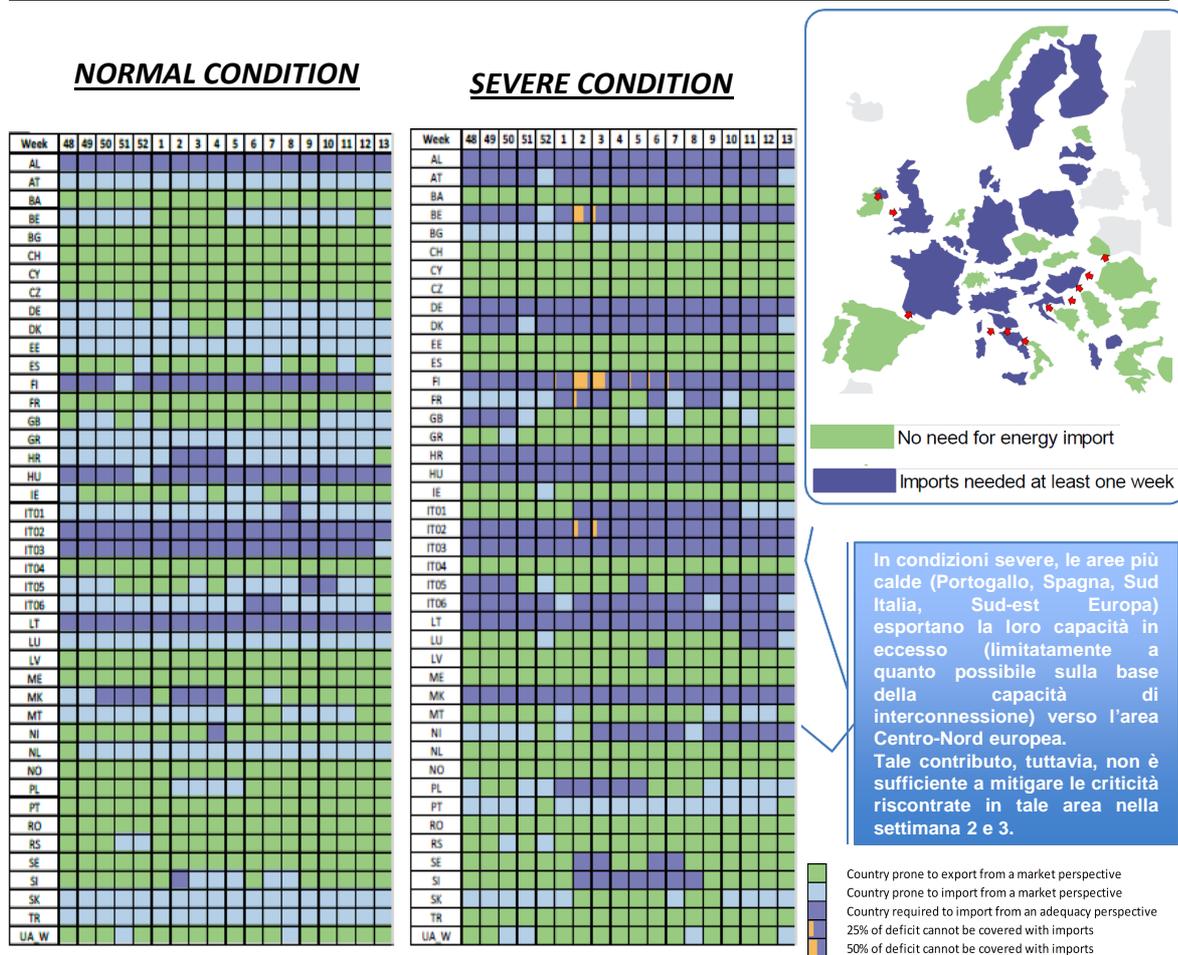
Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

RISULTATI

Le analisi deterministiche circa i margini di adeguatezza hanno evidenziato come (vd fig 6):

- in condizioni normali, il sistema europeo sia in grado di soddisfare la domanda di energia elettrica in ciascuna zona grazie anche al mutuo soccorso tra le aree.
- in condizioni severe, con particolare riferimento al mese di gennaio 2018, il sistema europeo non è in grado di sopperire alla domanda attesa. In tale scenario, sono attese criticità anche in Italia (soprattutto nelle zone Nord e Centro Nord).

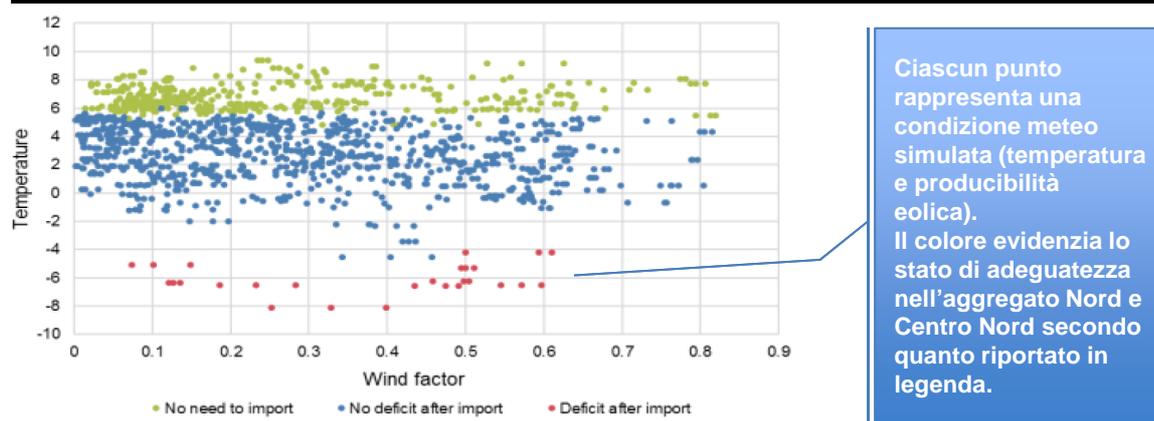
Fig 6: Risultati analisi sui margini di adeguatezza in condizioni normali e severe



Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

Le simulazioni probabilistiche condotte sulla settimana 2 (settimana più critica) hanno evidenziato come per l'aggregato Nord e Centro Nord vi sia un rischio di mancata copertura in caso di temperature medie giornaliere inferiori ai 4°C, come riportato nella figura seguente.

Fig 7: Esiti simulazioni probabilistiche - aggregato Nord e Centro Nord

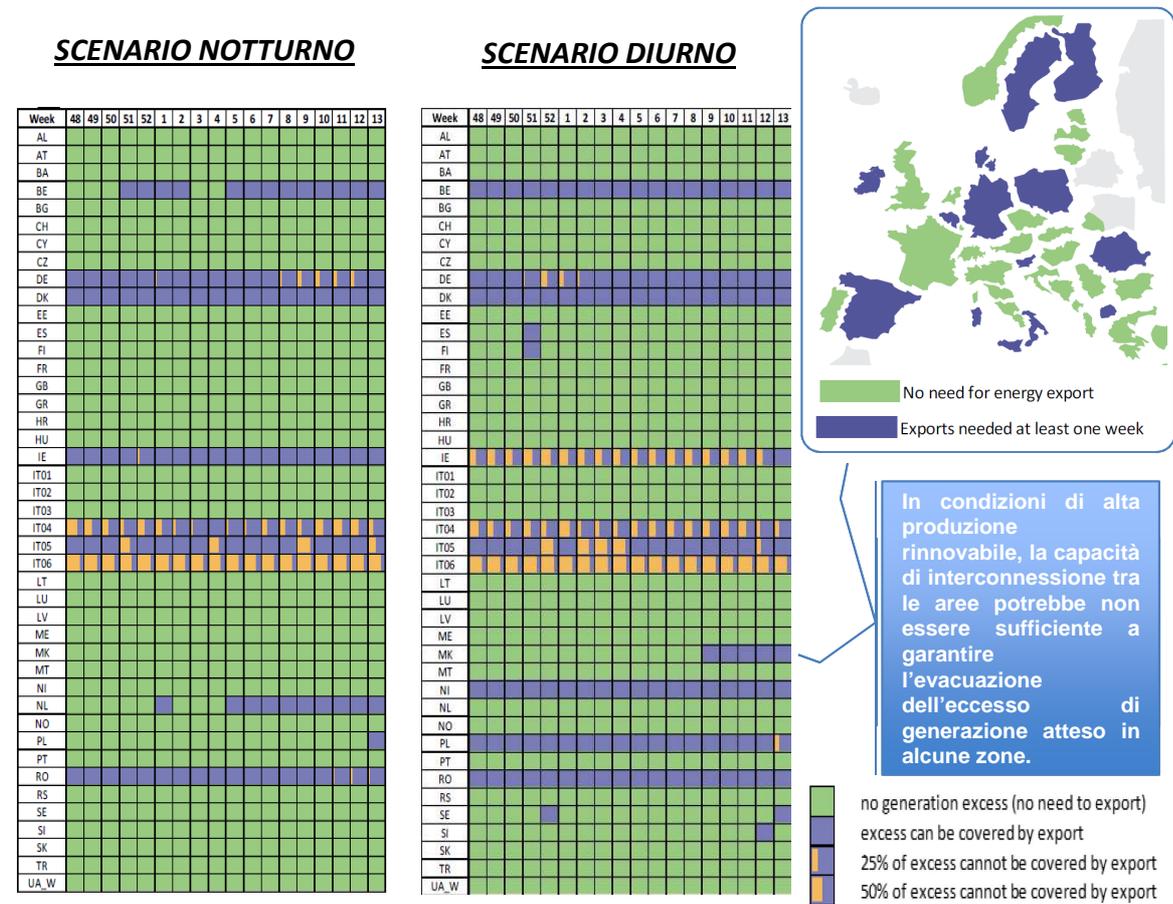


Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

Le analisi deterministiche circa i margini «a scendere» hanno evidenziato (vd fig.8) come:

- sia nello scenario notturno che, in maggior misura, nello scenario diurno, potrebbe essere necessario ridurre la produzione eolica nella zona Sud e nelle isole (Sicilia e Sardegna) per garantire la sicurezza del sistema elettrico.
- limitatamente ad alcuni scenari, tali criticità potrebbero emergere anche in Germania e in Irlanda.

