

Maggio 2017



# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Maggio 2017

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## 01 Focus del mese

pag. 5

Il «Focus del mese» è dedicato all'analisi dei Carichi relativi all'anno 2016, che verranno poi inseriti all'interno del rapporto «Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2016» di prossima pubblicazione.

## 02 Bilanci

pag. 10

Nel mese di maggio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (25,1 miliardi di kWh) risulta in aumento dell'1,1% rispetto ai volumi di maggio dell'anno scorso. Nei cinque mesi del 2017, la richiesta risulta sostanzialmente stabile (+0,1%) rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +0,8%.

Nel mese di maggio 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,2% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+0,7% della produzione netta rispetto a maggio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +2,5%, rispetto a maggio 2016).



## 03 Sistema Elettrico

pag. 16

A maggio 2017 la produzione nazionale netta pari a 22.096GWh è composta per il 44% da fonti rinnovabili (9.798GWh) ed il restante 56% da fonte termica.

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+10,0%) e una riduzione della produzione idroelettrica (-10,8%) e della produzione eolica (-25,9%) rispetto all'anno precedente.



## 04 Mercato Elettrico

pag. 19

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a maggio è pari a circa €1,0Mld, in crescita del 8% rispetto al mese precedente e del 25% rispetto a maggio 2016.

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 110,9€/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 46% e rispetto a maggio 2016 del 52%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%).

Il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €96,8/MWh, in riduzione sia rispetto al mese precedente (125,5 €/MWh; -23%) che rispetto a maggio 2016 (119,2 €/MWh; -19%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-9%).



## 05 Regolazione

pag. 27

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

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## Analisi dei carichi 2016

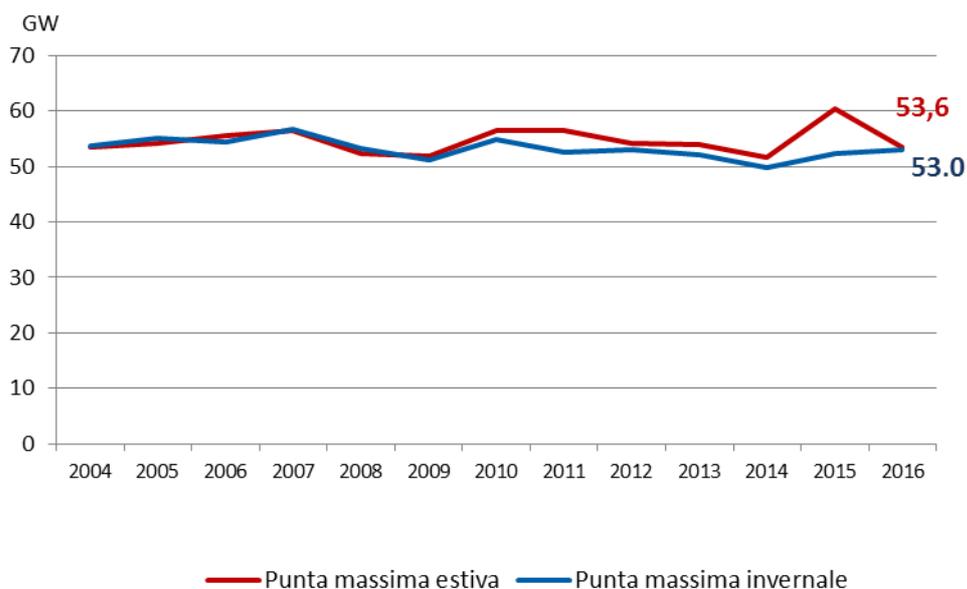
In questo «Focus del mese» viene fornita un'analisi dei profili di carico relativi all'anno 2016, con riferimento ai dati statistici 2016 rilevati da Terna e di prossima pubblicazione sul sito istituzionale. La rilevazione dei carichi orari negli ultimi anni evidenzia da un lato una forte dipendenza dei consumi dalle temperature, in particolare nel periodo estivo dovuto all'esteso utilizzo degli impianti di climatizzazione, dall'altro una forte variabilità del rapporto tra i consumi finali e il «carico» equivalente visto da Terna a livello di Rete di Trasmissione Nazionale. Tale rapporto è fortemente influenzato dalla produzione da generazione distribuita, in particolare all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

### Punta estiva in linea con i valori storici

Il valore della punta registrato nel 2016 (Figura 1) è stato pari a 53,6 GW, verificatosi il giorno 12 luglio alle ore 17. La punta 2016 è stata sensibilmente più bassa rispetto al corrispondente valore del 2015 (60,5 GW registrato sempre nel mese di luglio), e si è riportata sostanzialmente all'interno del trend storico degli ultimi anni, caratterizzato, ad eccezione proprio del 2015, da una sostanziale stabilità dei carichi massimi. Si conferma il verificarsi della punta massima annuale nei mesi estivi (sempre in relazione all'esteso utilizzo degli impianti di climatizzazione), anche se nel 2016 il valore della punta invernale è stato quasi uguale a quello estivo, situazione già verificatasi negli anni tra il 2004 e il 2009.

