

Agosto 2018





01 Focus del mese

pag. 5

Il Focus di questo mese rappresenta una sintesi dell'annuario dei «Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2017» che riguardano la domanda di elettricità, la percentuale di copertura dalle varie fonti, il saldo con l'estero, i consumi (suddivisi anche per settore), la produzione lorda e la potenza installata.

02 Bilanci

pag. 11

Nel mese di agosto 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.511 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,1%). Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta ad agosto 2018 ha fatto registrare ancora una debole crescita congiunturale: +0,4%, portando così il trend su un andamento crescente. Ad agosto la produzione totale netta risulta in riduzione (-3,0%) rispetto al 2017. Nel mese di agosto 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 90,2% da produzione nazionale al netto dei pompaggi e per la quota restante da importazioni.



03 Sistema Elettrico

pag. 17

Nel 2018 la produzione totale netta (185.841 GWh) ha soddisfatto per 86% della richiesta di energia elettrica nazionale (215.164 GWh). L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di agosto 2018 si attesta a 2.702 GWh, in riduzione rispetto all'anno precedente (-6,6%); l'energia prodotta da fonte eolica si attesta a 746 GWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+4,0%). L'energia idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) si attesta a 4.268 GWh, in aumento (+27,1%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 20

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a marzo è pari a circa €1,7Mld, in riduzione del 5% rispetto al mese precedente e in crescita del 17% rispetto ad agosto 2017.

A marzo il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €75,8/MWh in riduzione del 8% con il mese precedente e rispetto ad agosto 2017 del 21%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+2%).

A marzo il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €80,7/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€73,7/MWh; 9%) e in riduzione rispetto ad agosto 2017 (€83,1/MWh; -3%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%).



05 Regolazione

pag. 28

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



Analisi dei dati statistici 2017

EXECUTIVE SUMMARY

In questo «Focus del mese» viene illustrata una sintesi dei dati statistici 2017 del settore elettrico nazionale, disponibili sul sito istituzionale e rilevati da Terna essendo il suo Ufficio di Statistica membro del Sistema Statistico Nazionale (SISTAN).

La rilevazione 2017 è stata eseguita su 137 Distributori e su 15.598 impianti di produzione non fotovoltaici appartenenti a operatori del mercato elettrico. Per quanto riguarda il settore fotovoltaico il numero degli impianti e la potenza sono stati oggetto di lavoro congiunto di allineamento tra i dati anagrafici presenti nel sistema GAUDI e gli archivi utilizzati dal GSE, mentre i dati di produzione e autoconsumo sono stati forniti dal GSE.

FABBISOGNO

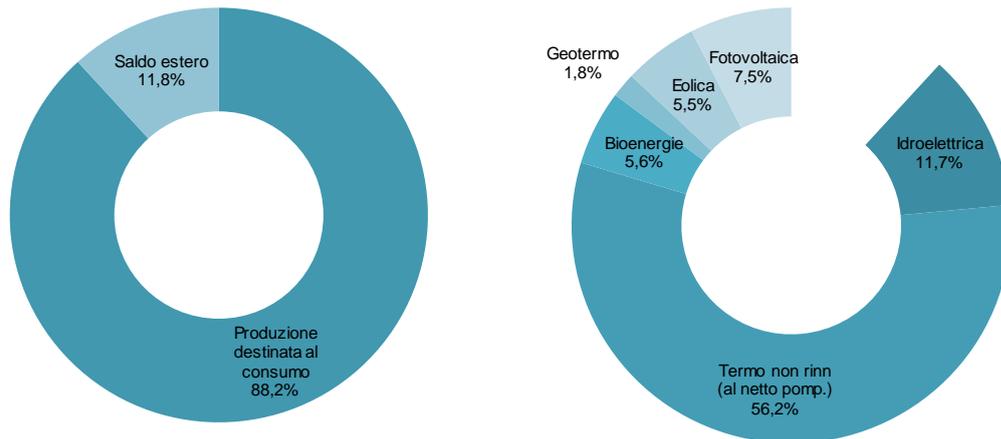
Nel 2017 in Italia la richiesta di energia elettrica ha raggiunto i 320,5TWh, registrando un incremento del 2,0% rispetto all'anno precedente. Nella stessa direzione la variazione dei consumi elettrici che, dopo la flessione del biennio precedente, hanno registrato una variazione positiva del 2,2% (Tabella 1).

Tab 1: Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh)

	2016	2017	2017/2016
Produzione lorda	289.768,2	295.830,0	2,1%
Consumi dei servizi ausiliari	10.065,6	10.564,4	5,0%
Produzione netta	279.702,6	285.265,7	2,0%
Destinata ai pompaggi	2.468,2	2.478,2	0,4%
Produzione destinata al consumo	277.234,4	282.787,5	2,0%
Ricevuta da fornitori esteri	43.180,6	42.895,0	-0,7%
Ceduta a clienti esteri	6.154,1	5.134,2	-16,6%
RICHIESTA	314.260,9	320.548,2	2,0%
Perdite di rete	18.752,6	18.667,7	-0,5%
in percentuale della richiesta	0,1	0,1	
CONSUMI	295.508,3	301.880,5	2,2%
Agricoltura	5.567,5	5.990,4	7,6%
Industria	122.738,0	125.524,6	2,3%
Terziario	102.898,5	104.874,8	1,9%
Domestico	64.304,3	65.490,7	1,8%

Fonte: Terna

Fig 1: Composizione della richiesta di energia elettrica 2017 (%)



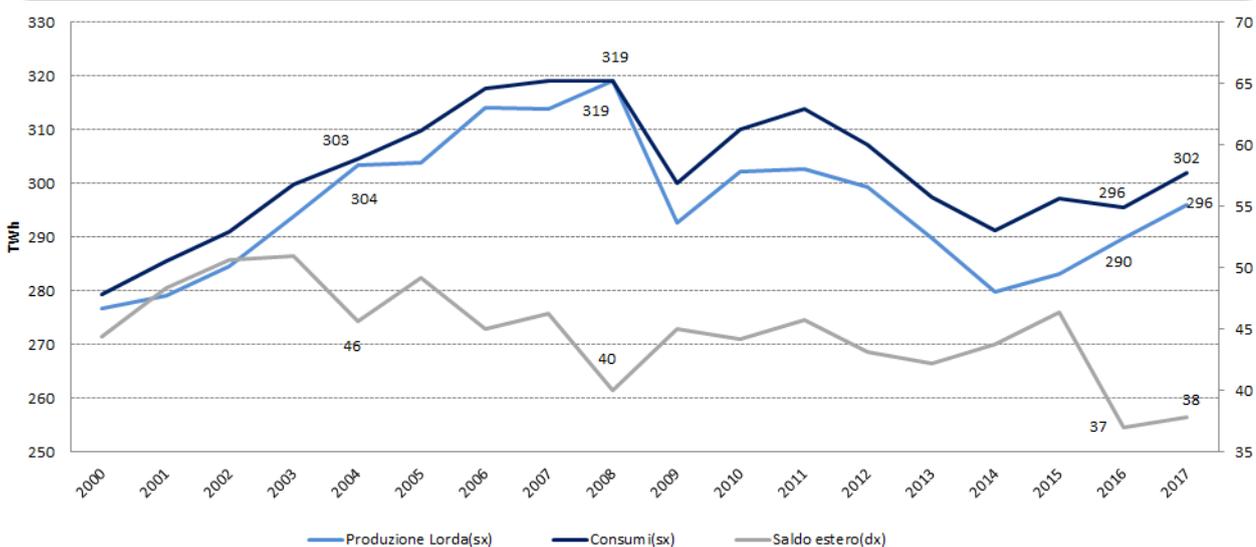
Fonte: Terna

La richiesta di energia elettrica 2017 è stata soddisfatta per l'88,2% dalla produzione nazionale che, pur vedendo un significativo apporto delle fonti rinnovabili, continua ad essere ottenuta principalmente da impianti termoelettrici tradizionali, e per il restante 11,8% dalle importazioni nette dall'estero (Figura 1) che, rispetto al 2016, hanno registrato un incremento del 2,0% dopo la flessione del 20,2% verificatasi nel biennio precedente che ha visto tra principali cause la significativa riduzione dell'energia elettrica importata dalla Francia negli ultimi mesi dell'anno (-37,5% nel periodo luglio-dicembre 2016 rispetto al 2015).

L'interscambio con l'estero nel 2017 ha garantito un apporto di energia elettrica pari a 37,8TWh, continuando a mostrare la dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di energia elettrica dai Paesi confinanti. A tal proposito prosegue l'attuazione non solo di politiche volte a perseguire accordi con tali paesi, ma anche lo sviluppo di ulteriori asset di trasporto dell'energia (cavo Italia-Montenegro, Italia-Francia ed il collegamento con Malta ormai a regime).

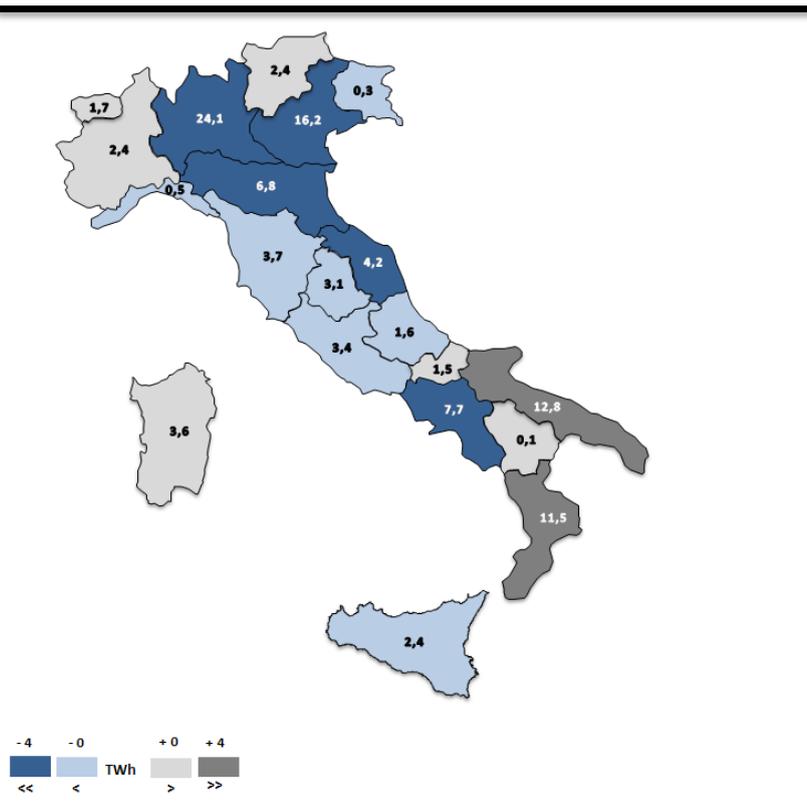
La serie storica delle principali grandezze che compongono il bilancio elettrico nazionale mostra che, dopo un periodo di costante crescita della produzione lorda e dei consumi elettrici che arriva fino al 2007, le grandezze mostrano un andamento ampiamente oscillatorio con una tendenza al ribasso causata dalla crisi economica (Figura 2). Nel 2017 le tre grandezze mostrano un incremento di circa il 2%.