Fig 8: Risultati analisi sui margini a scendere nello scenario notturno e diurno

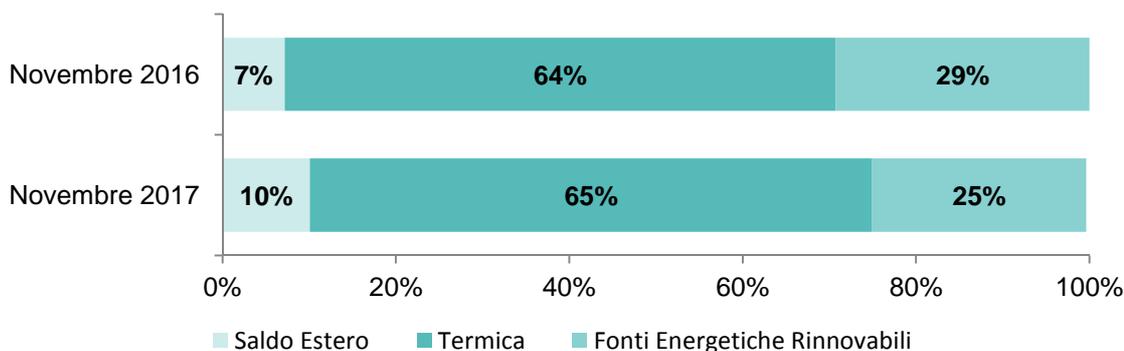


Fonte: ENTSO-E Winter Outlook 2017/2018

Sintesi mensile

Nel mese di novembre 2017, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.566GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,3%). In particolare si registra un aumento del saldo estero (+42,5%), della produzione termoelettrica (+3,4%) e una flessione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (-14,6%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di novembre l'energia richiesta sulla rete è in aumento +1,3% rispetto allo stesso mese del 2016.

Fonte: Terna

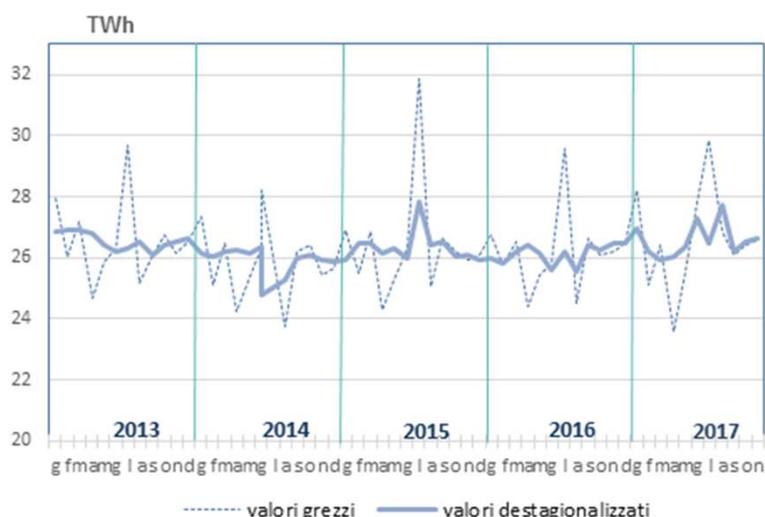
Analisi congiunturale

Nel mese di novembre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,6 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento dell'1,3% rispetto ai volumi di novembre dell'anno scorso. Il risultato di novembre è ottenuto a parità di calendario (21 giorni lavorativi) ma in presenza di una temperatura media di poco inferiore rispetto all'anno medio di riferimento. Nei primi undici mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,6% rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +1,9%.

A livello territoriale, la variazione tendenziale di novembre 2017 è risultata in linea con la media nazionale in tutte le aree del Paese: al Nord +1,3%, al Centro +1,4% e al Sud +1,1%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a novembre 2017 ha fatto registrare una variazione leggermente positiva pari a +0,4% rispetto a ottobre. Il profilo del trend si porta su un andamento stazionario. Nel mese di novembre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'89,9% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-1,9% della produzione netta rispetto a novembre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +42,5% rispetto a novembre 2016).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



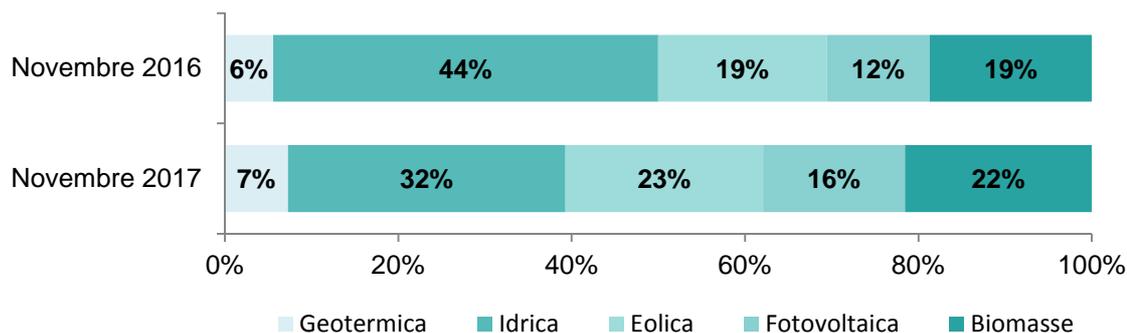
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a novembre 2017 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +0,4% rispetto a ottobre

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+16,6%) e una flessione della produzione Idrica (-37,1%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A novembre del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-11,1%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (292.513GWh) risulta in aumento (+1,6%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

A novembre 2017 la produzione nazionale netta pari a 24.137GWh è composta per il 27% da fonti energetiche rinnovabili (6.553GWh) ed il restante 73% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Novembre 2017	Novembre 2016	%17/16	Gen-Nov 17	Gen-Nov 16	%17/16
Idrica	2.099	3.338	-37,1%	35.173	41.002	-14,2%
Termica	18.996	18.379	3,4%	180.776	171.003	5,7%
di cui Biomasse	1.412	1.446	-2,3%	16.294	16.442	-0,9%
Geotermica	476	462	3,0%	5.287	5.370	-1,5%
Eolica	1.493	1.507	-0,9%	15.111	16.042	-5,8%
Fotovoltaica	1.073	920	16,6%	23.889	20.834	14,7%
Totale produzione netta	24.137	24.606	-1,9%	260.236	254.251	2,4%
Importazione	2.986	2.322	28,6%	39.228	41.309	-5,0%
Esportazione	307	442	-30,5%	4.823	5.601	-13,9%
Saldo estero	2.679	1.880	42,5%	34.405	35.708	-3,6%
Pompaggi	250	255	-2,0%	2.128	2.186	-2,7%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.566	26.231	1,3%	292.513	287.773	1,6%

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-13,9%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A novembre 2017 si registra un aumento della produzione da fonte termica (+3,4%), della produzione geotermica (+3%), della produzione fotovoltaica (+16,6%) e una flessione della produzione idrica (-37,1%) rispetto all'anno precedente.

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

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (260.236GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (292.513GWh).

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	2.225	2.099		35.173
Termica	21.056	16.717	14.499	13.665	14.106	16.222	17.155	16.020	15.227	17.113	18.996		180.776
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480	476		5.287
Eolica	1.779	1.523	1.918	1.356	1.242	906	1.237	1.067	1.338	1.252	1.493		15.111
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.203	1.921	1.073		23.889
Produzione Totale Netta	27.224	22.136	21.888	20.751	22.548	25.164	26.341	24.344	22.712	22.991	24.137		260.236
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.700	3.290	4.161	3.013	3.886	3.782	2.986		39.227
Export	803	383	404	537	497	461	508	373	346	203	307		4.822
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.679		34.405
Pompaggi	265	211	190	248	204	172	132	144	140	172	250		2.128
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.229	25.110	26.449	23.579	25.547	27.821	29.862	26.840	26.112	26.398	26.566		292.513

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

Fonte: Terna

A novembre la produzione totale netta risulta in riduzione (-1,9%) rispetto al 2016.