Si conferma inoltre la forte correlazione tra il carico e le temperature estive: nel mese di luglio 2016, le temperature medie sono state appena superiori alle medie storiche di riferimento, mentre il picco record del 2015 si è registrato in concomitanza di temperature molto alte rilevate (4/5 °C superiori rispetto alle medie del periodo)

Figura 1 - Punta massima estiva e invernale



Fonte: Terna

## Il margine di riserva

Ai fini statistici si riporta il valore puntuale dei margini di riserva in corrispondenza dell'ora di massimo carico; tale indicatore verifica la capacità del sistema, comprensiva delle capacità di importazione, di coprire il fabbisogno con i dovuti margini di riserva di sostituzione e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone di mercato.

Il margine di riserva alla punta, in riduzione nel 2015 (in particolare in estate in relazione al valore record del fabbisogno richiesto), è risultato nel 2016 pari a 15% in estate e 18% in inverno (Figure 2 e 3). Va tuttavia notato come il margine di riserva minimo nell'inverno 2016 non si sia verificato in occasione della punta massima ma nel periodo di forte riduzione delle importazioni dall'estero (indisponibilità nucleare francese) e che dunque è risultato inferiore al 10% (contro il 18% riportato in Figura 3).

Più in generale va osservato come il sistema elettrico italiano, al pari di altri sistemi europei, stia attraversando negli ultimi anni un periodo di intensa trasformazione che ha comportato, tra gli altri, l'effetto di una diminuzione della capacità installata tradizionale (termica) fondamentale per garantire la stabilità della rete.

Da un lato si è assistito ad una massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili che hanno raggiunto i 29GW nel periodo 2000-2016, di cui 19.5GW di fotovoltaico e 9.5GW di eolico, che in aggregato dovrebbero crescere fino a coprire circa il 50% del consumo secondo quanto previsto dalla Strategia Energetica Nazionale 2017.

Dall'altro lato l'indebolimento della domanda elettrica congiuntamente ad una compressione dei margini di generazione (spreads) ha creato le condizioni per un progressivo *phase-out* di circa 15GW nel periodo 2012-2016; ulteriori 5-6GW sono ad oggi 'indisponibili' con la possibilità che vengano definitivamente ritirati dal sistema entro la fine del 2018. Infatti la flotta termica convenzionale nel 2012 era pari a 77GW mentre allo stato attuale risulta di 56GW.

Il margine di riserva pertanto rimane ben al di sotto dei livelli storici (Figura 2 – 3) che comunque beneficiavano di un assetto del parco generativo non comparabile a quello attuale. Il problema dell'adeguatezza dunque persiste nel il sistema elettrico italiano.