Fig 2: Produzione e consumo di energia elettrica (TWh)



Fonte: Terna

Fig 3: Superi e deficit anno 2017 (TWh)



Una vista del fabbisogno di energia di energia elettrica suddiviso per regione evidenzia una concentrazione del 56,4% nelle regioni del Nord, del 17,8% al Centro e del 25,8% al Sud.

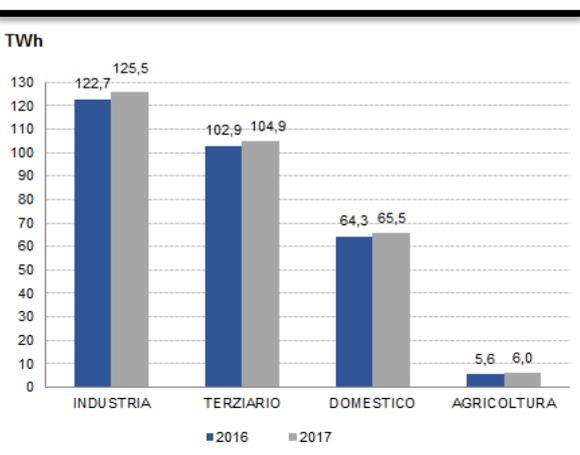
Nel 2017 12 regioni su 20 sono risultate in deficit di produzione rispetto alla richiesta (Figura 3): in percentuale rispetto al fabbisogno il maggior deficit elettrico si rileva in Umbria (-55,8%), seguita dalle Marche (-55,7%) e dal Veneto (-51,1%). Le regioni che presentano un maggiore surplus sono: la Calabria (+183,6%), la Valle d'Aosta (+150%) ed il Molise (+107%).

Fonte: Terna

CONSUMI

Nel 2017 i consumi elettrici italiani sono stati pari a 301,9TWh, in aumento rispetto ai consumi dell'anno precedente del 2,2%, ma ancora inferiori al picco del 2008 (319TWh). Negli ultimi anni a mitigare l'espansione dei consumi elettrici in Italia ha gradualmente contribuito, tra gli altri fattori, anche lo sviluppo tecnologico che ha messo a disposizione apparecchiature di utilizzo dell'elettricità sempre più performanti, il cui acquisto è stato sostenuto dall'intervento pubblico grazie a politiche di incentivazioni fiscali.

Fig 4: Superi e deficit anno 2017 (TWh)



Fonte: Terna

Analizzando la distribuzione dei consumi di energia elettrica nei quattro principali settori di utilizzo quali, industria, terziario, domestico e agricoltura (Figura 4) si evidenzia una generale tendenza all'aumento: i consumi industriali con un +2,3% sul 2016 vedono spiccare tra le voci principali l'industria meccanica (circa 21TWh, +3,8%). L'industria, con un consumo di 125,5TWh, ha rappresentato nel 2017 il 41,6% del totale dei consumi (era 41,5% nel 2016) rimanendo quindi, nonostante la flessione generale avvenuta nell'ultimo decennio, il settore più rilevante nella struttura dei consumi elettrici italiani. Il terziario, che rappresenta il settore più dinamico, in mancanza di una ripresa duratura dei consumi dell'industria, sembra destinato a divenire preponderante nel medio termine ed infatti, dopo una sostanziale stabilità registrata nel biennio precedente, vede nel 2017 un incremento dell'1,9%. Una nuova inversione di tendenza, rispetto alla variazione negativa registrata nel 2016, si ha per gli altri 2 settori che tornano a crescere nel 2017, in particolare: il domestico aumenta dell'1,8% e l'agricoltura del 7,6%. L'incremento del settore agricolo viene giustificato sia da una generale dinamica crescente dei consumi, ma anche da un eccezionale incremento nel "settore dell'irrigazione", favorito da un anno scarsamente piovoso.

PRODUZIONE

Nel 2017 la produzione lorda nazionale, pari a 295,8TWh è stata coperta per il 70,8% da produzione termoelettrica (209,5TWh), per il 12,8% da produzione idroelettrica (38,0TWh) e il restante 16,3% da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica

Tab 2: Produzione lorda 2016-2017 (GWh)

	Produzione lorda 2016	Produzione lorda 2017
Idroelettrici	44.257,0	38.024,7
di cui rinnovabili	42.431,8	36.198,7
Termoelettrici	199.429,7	209.484,6
di cui rinnovabili	19.508,6	19.378,2
Geotermoelettrici	6.288,6	6.201,2
Eolici	17.688,7	17.741,9
Fotovoltaici	22.104,3	24.377,7
Produzione totale	289.768,2	295.830,0
Produzione rinnovabile	108.021,8	103.897,7

Fonte: Terna

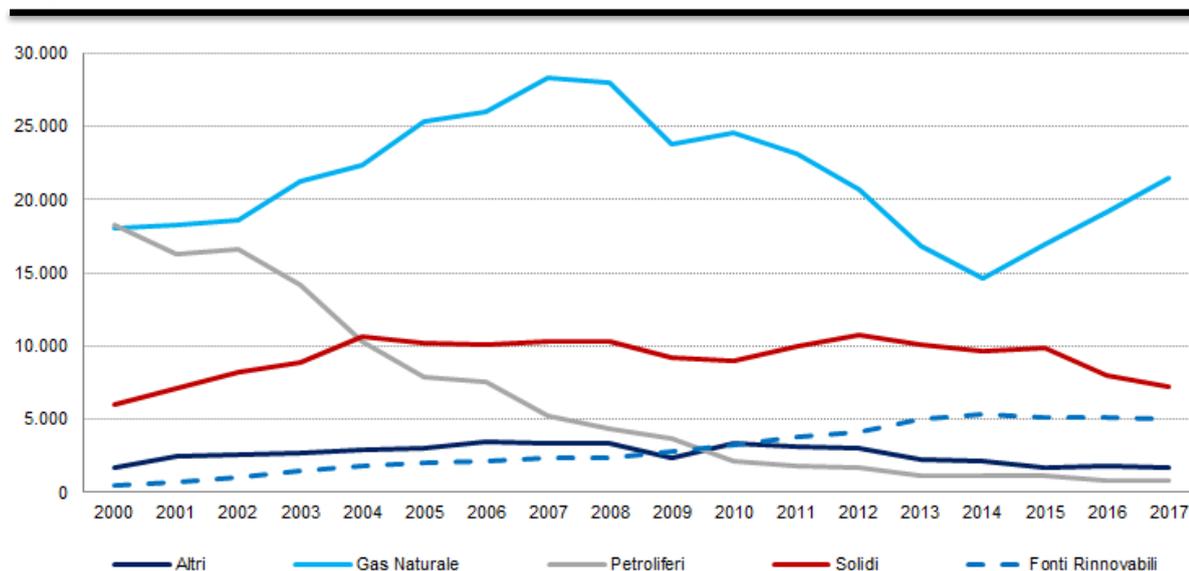
(complessivamente 48,3 TWh). Rispetto al 2016 la produzione lorda nazionale è aumentata del 2,1%.

Il maggior incremento in valore assoluto è rappresentato dalla fonte termica con oltre 10TWh (+5,0%) in più rispetto all'anno precedente, mentre il maggior incremento in termini percentuali spetta alla produzione da fonte fotovoltaica che, dopo il calo registrato per la prima volta nel 2016 (-3,7% rispetto al 2015, dovuto ad un minor irraggiamento solare), torna a crescere del 10,3% (circa 2,3TWh) nel 2017. Segno lievemente positivo anche per la fonte eolica (+0,3%), mentre prosegue il calo della fonte idroelettrica con oltre 6TWh in meno rispetto al 2016 (-14,1%) e una lieve riduzione anche nella componente geotermica (-1,4%).

Un'analisi più dettagliata della componente termoelettrica, focalizzata sugli andamenti storici delle specifiche tecnologie mostra come, in conseguenza diretta della

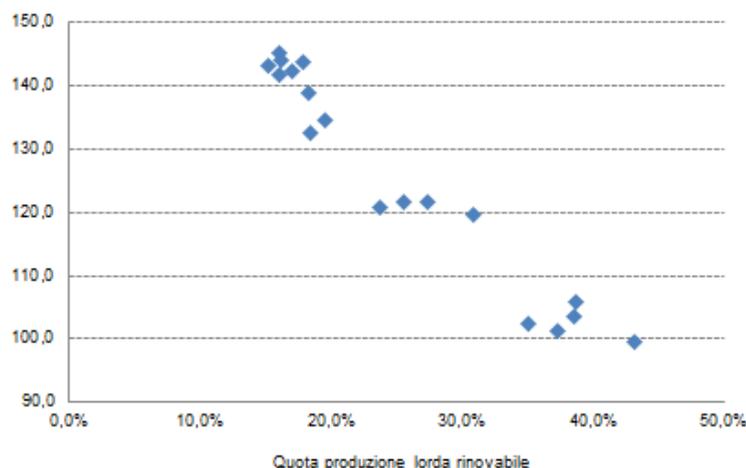
riduzione della domanda post-crisi e del progressivo ingresso delle rinnovabili nel sistema elettrico italiano, abbia avuto inizio il calo della produzione da gas naturale. Pur continuando a mantenere il primato rispetto agli altri combustibili, il gas subisce una progressiva riduzione dal 2009 per poi presentare una fase di ripresa dal 2014 che prosegue ancora nel 2017 (il suo utilizzo aumenta del 46,3% rispetto al 2014), favorita dal calo del prezzo stesso del gas. Al contrario i prodotti petroliferi, dopo una fase iniziale di rapido decremento durata fino al 2009, hanno continuato a ridursi, seppur meno drasticamente e dal 2010 sono i combustibili con la minor quota di utilizzo nella produzione termoelettrica. I combustibili solidi, dopo un periodo di stabilità cominciano a diminuire nel 2016 e proseguono nel calo anche nel 2017 con -9,8% rispetto all'anno precedente (Figura 5).

Fig 5: Consumo di combustibile per la produzione termoelettrica (Mtep)



Fonte: Terna

Fig 6: CO2 vs Rinnovabile nel periodo 2000/2017 (Mt di CO2)



Fonte: Terna

Il cambio nel mix di combustibili ha degli effetti diretti sul livello di emissioni del parco installato italiano. Data la relativa stabilità del carbone come combustibile, la maggior penetrazione del gas che ha di fatto sostituito i più inquinanti prodotti petroliferi, nonché la forte crescita delle rinnovabili, le emissioni totali del parco di generazione relative alla CO2 sono passate da 132,5Mt nel 2000 a 102,4Mt nel 2017 (Figura 6).

POTENZA

La capacità installata in Italia a fine 2017 risulta in linea rispetto al 2016, attestandosi a 117,1 GW.