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

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

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

Fonte: Terna

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

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

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

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Novembre 2017	2.827	5.839	4.111	4.156	3.677	3.763	1.493	700
Novembre 2016	2.803	5.810	4.047	4.052	3.568	3.765	1.474	712
% Novembre 17/16	0,9%	0,5%	1,6%	2,6%	3,1%	-0,1%	1,3%	-1,7%
Progressivo 2017	29.962	62.840	44.240	45.695	41.047	42.980	17.524	8.225
Progressivo 2016	30.192	61.824	44.081	43.991	39.990	42.249	17.255	8.191
% Progressivo 17/16	-0,8%	1,6%	0,4%	3,9%	2,6%	1,7%	1,6%	0,4%

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

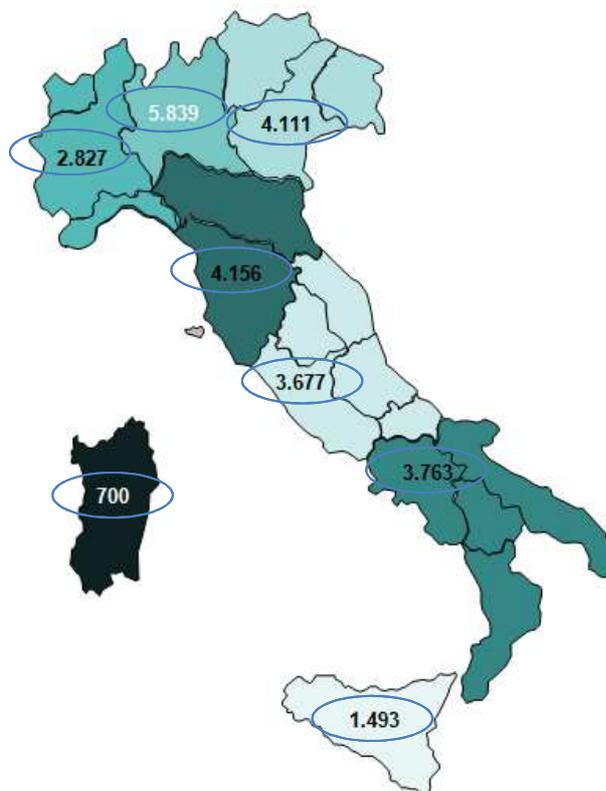
Fonte: Terna

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

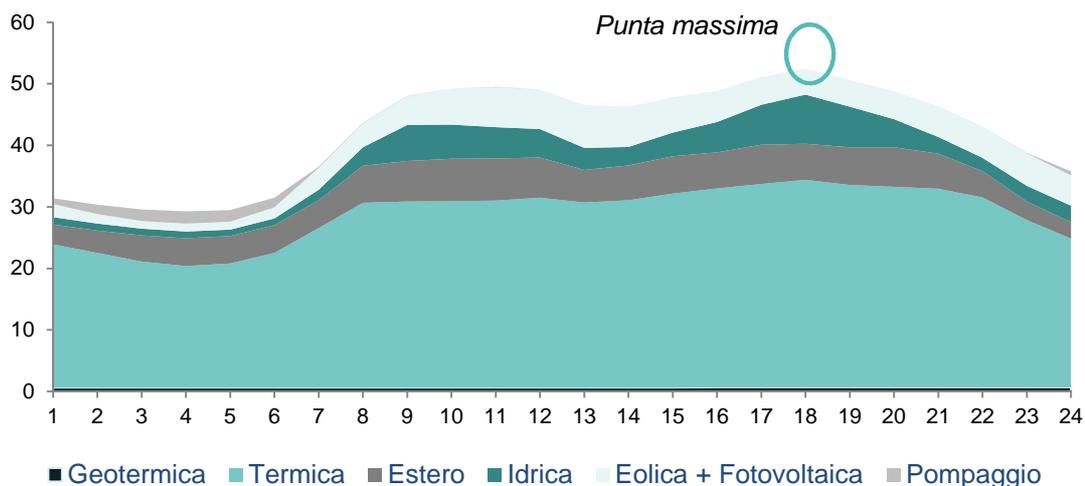
(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di novembre 2017 la punta in potenza è stata registrata il giorno **giovedì 29 novembre alle ore 18** ed è risultato pari a 52.462 MW (-0,1% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza

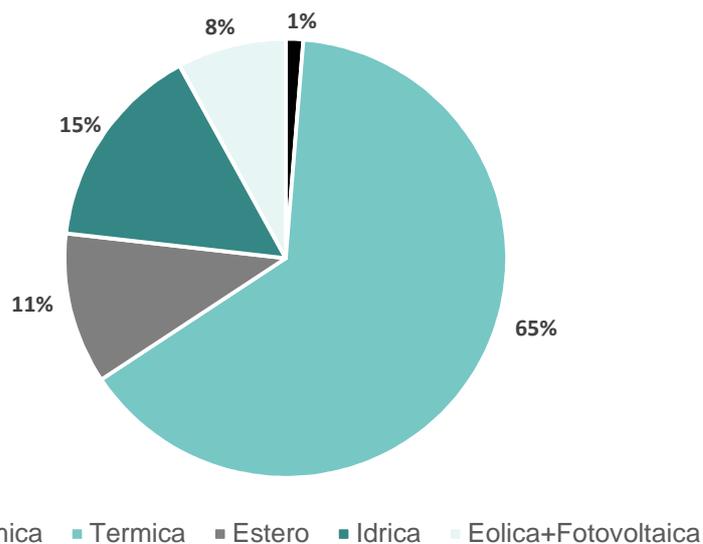
[GW]



Allo punta, il contributo da produzione termica è pari a 33.757MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 29 novembre 2017 ore 18



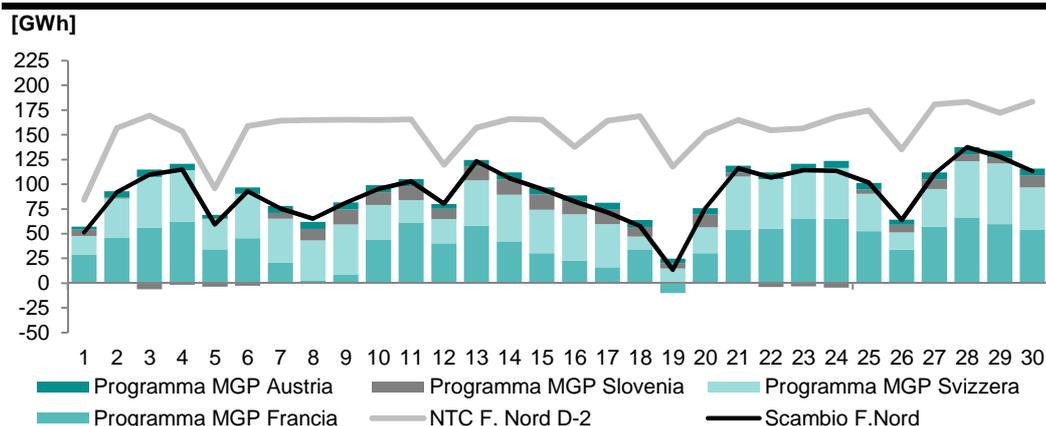
Allo punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 24%, la produzione termica per il 65% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Novembre 2017

Nel mese di novembre si evidenzia una scarsa 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 novembre 2017 si registra un Import pari a 2.986 GWh e un Export pari a 307GWh.

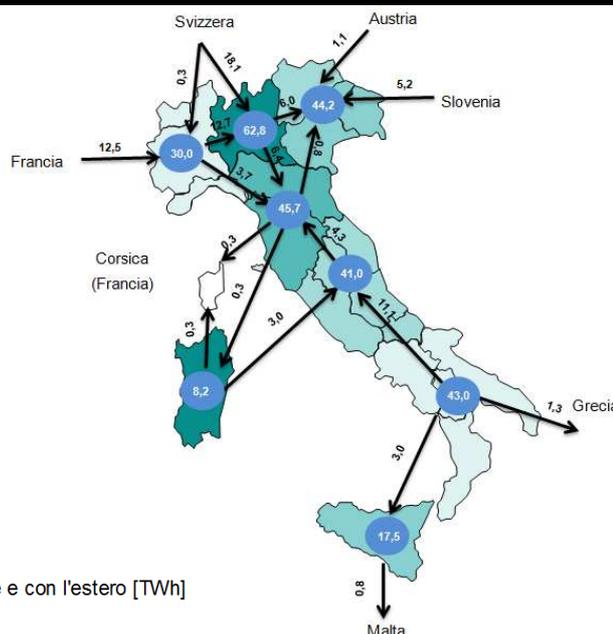
Fonte: Terna

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.

Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia



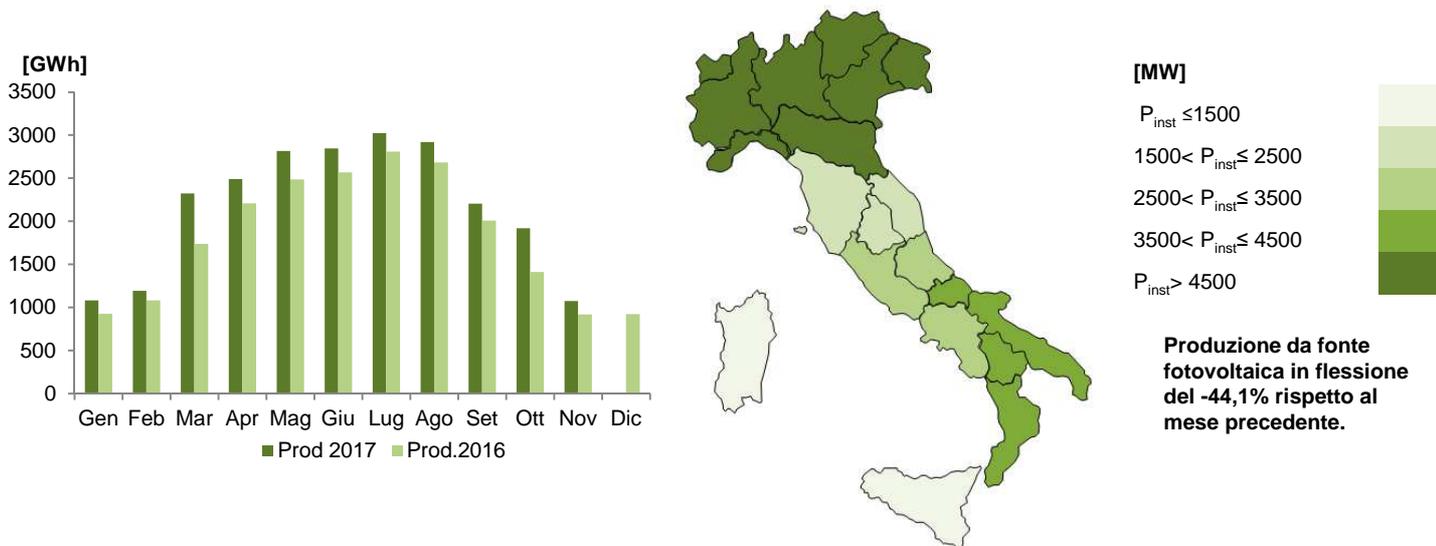
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 9,3TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,0TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di novembre 2017 si attesta a 1.073GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 848GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+14,7%).

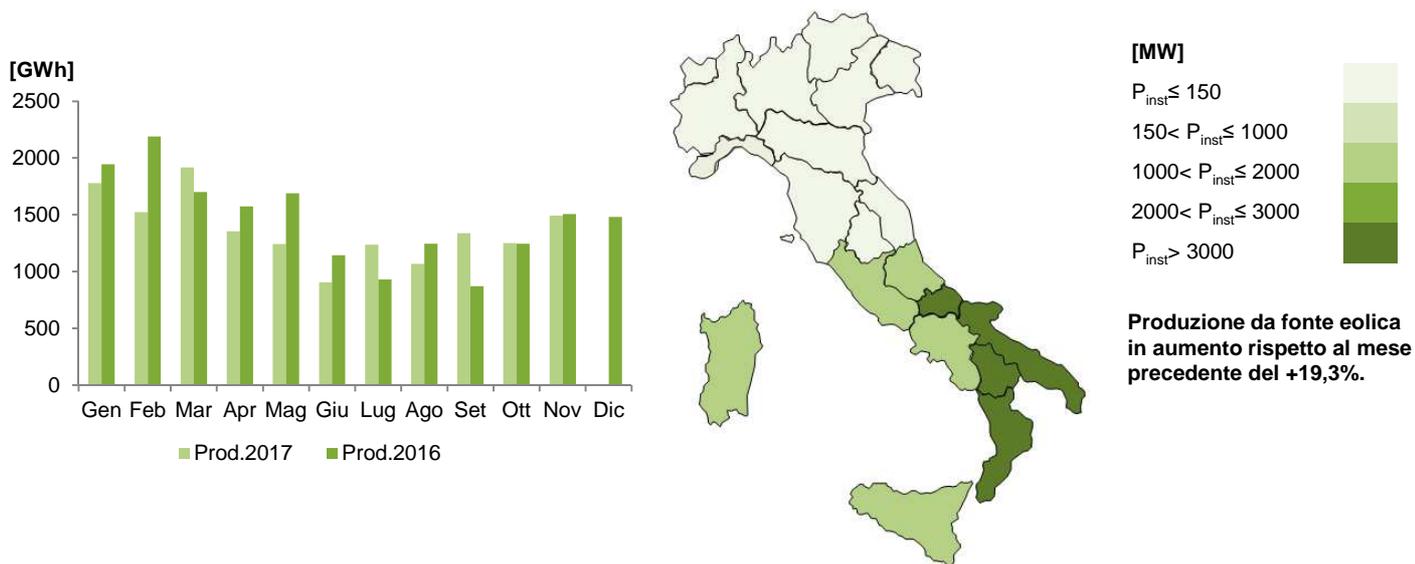
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di novembre 2017 si attesta a 1.493GWh in aumento rispetto al mese precedente di 241GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-5,8%).

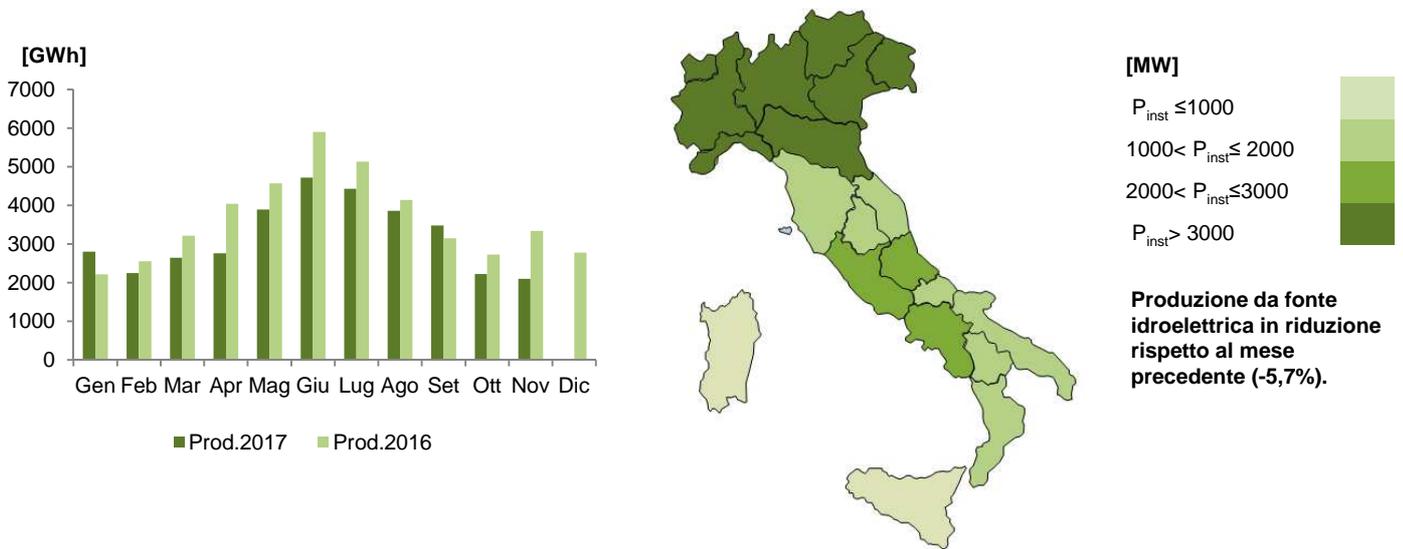
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di novembre 2017 si attesta a 2.099GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 126GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-14,2%) rispetto all'anno precedente.

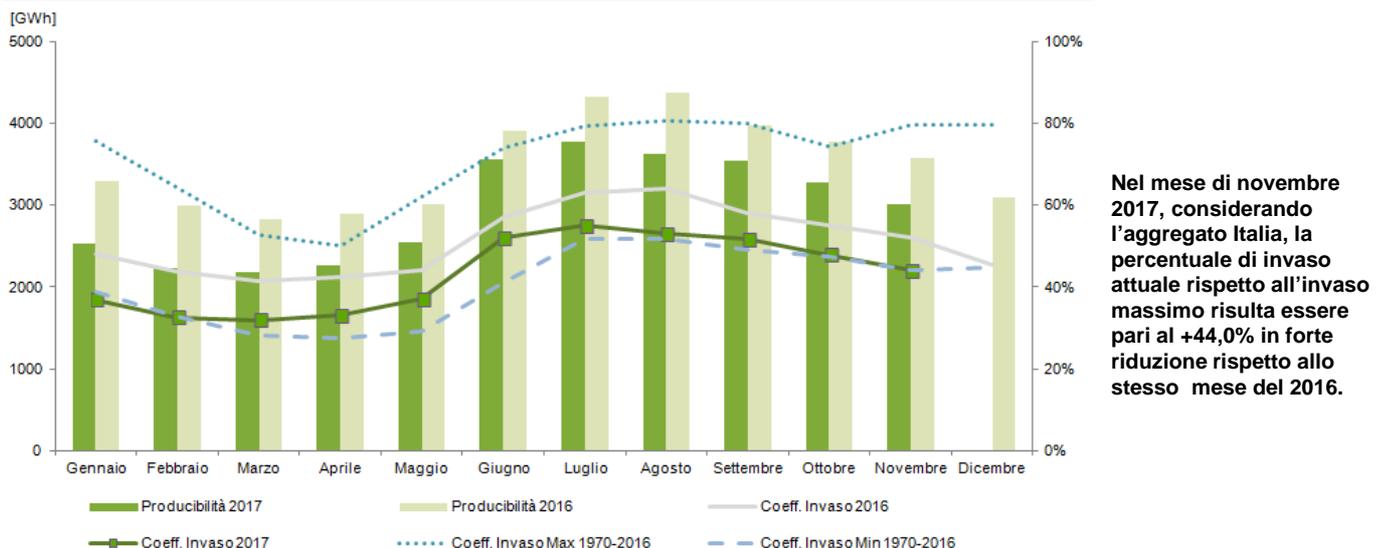
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