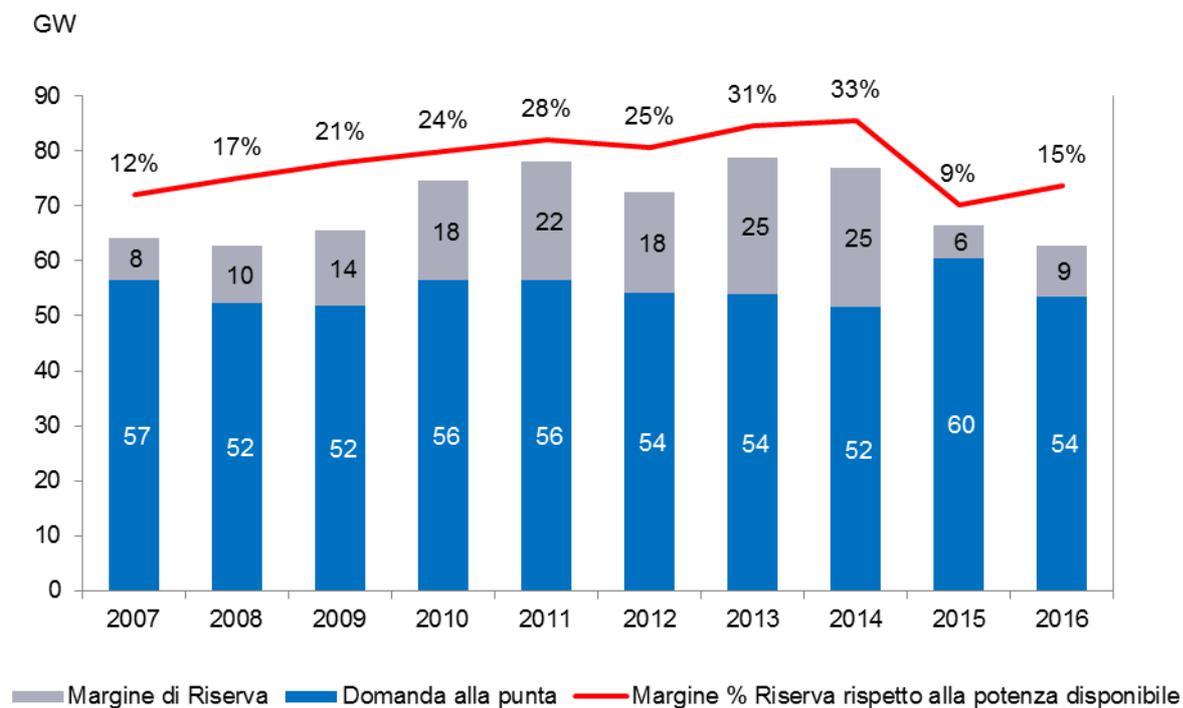
Quest'ultimo punto è stato recentemente ripreso da ENTSO-E che in una sua pubblicazione (Summer Outlook) analizza le condizioni di adeguatezza ed eventuali criticità relativamente al periodo estivo (es. alte temperature, crescita dei consumi elettrici) sia a livello continentale che a livello di singolo Paese.

In particolare, in presenza e persistenza di alte temperature, in Italia l'adeguatezza del sistema elettrico dovrà essere monitorata accuratamente e con continuità per via della ridotta capacità di generazione disponibile soprattutto nelle regioni del Nord e Centro Nord.

In aggiunta, la riduzione della disponibilità di risorse idriche, dovuta alle scarse precipitazioni che hanno caratterizzato questo inverno/primavera, e quindi la ridotta capacità di generazione da fonte idroelettrica, possono accentuare questo fenomeno.

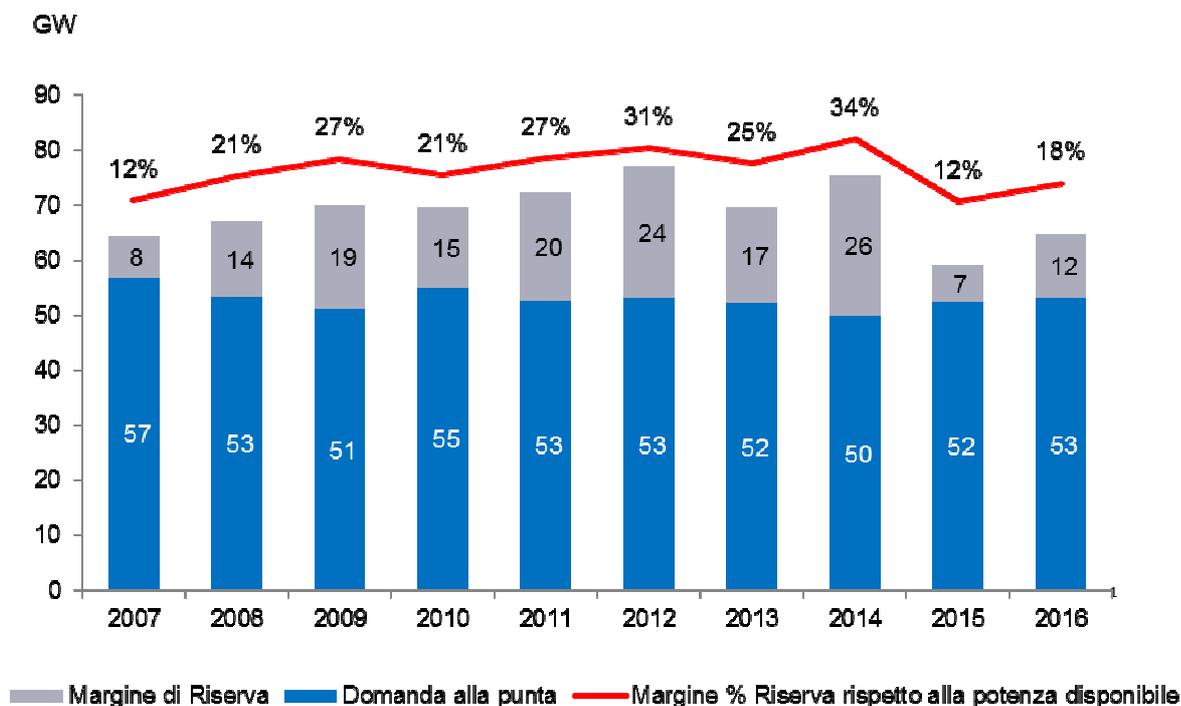
Oltre ad interventi di breve termine volti ad assicurare la stabilità del sistema, rimane forte l'esigenza di garantire tale stabilità anche e soprattutto nel medio e nel lungo termine. A tal fine dunque appare quanto mai opportuno l'entrata in vigore di sistemi che garantiscano corretti segnali di prezzo agli operatori, come nel caso del capacity market.