Tab 3: Potenza efficiente lorda 31 dicembre 2016 e 17 (MW)

	Potenza efficiente lorda 2016	Potenza efficiente lorda 2017
Idroelettrici	22.658	22.838
di cui rinnovabili	18.641	18.863
Termoelettrici	64.915	64.045
di cui rinnovabili	4.124	4.135
Geotermoelettrici	815	813,1
Eolici	9.410	9.766
Fotovoltaici	19.283	19.682
Potenza totale	117.081	117.144
Potenza rinnovabile	52.273	53.259

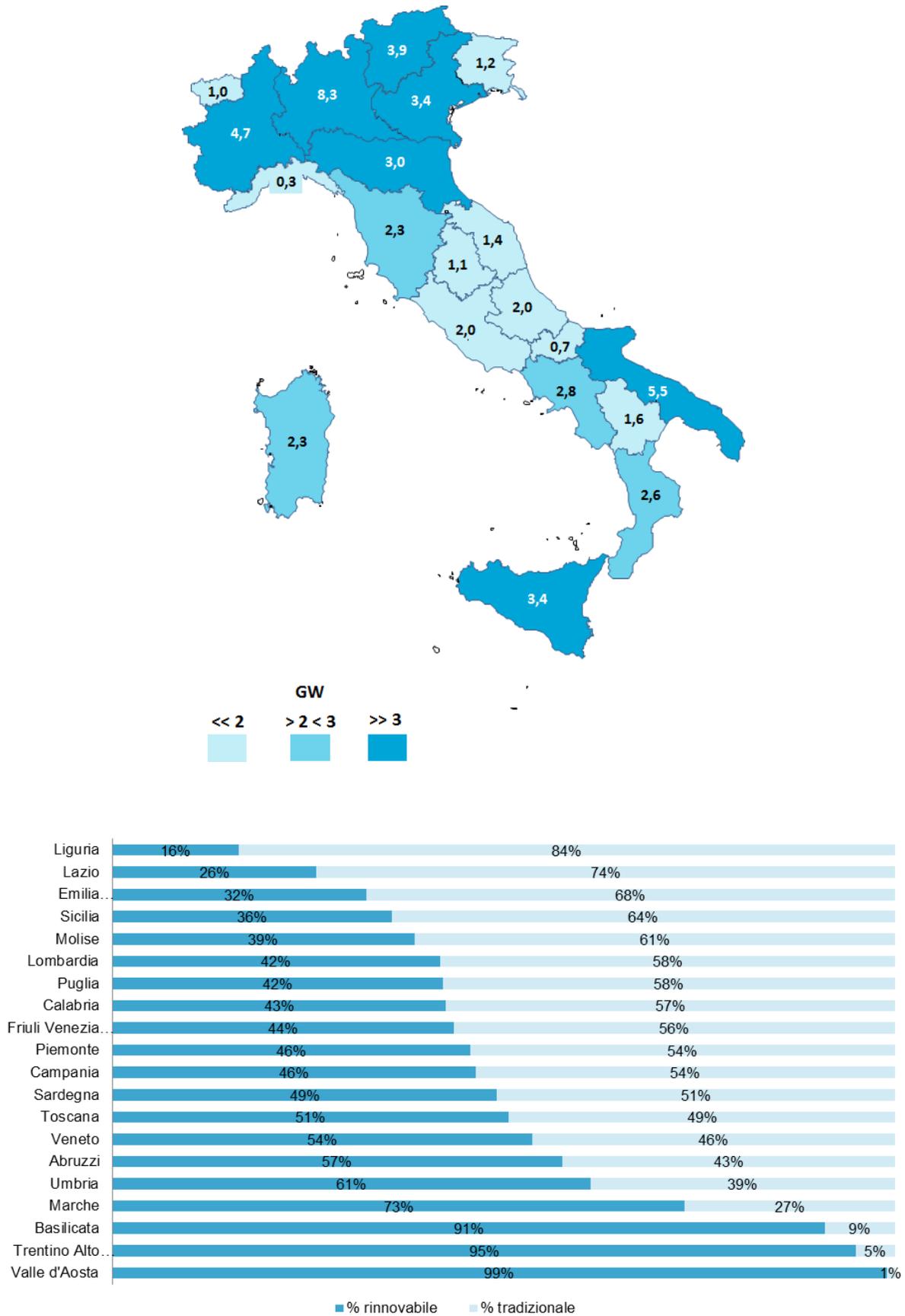
Fonte: Terna

Così come avvenuto nel biennio precedente, anche nel 2017 il calo si concentra sul parco termoelettrico la cui potenza scende di 0,9GW (-1,3% rispetto al 2016) in quanto l'invecchiamento del parco produttivo e la necessità di una maggiore efficienza hanno portato a valutare scelte industriali la cui conseguenza è stata l'ulteriore dismissione o riconversione con depotenziamento di impianti non più competitivi nel panorama elettrico italiano.

Prosegue la tendenza ad un lieve incremento dell'installato nei settori da fonte rinnovabile: +3,8% per l'eolico, +2,1% per il fotovoltaico e +1,2% per l'idrico, mentre il parco geotermoelettrico registra nuovamente una lieve flessione dello 0,2% (era -0,8% nel biennio precedente).

Da un'analisi regionale si può notare che la composizione in termini assoluti della potenza rinnovabile installata in Italia evidenzia una maggiore concentrazione nelle regioni del nord affiancate dalla Puglia e dalla Sicilia. Ma la classifica delle regioni più green varia se si osserva la copertura percentuale della componente rinnovabile rispetto a quella tradizionale.

Fig 7: CO2 vs Rinnovabile nel periodo 2000/2017 (Mt di CO2)

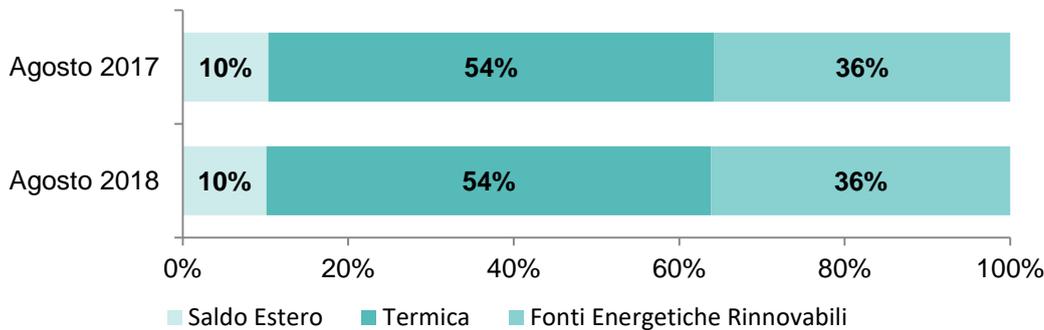


Fonte: Terna

Sintesi mensile

Nel mese di agosto 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.511GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,1%). In particolare si registra un aumento della produzione idroelettrica (+13%), del saldo estero (+2,5%) e una flessione della produzione termoelettrica (-2,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



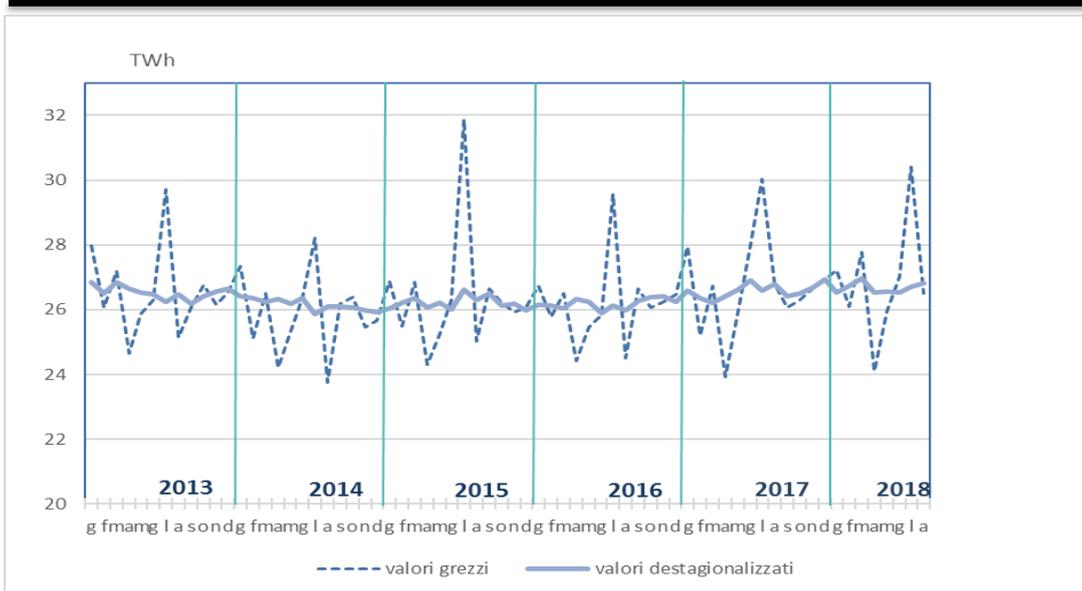
Nel mese di agosto la produzione da fonti rinnovabili è in linea con lo stesso mese del 2017.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di agosto 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,5 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione dell'1,1% rispetto ai volumi di agosto dell'anno scorso. Tale risultato è stato ottenuto a parità di giorni lavorativi (22) ma con una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C rispetto ad agosto dello scorso anno. Rettificando il dato dal solo effetto temperatura, la variazione diventa leggermente positiva (+0,1%). Nei primi otto mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +0,3% rispetto allo stesso periodo del 2017; in termini rettificati la variazione diventa pari a +0,1%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di agosto 2018 è risultata molto differenziata: positiva al Nord (+1,4%), negativa al Centro (-2,1%) e al Sud (-4,8%). Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta ad agosto 2018 ha fatto registrare ancora una debole crescita congiunturale: +0,4%, portando così il trend su un andamento crescente. Nel mese di agosto 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 89,8% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-1,7% della produzione netta rispetto ad agosto 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +2,5% rispetto ad agosto 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta ad agosto 2018 ha fatto registrare una debole crescita congiunturale: +0,4%.

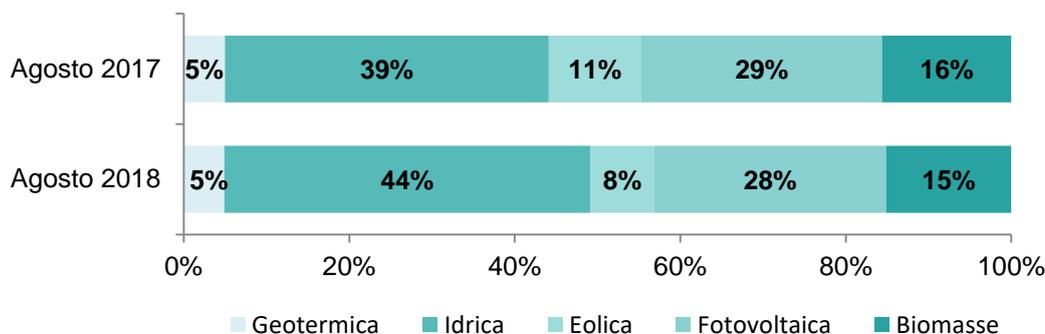
Fonte: Terna

(*) La ripartizione geografica in tre macroaree qui adottata corrisponde alla definizione territoriale ufficiale ISTAT

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra una riduzione della produzione eolica (-30,9%), della produzione fotovoltaica (-3,7%) e un aumento della produzione idrica (+13,0%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A agosto del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-13,4%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (215.164GWh) risulta in aumento (+0,3) rispetto al 2017.