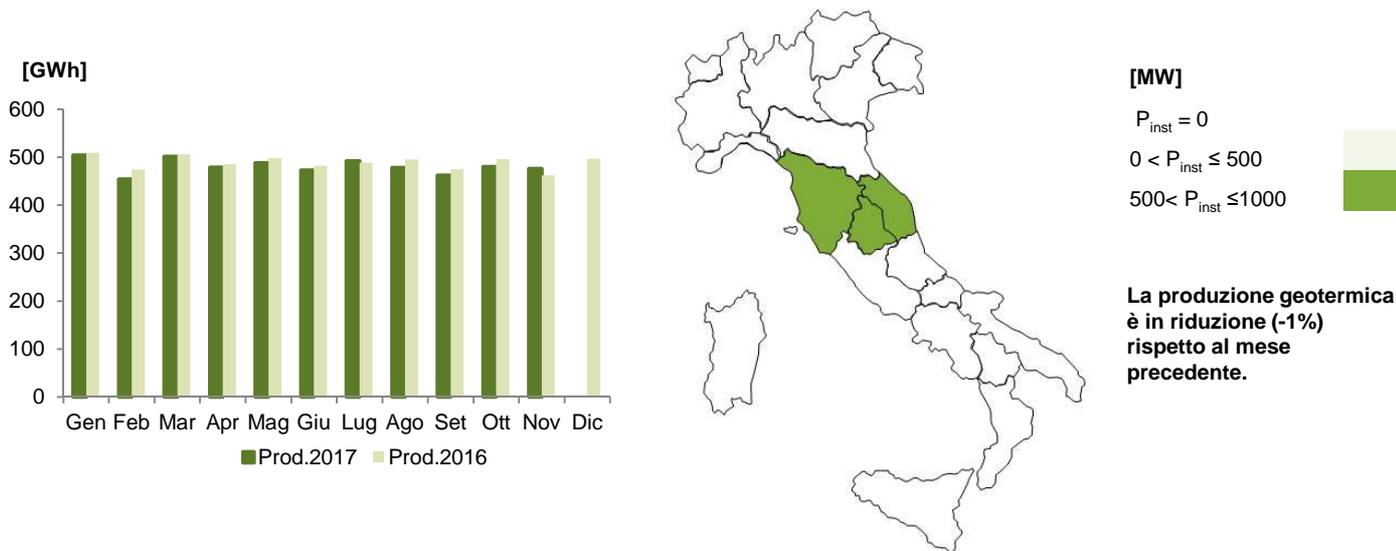
Nel mese di novembre 2017, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +44,0% in forte riduzione rispetto allo stesso mese del 2016.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2017	[GWh]	2.301	570	137	3.008
	% (Invaso / Invaso Massimo)	49,5%	31,5%	36,0%	44,0%
	[GWh]	2.562	874	145	3.581
	% (Invaso / Invaso Massimo)	55,0%	48,0%	38,0%	52,0%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di novembre 2017 si attesta a 476GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 4GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,5%) rispetto all'anno precedente.

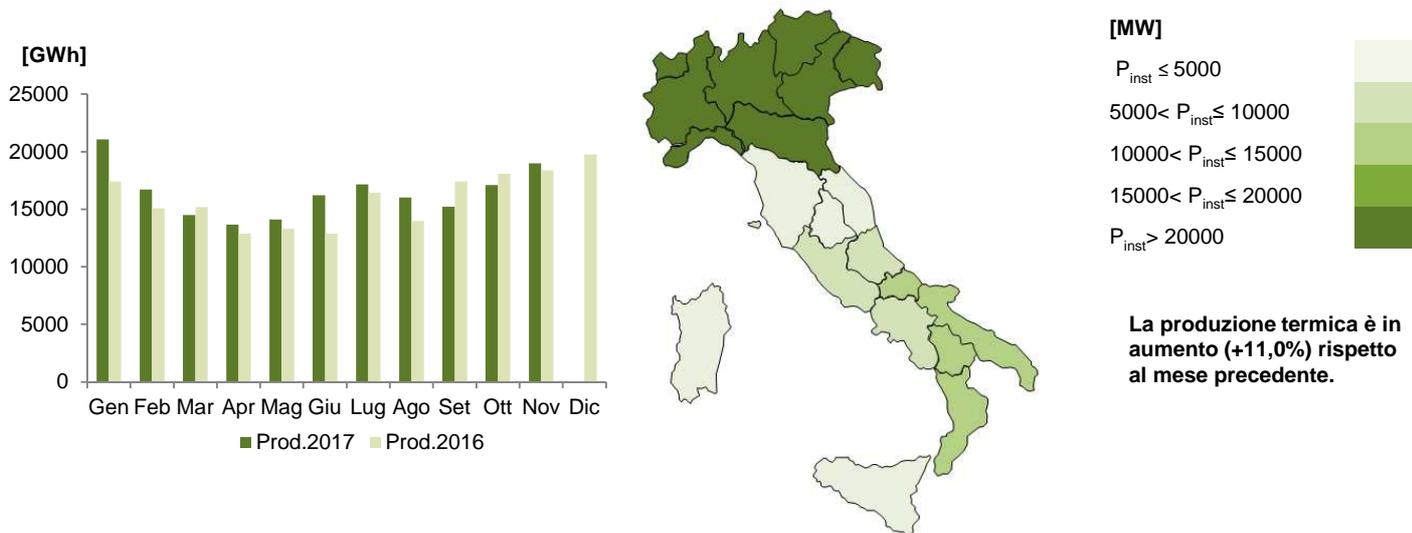
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di novembre 2017 si attesta a 18.996GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.883GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+5,7%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza

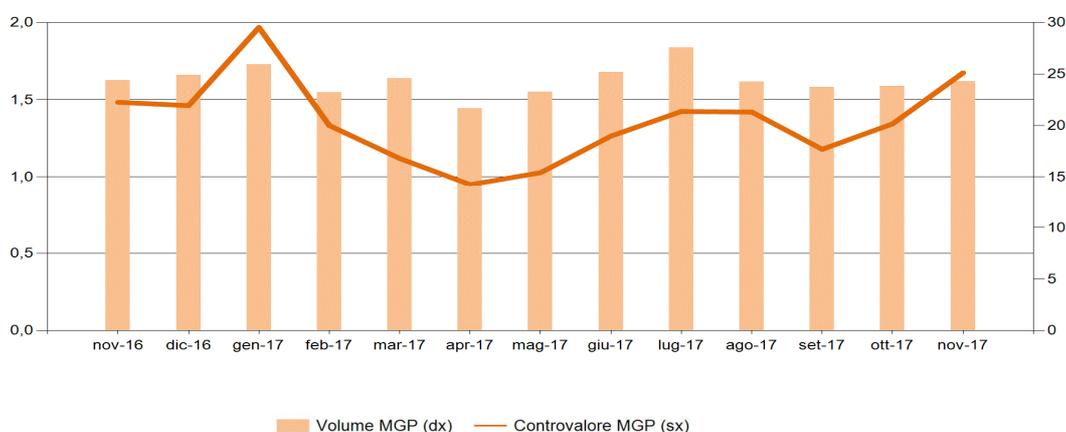


Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a novembre è pari a circa €1,7Mld, in crescita del 25% rispetto al mese precedente e del 13% rispetto a novembre 2016. L'aumento rispetto a ottobre è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €58,3/MWh (novembre 2016) a €65,8/MWh (novembre 2017).

Controvalore e volumi MGP



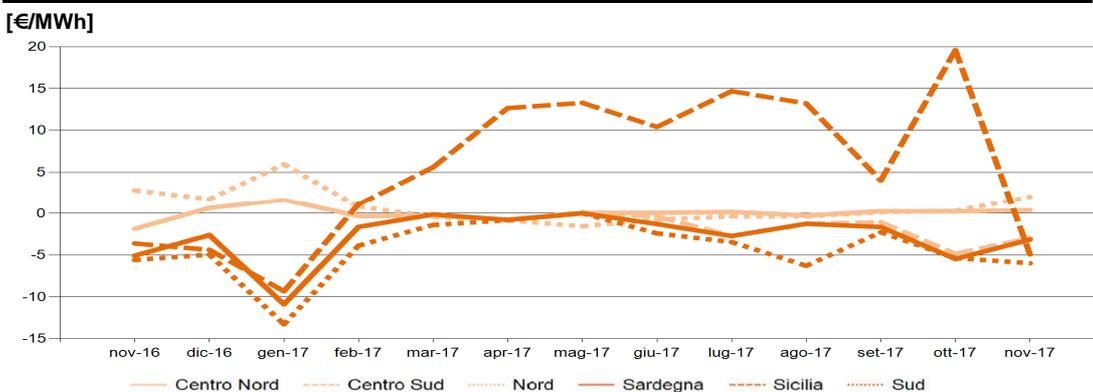
Controvalore novembre 2017 in crescita del 13% rispetto a novembre 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di novembre i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati al PUN. Nella zona Sicilia si registra un differenziale pari a €-4,9/MWh, in controtendenza rispetto ai mesi scorsi, in cui il differenziale a partire da febbraio è stato sempre positivo. Nel mese scorso è stato pari a 19,6€/MWh.

Rispetto a novembre 2016 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €6,1/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €8,4/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal novembre 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 novembre è pari a €28,5/MWh per le zone Nord e Centro-Nord, è pari a €21,7/MWh per Centro-Sud e Sardegna ed è mediamente pari a €13,1/MWh per le zone Sud e Sicilia.

Ad ottobre è stato mediamente pari a €14,4/MWh per le zone Nord e Centro Nord, €7,15/MWh per le zone Centro Sud, Sud e Sardegna, €10,8/MWh per la zona Sicilia.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	65,8	67,8	66,1	62,8	59,8	60,8	62,6
YoY	7,4	6,6	9,7	9,5	7,1	6,1	9,4
Δ vs PUN	-	2,0	0,4	-3,0	-6,0	-4,9	-3,2
Δ vs PUN 2016	-	2,8	-1,9	-5,1	-5,6	-3,6	-5,1
Picco	82,3	86,3	84,7	76,9	69,1	68,5	76,7
Fuori picco	56,9	57,8	56,1	55,2	54,8	56,7	55,0
Δ Picco vs Fuori Picco	25,5	28,5	28,5	21,7	14,3	11,8	21,7
Minimo	32,0	39,0	15,0	15,0	10,0	10,0	15,0
Massimo	143,7	155,8	155,8	150,0	138,9	117,2	150,0

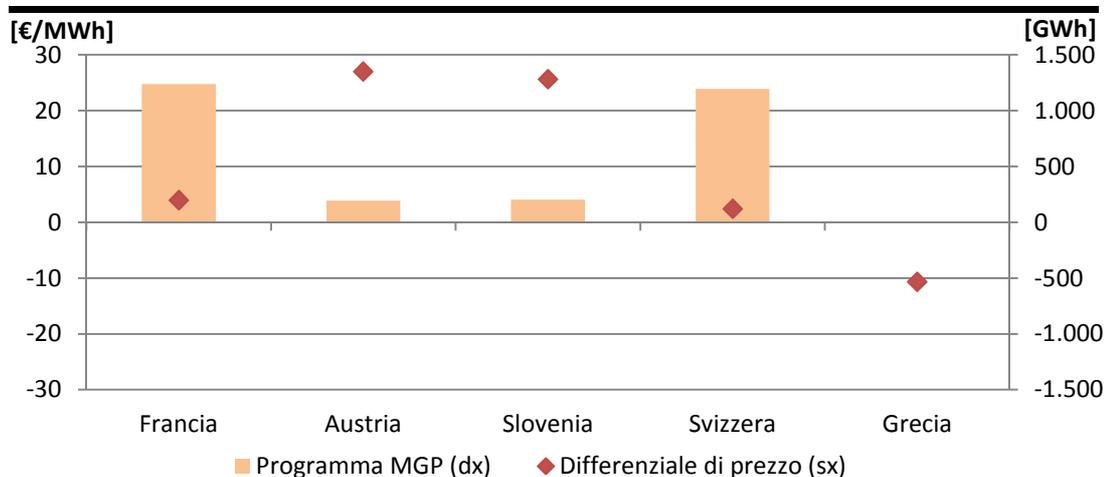
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di novembre si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo sulle frontiere con Francia e Grecia, e un aumento dei differenziali di prezzo sulle altre frontiere.

Nel mese di novembre si è registrato un import complessivo di 3,2TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 41% e il 45% del totale. L'export complessivo è stato di 0,3TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 65%, la Francia e la Slovenia il 16%, la Grecia il 2%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



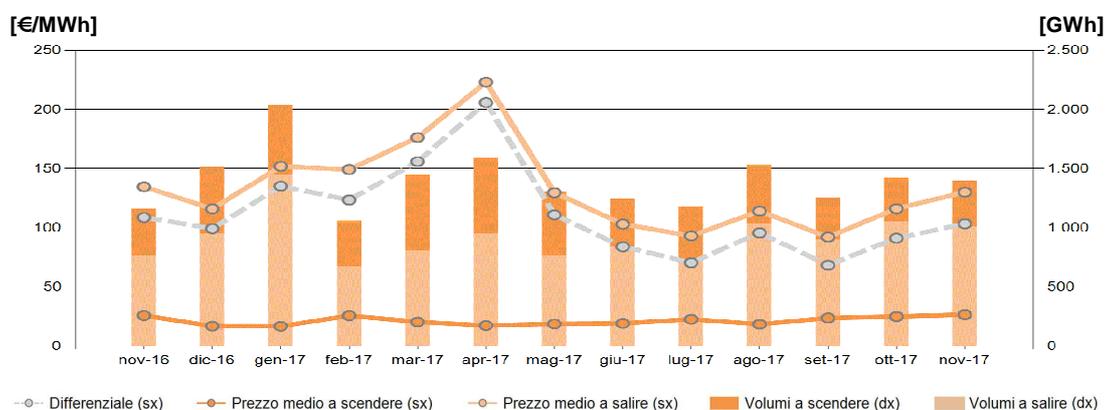
Import netto sulla frontiera nord pari a 2,8 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €103,3/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 13% e in riduzione rispetto a novembre 2016 del 5%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-1%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 4% e quelle a scendere sono aumentate del 6%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 32% e quelle a scendere risultano ridotte del 2%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

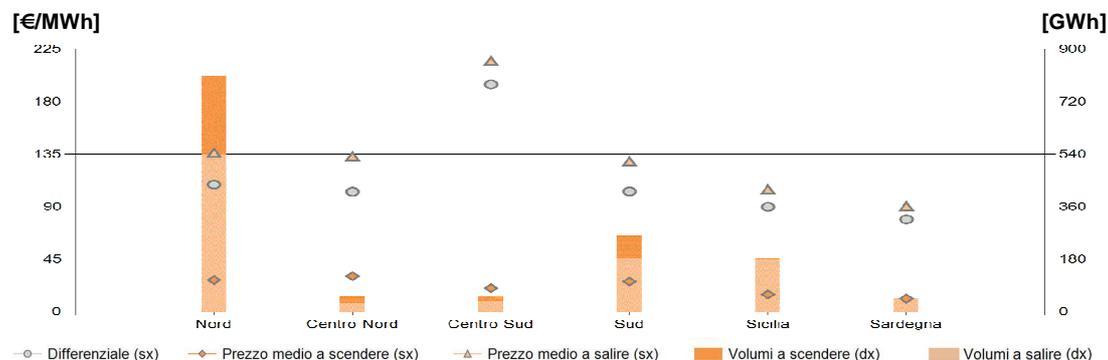


Prezzo medio a salire a novembre 2017 pari a €130,0/MWh
 Prezzo medio a scendere a novembre 2017 pari a €26,7/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€194,7/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 4% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 3% (da €214,9/MWh di ottobre a €211,9/MWh di novembre) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 15% (da €17,5/MWh di ottobre a €20,2/MWh di novembre).

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

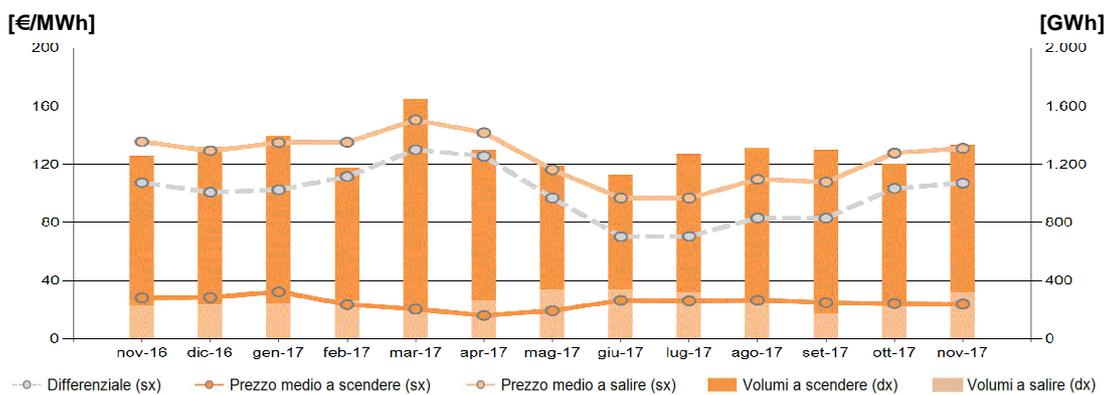
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €107,0/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€103,5/MWh; 3%) ma in linea con novembre 2016 (€107,3/MWh).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+11%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 39% e quelle a scendere sono aumentate del 4%. Rispetto a novembre 2016, le movimentazioni a salire sono aumentate del 39% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte dell'1%.