Ad agosto 2018 la produzione nazionale netta è pari a 23.915GWh è composta per il 36% da fonti energetiche rinnovabili (9.649GWh) ed il restante 64% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Agosto 2018	Agosto 2017	%18/17	Gen-Ago 18	Gen-Ago 17	%18/17
Idrica	4.268	3.776	13,0%	34.967	27.512	27,1%
Termica	15.727	16.176	-2,8%	118.353	130.731	-9,5%
di cui Biomasse	1.461	1.508	-3,1%	11.812	11.916	-0,9%
Geotermica	472	480	-1,7%	3.801	3.895	-2,4%
Eolica	746	1.080	-30,9%	11.623	11.177	4,0%
Fotovoltaica	2.702	2.806	-3,7%	17.097	18.303	-6,6%
Totale produzione netta	23.915	24.318	-1,7%	185.841	191.618	-3,0%
Importazione	2.988	3.012	-0,8%	33.203	28.573	16,2%
Esportazione	283	372	-23,9%	2.296	3.966	-42,1%
Saldo estero	2.705	2.640	2,5%	30.907	24.607	25,6%
Pompaggi	109	159	-31,4%	1.584	1.623	-2,4%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.511	26.799	-1,1%	215.164	214.602	0,3%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-42,1%) rispetto all'anno precedente. A agosto 2018 si registra una riduzione della produzione da fonte termica (-2,8%), della produzione fotovoltaica (-3,7%) e un aumento della produzione idroelettrica (+13%) rispetto all'anno precedente.

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2018 la produzione totale netta (185.841GWh) ha soddisfatto per 86% della richiesta di energia elettrica nazionale (215.164GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.731	2.601	3.187	4.675	6.518	6.018	4.969	4.268					34.967
Termica	16.650	16.093	15.725	11.940	12.513	13.137	16.568	15.727					118.353
Geotermica	494	445	492	476	486	466	470	472					3.801
Eolica	1.986	1.696	2.422	1.221	909	1.418	1.225	746					11.623
Fotovoltaica	1.029	1.052	1.688	2.428	2.437	2.794	2.967	2.702					17.097
Produzione Totale Netta	22.890	21.887	23.514	20.740	22.863	23.833	26.199	23.915					185.841
Import	4.899	4.610	4.732	4.004	3.671	3.613	4.686	2.988					33.203
Export	326	199	179	337	370	275	327	283					2.296
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.301	3.338	4.359	2.705					30.907
Pompaggi	223	192	286	299	201	139	135	109					1.584
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.240	26.106	27.781	24.108	25.963	27.032	30.423	26.511					215.164

A agosto la produzione totale netta risulta in riduzione (-3,0%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Luglio con 30.423GWh.

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

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2017.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.685	2.232	2.779	2.937	4.086	4.656	4.361	3.776	3.468	2.231	2.064	2.282	37.557
Termica	21.004	16.893	14.717	13.863	14.249	16.422	17.407	16.176	15.336	17.129	19.143	17.966	200.305
Geotermica	508	456	505	482	493	476	495	480	464	483	479	500	5.821
Eolica	1.811	1.539	1.944	1.379	1.251	916	1.257	1.080	1.357	1.262	1.512	2.257	17.565
Fotovoltaica	961	1.132	2.229	2.456	2.798	2.888	3.033	2.806	2.058	1.788	1.007	861	24.017
Produzione Totale Netta	26.969	22.252	22.174	21.117	22.877	25.358	26.553	24.318	22.683	22.893	24.205	23.866	285.265
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.012	3.887	3.782	2.991	3.662	42.895
Export	803	383	404	537	498	461	508	372	347	203	308	310	5.134
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.683	3.352	37.761
Pompaggi	298	226	189	250	141	180	180	159	147	164	251	293	2.478
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.941	25.211	26.736	23.943	25.939	28.007	30.026	26.799	26.076	26.308	26.637	26.925	320.548

Nel 2017, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 30.026GWh.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di agosto 2018 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), in riduzione al Centro (Rm-Fi), 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
Agosto 2018	2.579	5.053	4.000	4.249	3.793	4.178	1.773	886
Agosto 2017	2.573	4.915	3.903	4.278	3.846	4.445	1.945	894
% Agosto 18/17	0,2%	2,8%	2,5%	-0,7%	-1,4%	-6,0%	-8,8%	-0,9%
Progressivo 2018	21.948	46.361	33.258	33.917	29.910	30.704	12.874	6.192
Progressivo 2017	22.197	45.974	32.521	33.268	29.824	31.472	13.223	6.123
% Progressivo 18/17	-1,1%	0,8%	2,3%	2,0%	0,3%	-2,4%	-2,6%	1,1%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +0,9% in zona Nord, al +1,2% al Centro, -2,4% al Sud e -1,4% nelle Isole.

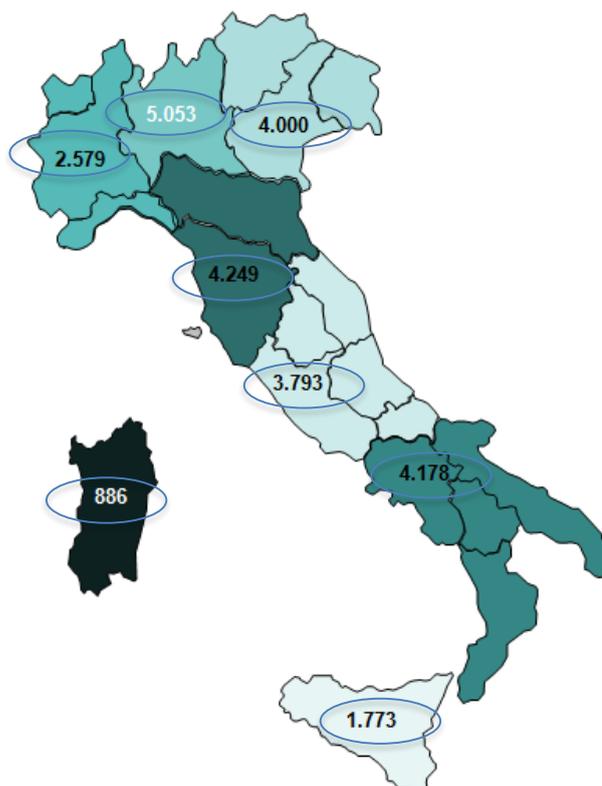
Fonte: Terna

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



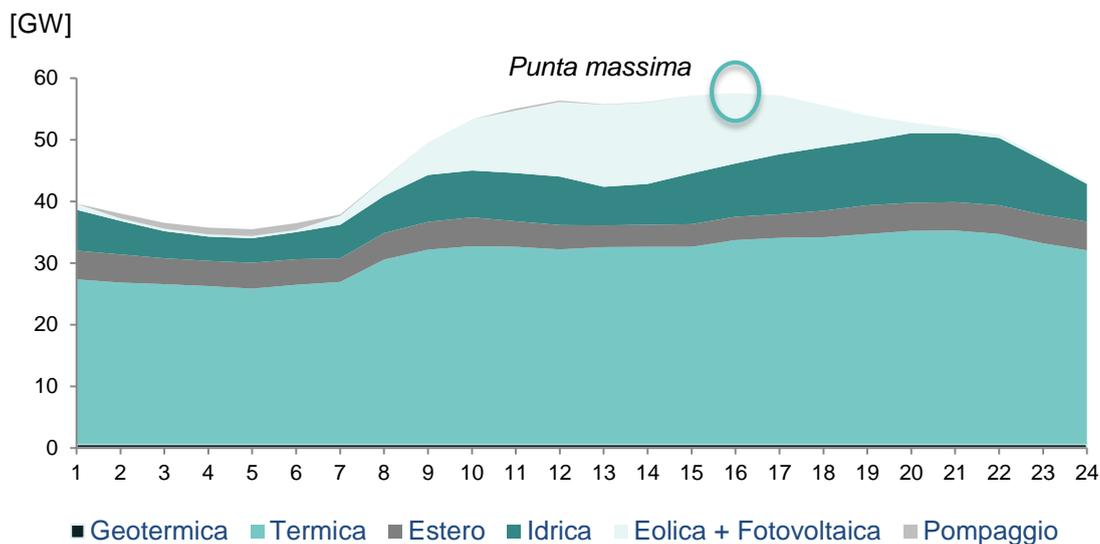
Fonte: Terna

(*) 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 agosto 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **mercoledì 01 ore 16** ed è risultato pari a 57.567 MW (+2,6% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

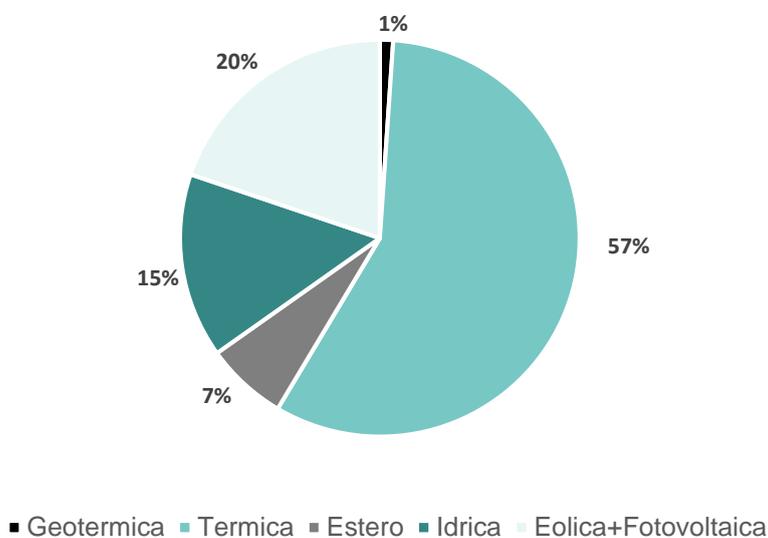
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 33.112 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 01 agosto 2018 ore 16



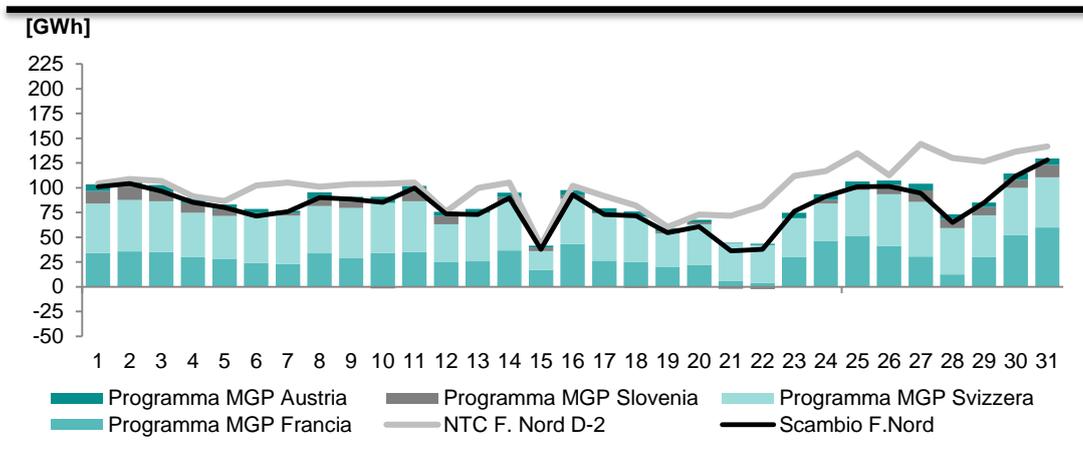
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 36%, la produzione termica per il 57% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Agosto 2018

Nella prima metà del mese di agosto 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 agosto 2018 si registra un Import pari a 2.988GWh e un Export pari a 283GWh.