Prezzi e volumi MB



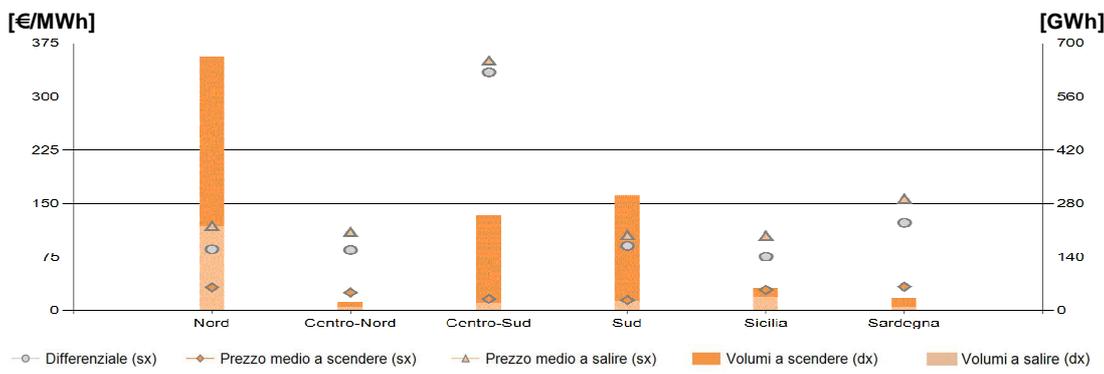
Prezzo medio a salire a novembre 2017 pari a €130,9/MWh
 Prezzo medio a scendere a novembre 2017 pari a €23,9/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€334,3/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 326,9 €/MWh).

A novembre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (442GWh), seguita dalla zona Sud (277GWh) e dalla zona Centro-Sud (232GWh). Il differenziale di prezzo è aumentato rispetto a ottobre in tutte le zone, ad eccezione della zona Sicilia (-15%). La zona che registra il maggior aumento rispetto al mese precedente è la Sardegna (+14%).

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

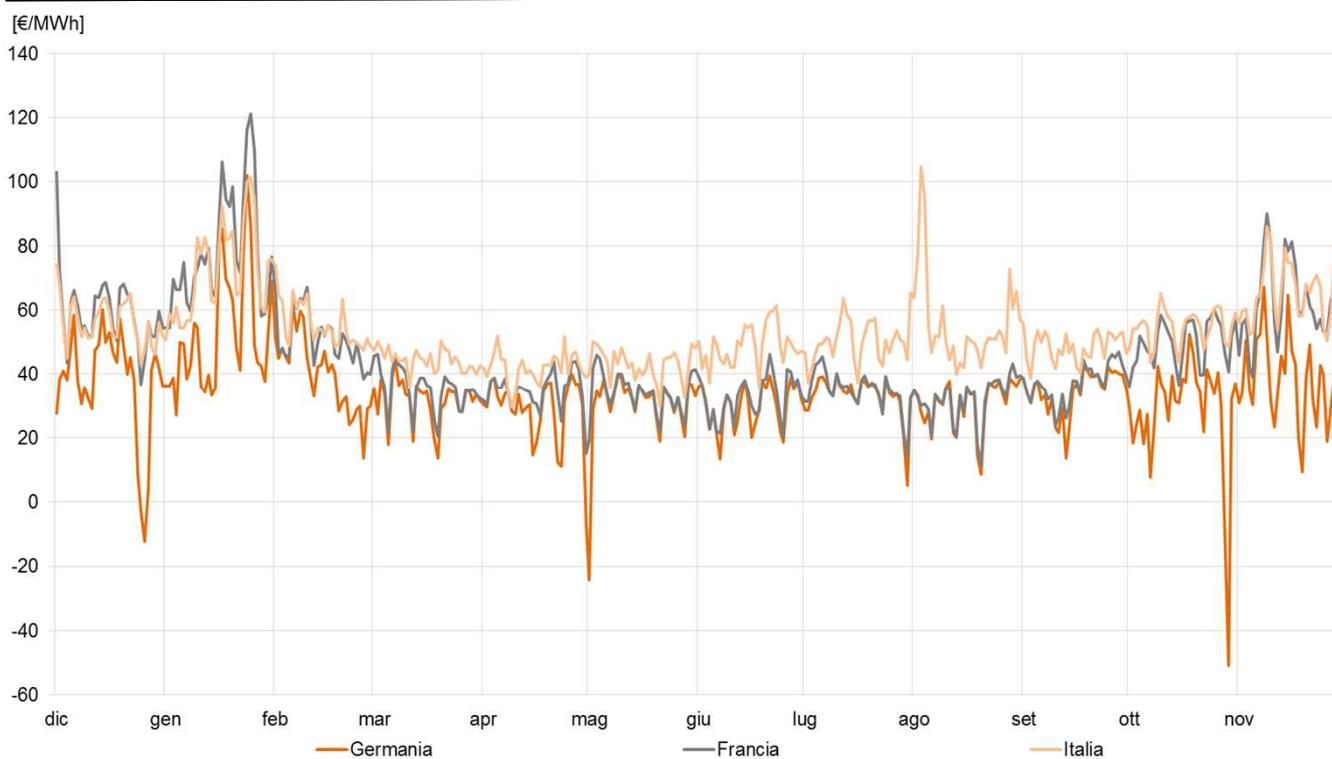
Nel mese di novembre i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$63/bbl, in aumento rispetto ai \$58/bbl di ottobre (+9%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$94/t con un aumento rispetto a quelli di ottobre che si erano stabilizzati intorno ai \$92/t (+2%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati sensibilmente a novembre attestandosi a €20/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €21/MWh in aumento rispetto ai €19/MWh di ottobre.

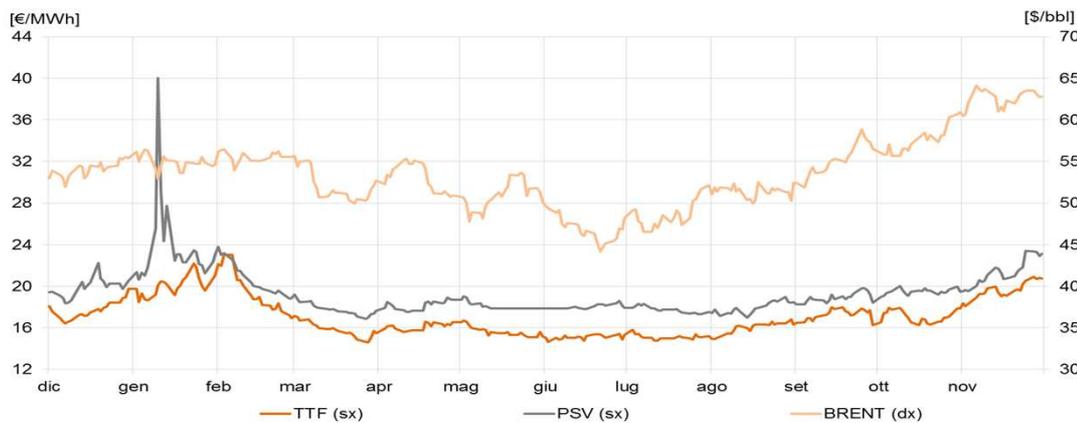
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di novembre sono aumentati rispetto al mese di ottobre con una media mensile di €70/MWh (+21%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€1,8/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

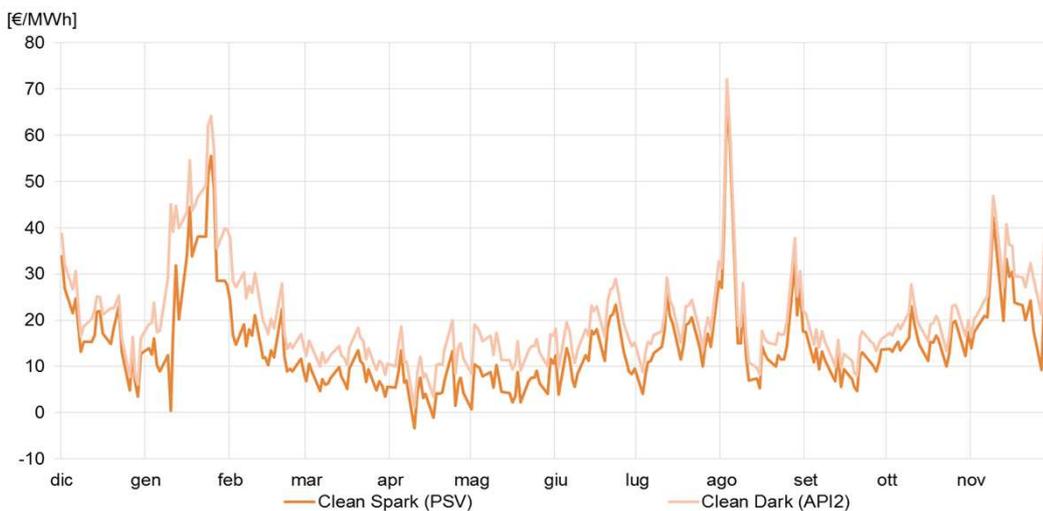
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = \$1,1/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €24/MWh (+53% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €30,8/MWh (+57% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di novembre i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$58/bbl, rispetto ai \$54/bbl di ottobre con un aumento del 8%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$85/t (+2%) rispetto al valore di ottobre che si era attestato a \$83/t.

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in aumento tra novembre e il mese precedente attestandosi intorno ai €20/MWh.

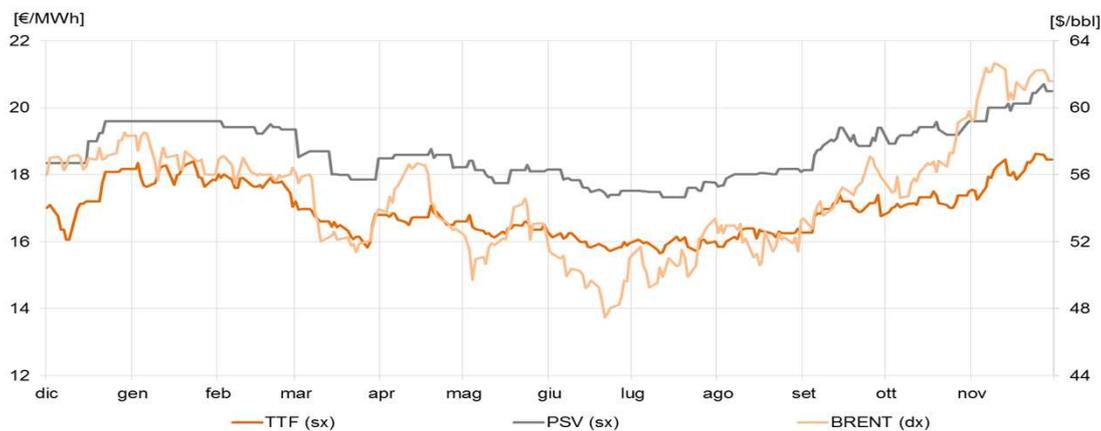
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €53/MWh in aumento rispetto al mese precedente (+4%). Trend in linea si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €42/MWh mentre in Germania c'è un leggero aumento attestandosi a circa €37/MWh (+2%).

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 =
€9,5/MWh (+3% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€17,7/MWh (+6% 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 Novembre 2017. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Disposizioni relative all'acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2017, con riferimento agli impianti essenziali Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio

[Delibera 735/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, per l'anno 2017, relativi agli impianti essenziali Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio.

Approvazione della proposta di Terna S.p.A. per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC e CCP), per l'anno 2018

[Delibera 743/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la proposta di regolamento delle procedure di assegnazione degli strumenti di copertura contro rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC e CCP), per l'anno 2018, inviata da Terna.

L'Autorità ha contestualmente modificato la delibera n. 205/04 prevedendo che la proposta di regolamento trasmessa annualmente da Terna sia oggetto di approvazione espressa da parte dell'Autorità. Tale delibera prevedeva, in precedenza, la tacita approvazione della proposta in caso di mancata pronuncia dell'Autorità, decorsi 15 giorni dall'invio della proposta da parte di Terna.

Disposizioni relative all'acconto del corrispettivo di reintegrazione, per l'anno 2017, relativo all'impianto di produzione essenziale Brindisi Sud

[Delibera 744/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, per l'anno 2017, dell'impianto essenziale Brindisi Sud.

Determinazioni in merito all'impianto di produzione essenziale ex decreto-legge 91/14, nella disponibilità di Erg Power Generation S.P.A., per l'anno 2015

[Delibera 745/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato il corrispettivo a reintegrazione dei costi, per l'anno 2015, relativo alla capacità di produzione essenziale ex decreto-legge n. 91/14 nella disponibilità di Erg Power Generation S.p.A.

Determinazioni in merito all'impianto essenziale Ottana, per l'anno 2015

[Delibera 760/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato, in relazione all'impianto essenziale di Ottana:

- ✓ il corrispettivo a reintegrazione dei costi, per l'anno 2015;
- ✓ l'importo integrativo del corrispettivo a reintegrazione dei costi, relativo all'anno 2014, derivante dall'accoglimento, da parte dell'Autorità, dell'istanza avanzata da Ottana sui titoli di efficienza energetica, volta a considerare, ai fini della determinazione del corrispettivo del medesimo anno, l'ammontare di titoli di efficienza energetica effettivamente conseguito.

Proposta al Ministro dello Sviluppo Economico in merito all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali[Delibera 762/2017/I/eel](#)

L'Autorità ha approvato la proposta al Ministro dello Sviluppo Economico (MISE), sui requisiti per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco Venditori Elettricità, previsto dalla legge 124/2017 -c.d. Legge Concorrenza. La Legge Concorrenza prevede che, per svolgere l'attività di vendita ai clienti finali, le imprese di vendita debbano essere iscritte in un Elenco tenuto dal MISE. Sono escluse dall'obbligo di iscrizione all'Elenco le imprese che svolgono il servizio di maggior tutela senza aver costituito apposite società di vendita (le imprese distributrici che servono meno di 100.000 clienti).

La delibera propone l'attribuzione a ciascun venditore di una classe di affidabilità (classe di corretta e piena attività, classe di attenzione, classe di osservazione, classe di inaffidabilità che comporta l'esclusione dall'Elenco), sulla base di:

- requisiti di natura finanziaria
- requisiti di onorabilità
- requisiti tecnici

Approvazione delle regole di allocazione dei diritti di lungo termine sul confine con la Svizzera, a valere dall'anno 2018[Delibera 764/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le regole per l'allocazione, a partire dall'anno 2018, della capacità di trasporto a lungo termine sulla rete di interconnessione con la Svizzera.

Tale documento si è reso necessario in quanto le regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR), redatte ai sensi del Regolamento 2016/1719 (FCA), trovano applicazione solamente sulle interconnessioni facenti parte dell'Unione Europea. In linea generale, le regole per l'allocazione della capacità con la Svizzera sono analoghe alle HAR.

Approvazione delle regole, per l'anno 2018, per l'allocazione della capacità di trasporto su base giornaliera e infragiornaliera per le frontiere elettriche sulle quali non è attiva l'allocazione implicita della capacità[Delibera 765/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato, per l'anno 2018, le regole per l'allocazione della capacità di trasporto:

- su base giornaliera, tramite asta esplicita sulla frontiera Grecia – Italia e sui confini svizzeri (per i quali non è stato ancora implementato il market coupling);
- su base infragiornaliera, tramite asta esplicita sui confini Italia – Francia, Italia – Svizzera e Italia – Austria, nelle more dell'avvio del meccanismo di single intraday coupling previsto dal Regolamento 2015/1222 (CACM).

Approvazione della metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico, ai sensi del Regolamento 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum

[Delibera 766/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato, in conformità al voto espresso da tutte le Autorità di regolazione europee nell'ambito dell'Energy Regulatory Forum, la proposta di metodologia per la comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico necessari per realizzare il modello comune di rete valido sugli orizzonti temporali di lungo termine, predisposta da tutti i TSO ai sensi dell'art. 17 del Regolamento 2016/1719 (FCA).

La metodologia si basa sul documento già approvato dalle Autorità di regolazione europee (dall'AEEGSI con delibera 683/2016/R/eel), ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM) e:

- individua i dati di generazione e carico (sia strutturali sia specifici) che possono essere richiesti dai TSO al fine di creare un modello comune di rete valido su orizzonti temporali di lungo termine;
- prevede il diritto dei TSO di ottenere tali dati dai titolari degli stessi.

Disposizioni in merito all'acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2017, relativo all'impianto di produzione essenziale San Filippo del Mela 220kV

[Delibera 779/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, per l'anno 2017, dell'impianto essenziale San Filippo del Mela 220kV.

Approvazione della proposta di procedure di fallback per la regione Greece - Italy, ai sensi dell'articolo 44 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione della Regione Greece - Italy all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum

[Delibera 784/2017/R/eel](#)

L'Autorità, in coordinamento con l'Autorità di regolazione greca, ha approvato la proposta dei TSO della regione per il calcolo della capacità Grecia-Italia in materia di procedure di fallback, predisposte ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM).

Le procedure di fallback consistono nelle procedure di allocazione della capacità giornaliera da mettere in atto in via eccezionale qualora non sia possibile utilizzare il market coupling del mercato del giorno prima nella regione di calcolo della capacità Italia-Grecia (che comprende sia il confine Italia-Grecia sia i confini tra zone di offerta interne al territorio italiano).

Determinazioni in merito all'impianto di produzione essenziale Montemartini, per l'anno 2015

[Delibera 797/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato il corrispettivo a reintegrazione dei costi, per l'anno 2015, dell'impianto essenziale Montemartini.

Disposizioni sull'impianto di produzione essenziale Fiumesanto, per l'anno 2017

[Delibera 798/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, per l'anno 2017, con riferimento all'impianto essenziale Fiumesanto.

Disposizioni in tema di impianti essenziali per l'anno 2018. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 111/06[Delibera 799/2017/R/eeI](#)

L'Autorità ha determinato i valori di parametri rilevanti per l'applicazione dei regimi tipici agli impianti di produzione essenziali, per l'anno 2018, apportando, inoltre, alcune modifiche alla disciplina dei regimi tipici di essenzialità di cui alla delibera n. 111/06.

Approvazione dello schema contrattuale per il servizio di importazione virtuale e del Regolamento disciplinante le aste per l'assegnazione del servizio, per l'anno 2018[Delibera 802/2017/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato il Regolamento per lo svolgimento delle aste per l'allocazione del servizio di importazione virtuale per l'anno 2018 e il contratto tra Terna e i soggetti selezionati (c.d. shipper), così come inviati da Terna.

La novità rispetto all'anno 2017, consiste nella possibilità per gli shipper di presentare, in alternativa alla fideiussione bancaria, un deposito cauzionale infruttifero a garanzia delle obbligazioni derivanti dal contratto Terna-Shipper.

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.