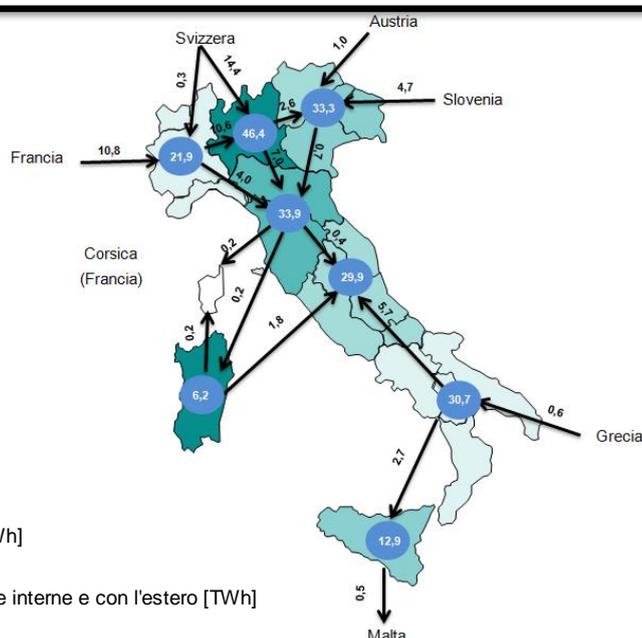
Fonte: Terna

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



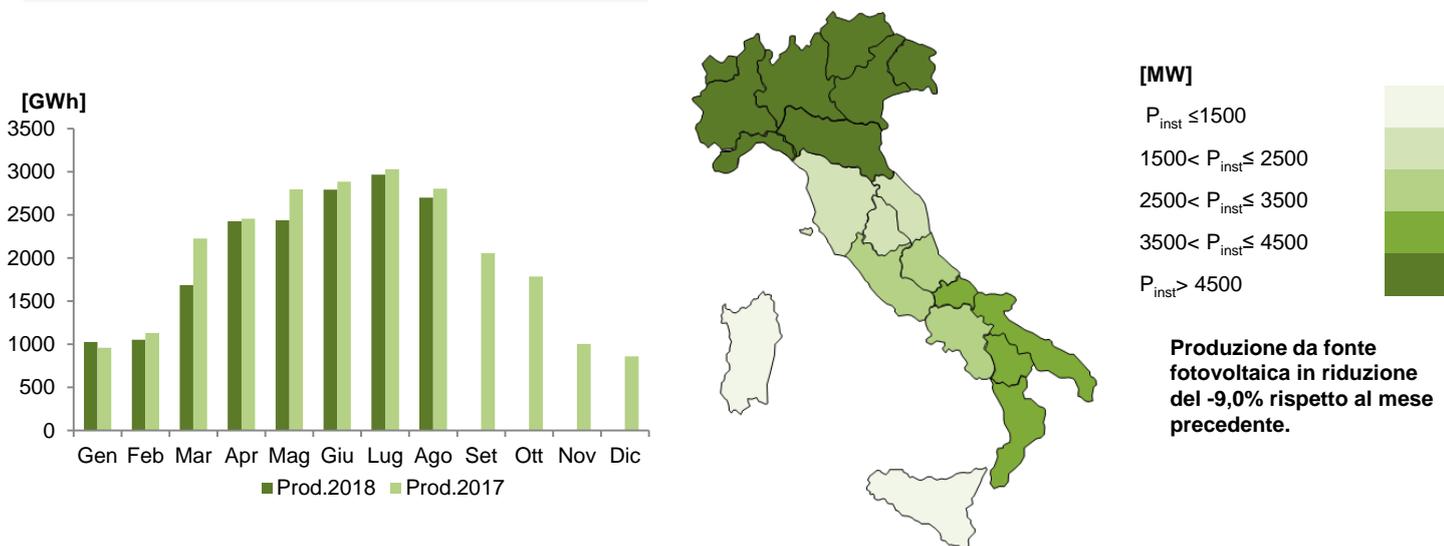
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 11,7TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 2,7TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di agosto 2018 si attesta a 2.702GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 265GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-6,6%).

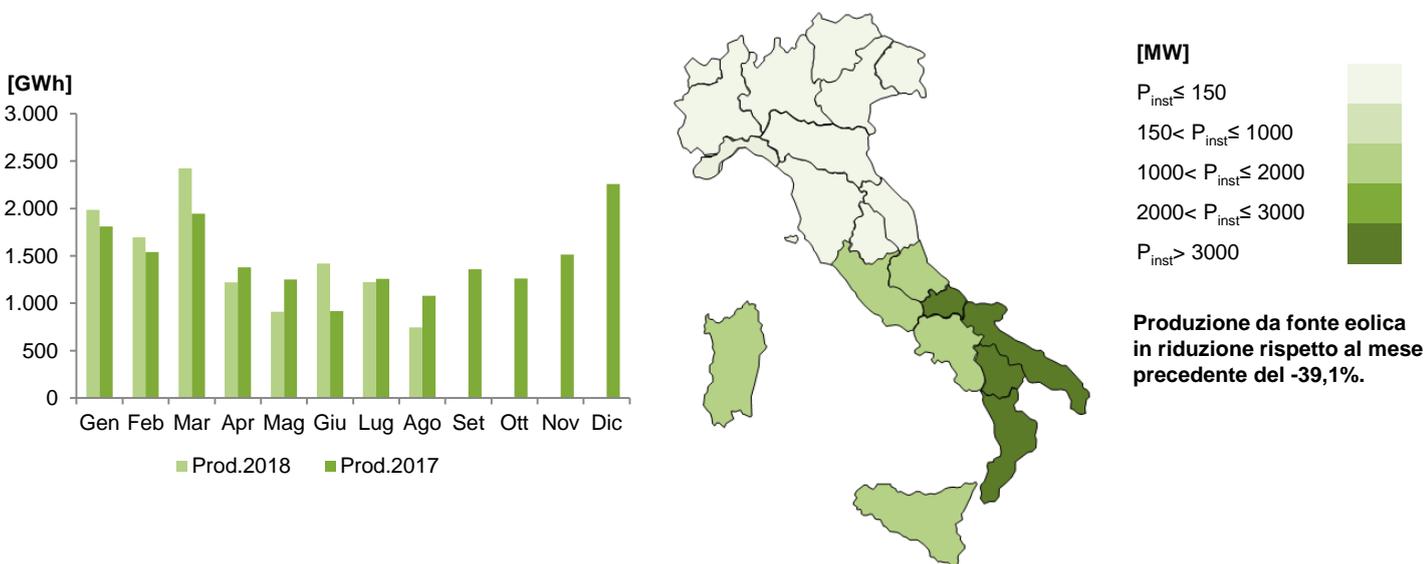
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di agosto 2018 si attesta a 746GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 479GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+4,0%).

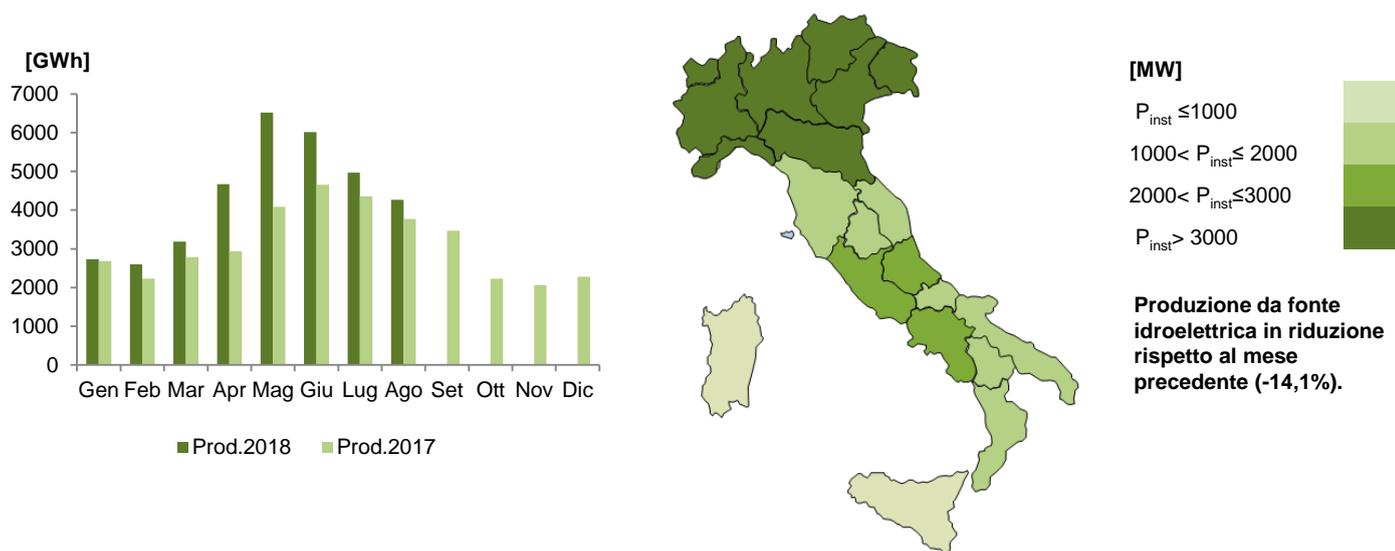
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di agosto 2018 si attesta a 4.268GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 701GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+27,1%) rispetto all'anno precedente.

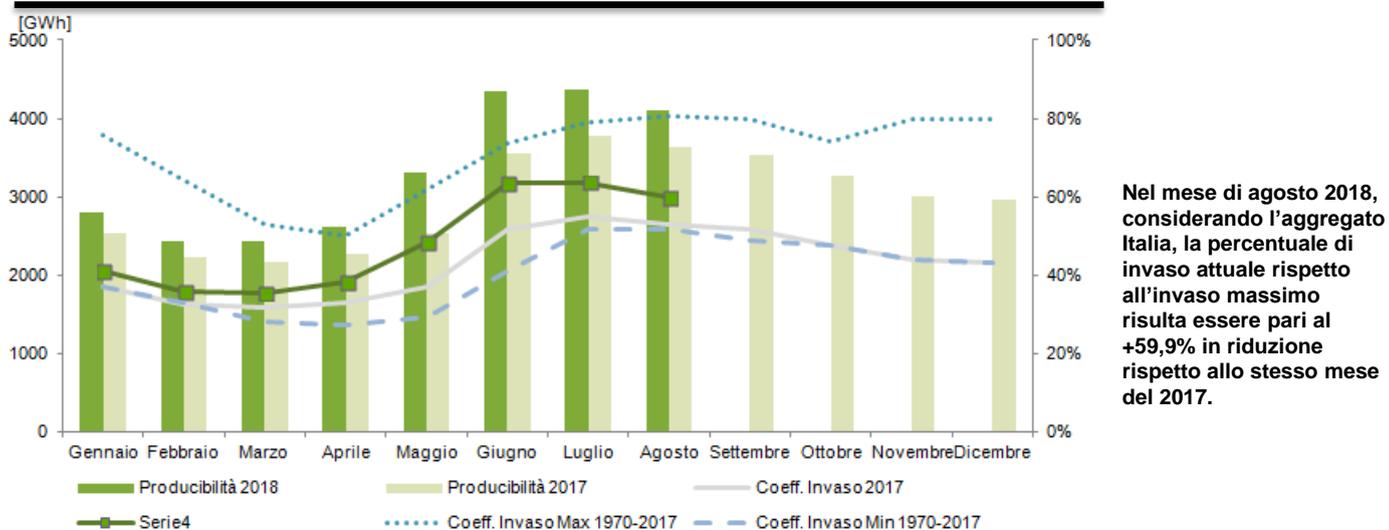
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



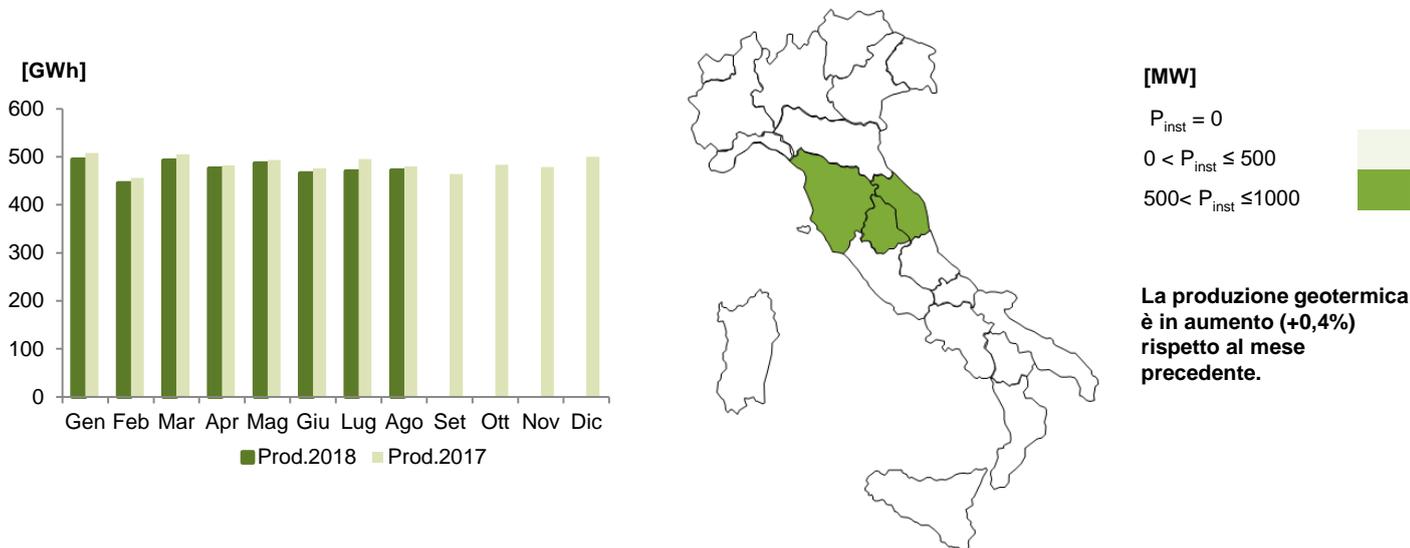
Nel mese di agosto 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +59,9% in riduzione rispetto allo stesso mese del 2017.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2018	[GWh]	2.916	979	204	4.098
	% (Invaso / Invaso Massimo)	62,8%	54,0%	53,5%	59,9%
2017	[GWh]	2.740	717	169	3.769
	% (Invaso / Invaso Massimo)	68,9%	54,6%	48,2%	64,0%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di agosto 2018 si attesta a 472GWh in aumento rispetto al mese precedente di 2GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-2,4%) rispetto all'anno precedente.

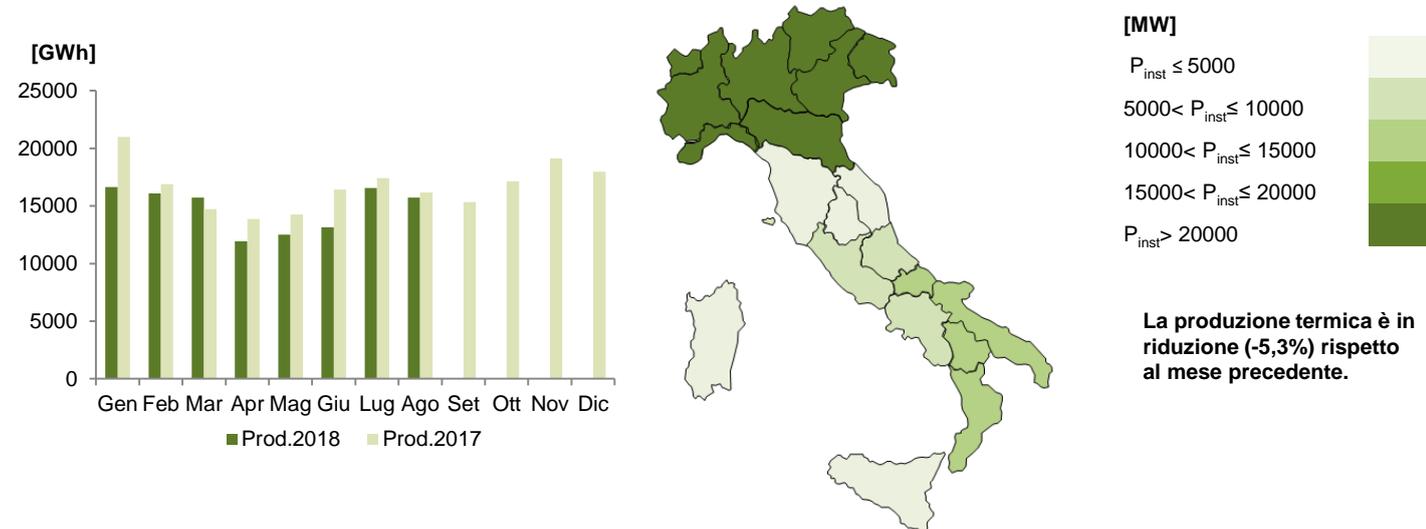
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di agosto 2018 si attesta a 15.727GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 841GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-9,5%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

Nel mese di agosto i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$73,1/bbl, in diminuzione rispetto ai \$74,6/bbl di luglio (-2,0%).

I prezzi del carbone API2 si sono assestati a circa \$97,0/t in aumento rispetto a quelli di luglio che si erano stabilizzati intorno ai \$100,3/t (-3,3%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati ad agosto assestandosi a €24,1/MWh, +8,6% rispetto al mese precedente ; il PSV ha registrato una media di €25,6/MWh in aumento rispetto al mese di luglio (+4,5%).

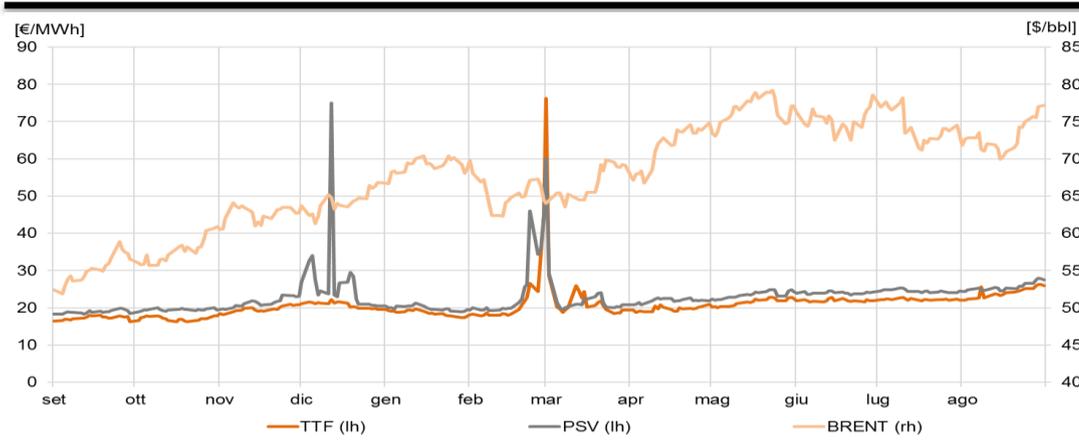
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di agosto sono in aumento rispetto al mese di luglio con una media mensile di €69,2/MWh (+6,5%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

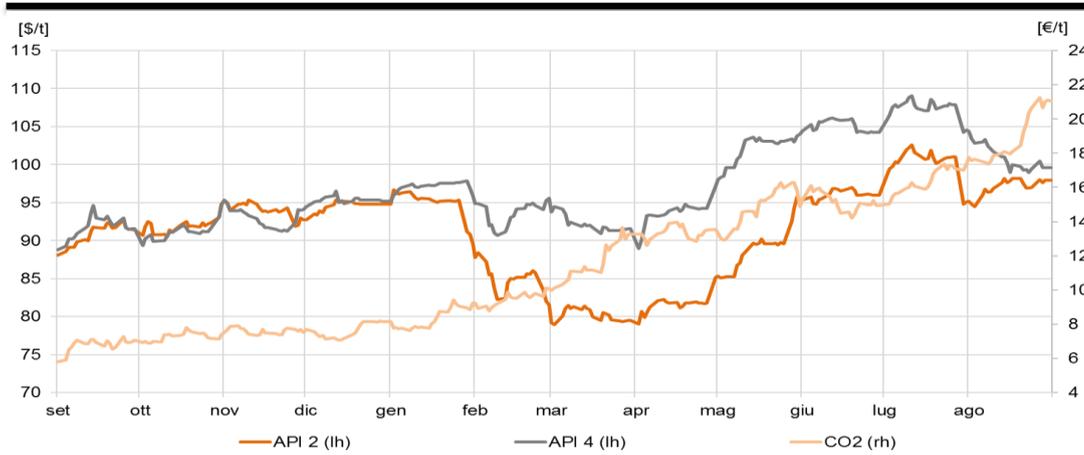
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = €1,5/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

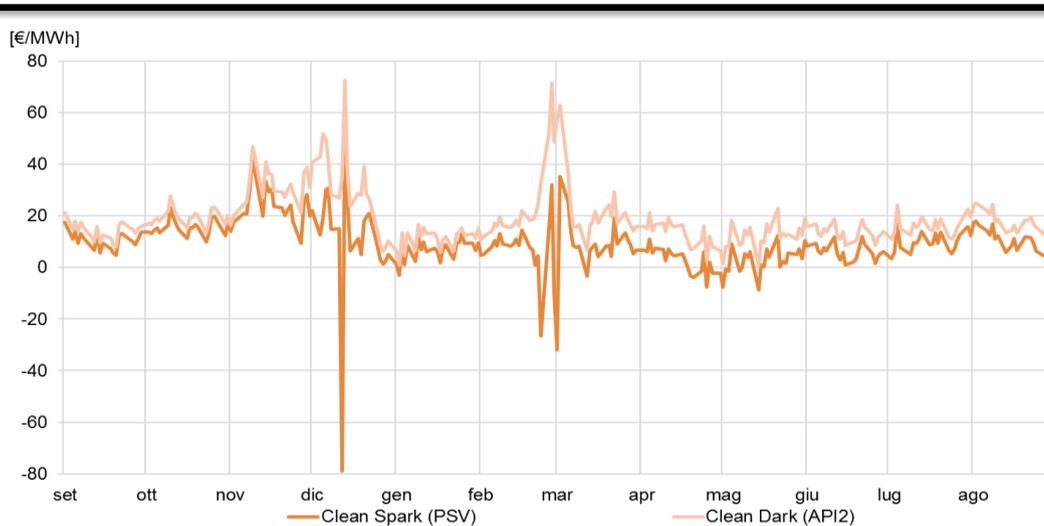
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$3,8/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €10,8/MWh (+10,8% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €18,6/MWh (+16,4% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di agosto i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$73,0/bbl in linea rispetto ai \$73,3/bbl di luglio.

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in leggera diminuzione, assestandosi a circa \$88,6/t (-0,4%) rispetto al valore di luglio che si era attestato a \$89,0/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in aumento tra agosto e il mese precedente attestandosi intorno ai €23,9/MWh (+3,7%).

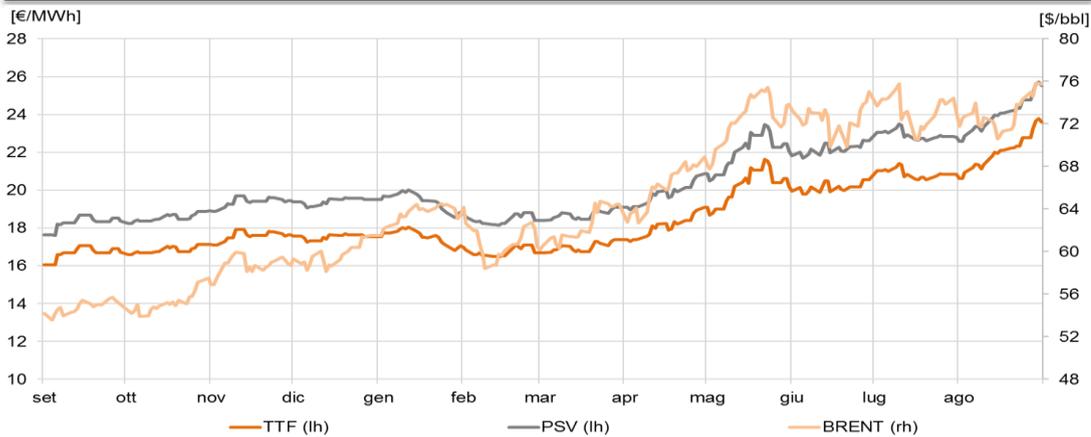
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €62,4/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (+4,6%) in cui sono stati €59,7/MWh. Trend in leggero aumento si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €51,7/MWh così come in Germania attestandosi a circa €47,0/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

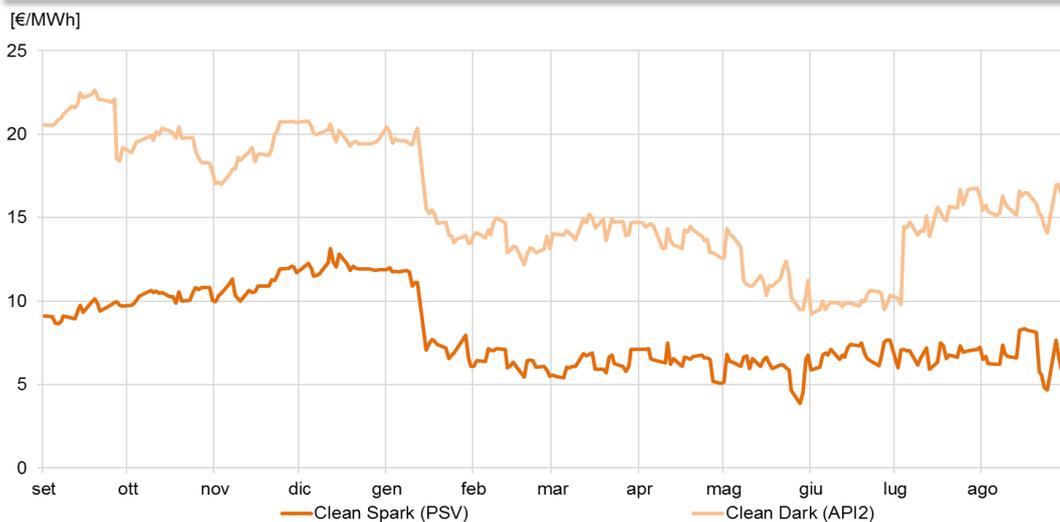
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$1,5/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€6,8/MWh (-0,7% MoM)**

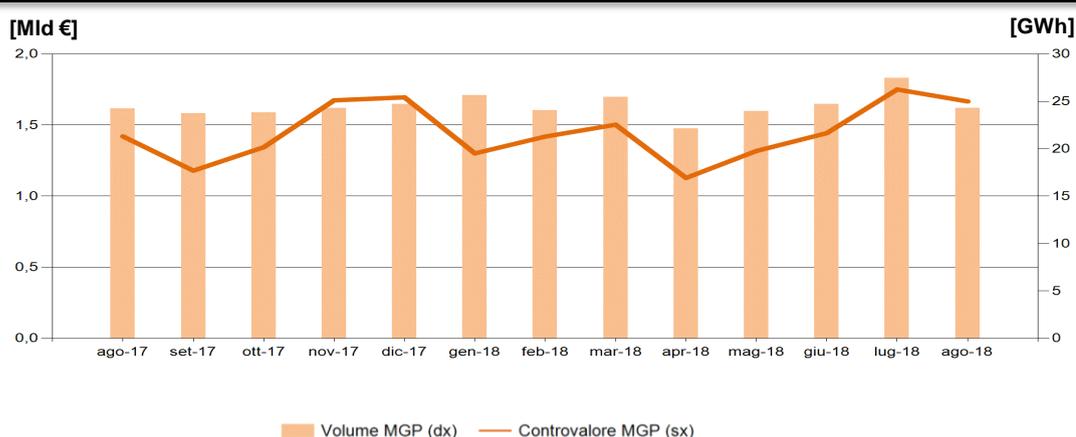
**Clean dark spread API2
medio mensile =
€11,6/MWh (+14% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a agosto è pari a circa €1,7Mld, in riduzione del 5% rispetto al mese precedente ed in crescita del 17% rispetto a agosto 2017. La riduzione rispetto a luglio è dovuto ad un calo dei volumi MGP, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €55,8/MWh (agosto 2017) a €67,7/MWh (agosto 2018).

Controvalore e volumi MGP

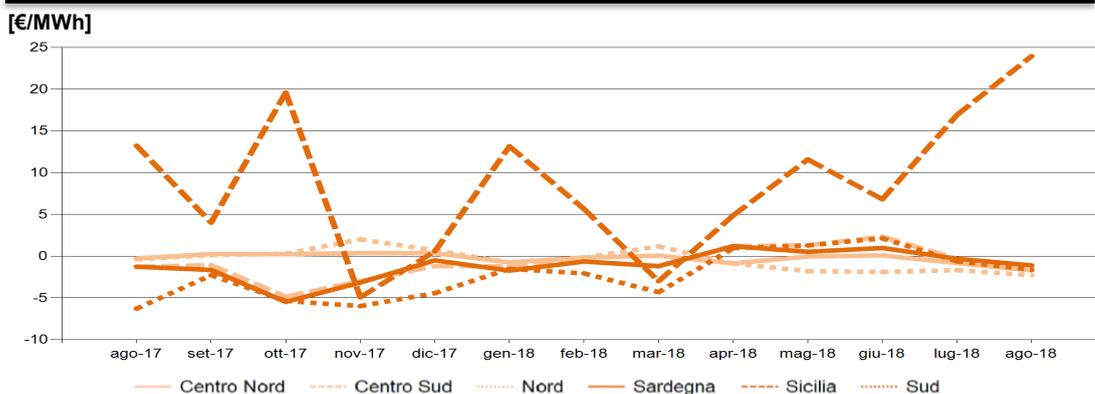


Controvalore agosto 2018 in crescita del 17% rispetto a agosto 2017

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di agosto i prezzi zonalı sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€24/MWh. Rispetto a agosto 2017 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €22,7/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €12,2/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalı agosto 2018 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 ad agosto è pari a €6,0/MWh per la zona Nord, è mediamente pari a €4,0/MWh per le zone Centro-Nord, Centro-Sud e Sud ed è pari a €3,9/MWh per la zona Sardegna e a €0,1/MWh per la zona Sicilia.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a luglio era pari a €8,5/MWh per le zone Nord e Centro-Nord, €4,1/MWh per le zone Sud, Centro-Sud e Sardegna e a €0,3/MWh per la zona Sicilia.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	67,7	65,4	66,0	66,5	66,1	91,7	66,6
YoY	11,9	10,0	10,5	12,0	16,6	22,7	12,1
Δ vs PUN	-	-2,3	-1,7	-1,2	-1,6	24,0	-1,1
Δ vs PUN 2017	-	-0,4	-0,3	-1,3	-6,3	13,2	-1,3
Picco	70,7	69,3	69,4	68,8	68,2	91,7	69,2
Fuori picco	66,1	63,3	64,1	65,2	64,9	91,6	65,2
Δ Picco vs Fuori Picco	4,6	6,0	5,2	3,6	3,2	0,1	4,0
Minimo	47,1	46,5	48,4	50,0	30,0	30,0	50,0
Massimo	89,4	86,2	86,2	86,2	82,5	141,0	86,2

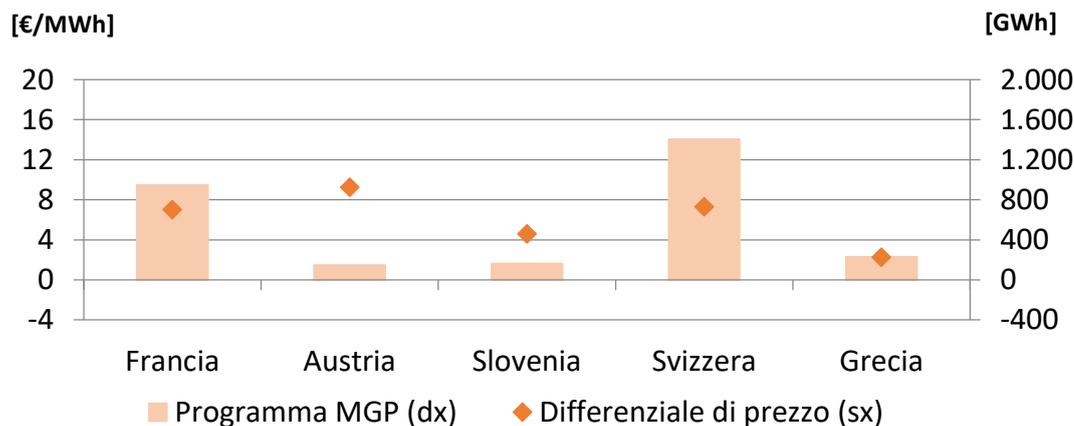
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente è diminuito in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di agosto si registra una diminuzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere tranne la Grecia. Per quest'ultima frontiera il differenziale Brindisi-Grecia ad agosto è cambiato di segno, diventando positivo.

Nel mese di agosto si registra un import complessivo di 3,1 TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 33% e il 46% del totale. L'export complessivo è pari a 0,2TWh, di cui la Grecia rappresenta il 46%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 2,7 TWh

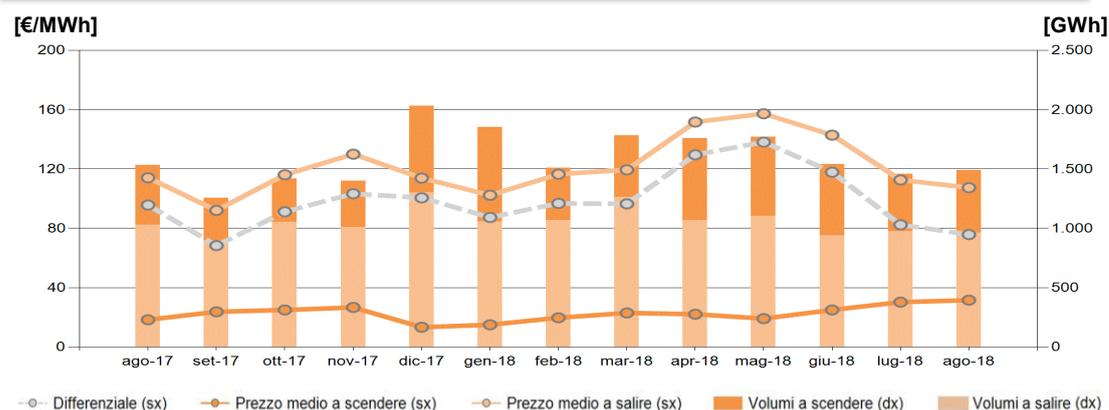
Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A agosto il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €75,8/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 8% e rispetto a agosto 2017 del 21%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+2%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite dell'1% e quelle a scendere sono aumentate del 9%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano ridotte del 7% e quelle a scendere risultano aumentate del 5%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



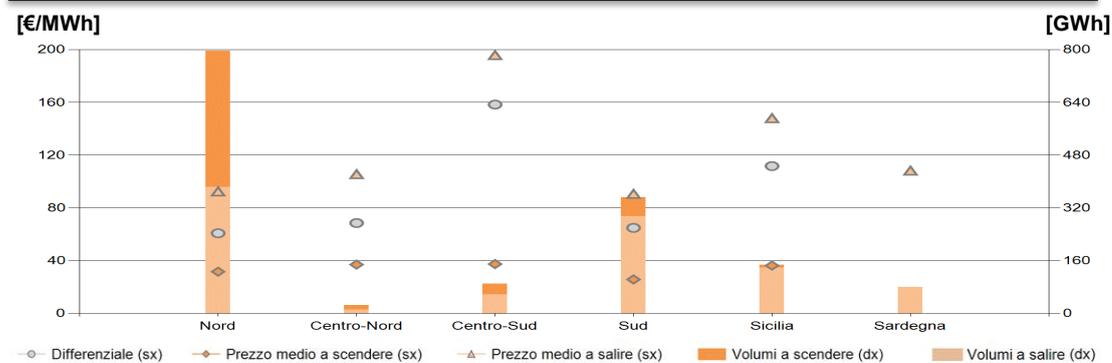
Prezzo medio a salire a agosto 2018 pari a €107,4/MWh
 Prezzo medio a scendere a agosto 2018 pari a €31,6/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€158,3/MWh) è il Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 18% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 14% (da €228,5/MWh di luglio a €195,8/MWh di agosto) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 4% (da €35,8/MWh di luglio a €37,4/MWh di agosto).

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

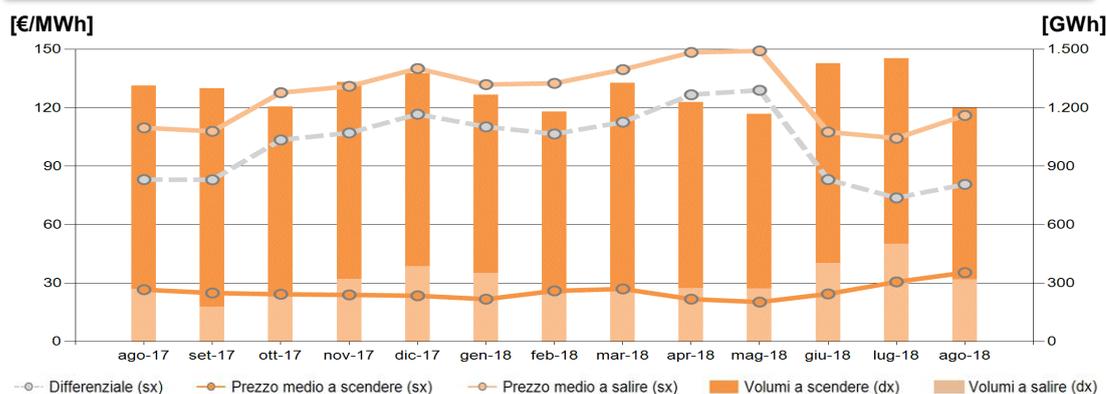
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

Ad agosto il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €80,7/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€73,7/MWh; 9%) e in riduzione rispetto a agosto 2017 (€83,1/MWh; -3%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 36% e quelle a scendere sono diminuite dell'8%. Rispetto a agosto 2017, le movimentazioni a salire sono aumentate del 18% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 16%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a agosto 2018 pari a €116,0/MWh
 Prezzo medio a scendere a agosto 2018 pari a €35,3/MWh

Fonte: Terna

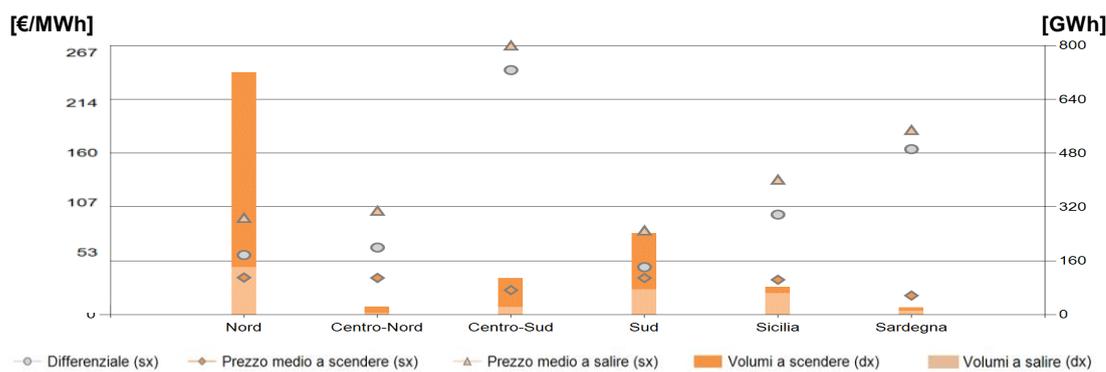
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€243,4/MWh) è Centro-Sud.

A agosto la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (579GWh), analogamente al mese precedente, seguita dalla zona Sud (167 GWh)

Il differenziale di prezzo è aumentato nelle zone Centro Nord, Centro Sud e Sicilia, ed è diminuito nelle zone Nord, Sud e Sardegna.

La zona che registra il maggior aumento è il Centro Sud (+65%) e la zona che registra la maggior riduzione in percentuale è il Nord (-12%).

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

Nel seguito una selezione dei provvedimenti di ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Agosto 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Adeguamento della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel

[Delibera 422/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato il progetto pilota relativo alla partecipazione al Mercato dei servizi di dispacciamento delle unità virtuali abilitate miste (c.d. UVAM), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione, unità di consumo e sistemi di accumulo. Tale progetto - che sarà avviato a partire dal 1 novembre 2018 - si inserisce nell'ambito dei progetti piloti di cui alla delibera 300/2017/R/eel volti, nelle more della riforma organica del servizio di dispacciamento e della definizione da parte dell'Autorità del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento (TIDE), a consentire da subito l'apertura del mercato dei servizi a nuove risorse di dispacciamento.

Determinazione dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione relativo alle unità di produzione essenziali isolate nella disponibilità di Enel Produzione S.p.a., per l'anno 2015

[Delibera 423/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2015, in relazione alle unità di produzione essenziali di Enel Produzione S.p.a. che operano su reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse, neanche indirettamente, con la rete di trasmissione nazionale (c.d. unità isolate).

Semplificazioni in materia di Reti interne di Utenza e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo. Aggiornamento del registro delle Reti Interne di Utenza di cui alla deliberazione 788/2016/R/eel

[Delibera 426/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha aggiornato il Registro delle Reti Interne di Utenza (RIU) approvato con la delibera 788/2016/R/eel, al fine di escludere:

- le reti che hanno perso i requisiti identificativi di una RIU di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 99/09;
- le reti che sono state successivamente classificate tra i sistemi semplici di produzione e consumo.

Risultano attualmente 33 RIU.

Differimento del termine per la presentazione delle dichiarazioni relative agli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC)

[Delibera 427/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha differito dal 30 giugno al 30 settembre 2018 il termine entro il quale i gestori di potenziali Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) possono presentare all'Autorità, a pena di decadenza, la dichiarazione per il riconoscimento come ASDC. Conseguentemente ha richiesto a Terna e Acquirente Unico di adeguare le scadenze (anteriori al 30 settembre) per il completamento, da parte dei gestori degli ASDC, delle attività finalizzate alla piena attuazione del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC).

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 2018 sono provvisori, mentre quelli del 2017 sono definitivi, pubblicati sul sito www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/dati/statistici.aspx
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 – 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.