Figura 2 – Margine di Riserva in corrispondenza delle punte massime estive



Fonte: Terna

Figura 3 – Margine di Riserva in corrispondenza delle punte massime invernali



Fonte: Terna

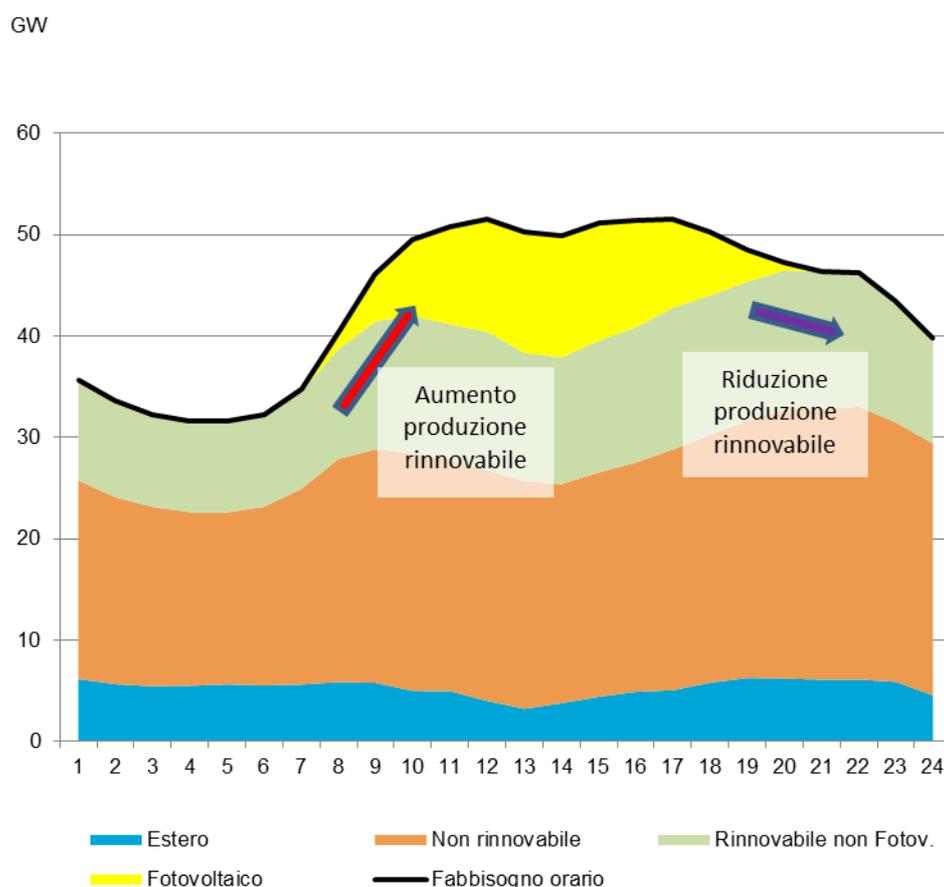
1) Il margine di riserva minimo nell'inverno 2016 non si è verificato in occasione della punta massima ma nel periodo di forte riduzione delle importazioni dall'estero (indisponibilità nucleare francese) ed è risultato pari a 5GW (9%)

## Aumenta la copertura estiva da rinnovabile

Se da un lato è rilevante l'indicatore del margine di riserva alla punta, al contempo è importante valutare la copertura del carico da parte delle rinnovabili: infatti se da un lato i valori più alti di richiesta si presentano nelle ore centrali del giorno, al contempo il picco del carico residuo, ovvero la quota parte del carico vista dalla rete di trasmissione nazionale, si registra nelle ore serali (la Figura 4 si riferisce alla giornata del 20/07/2016, terzo mercoledì di luglio).

Come emerge dalla figura, si evidenzia un sempre maggiore contributo delle fonti rinnovabili alla copertura del fabbisogno: dalle 10 alle 18 la percentuale di copertura è tipicamente superiore al 40%.

Figura 4 – Copertura per fonte del fabbisogno estivo anno 2016



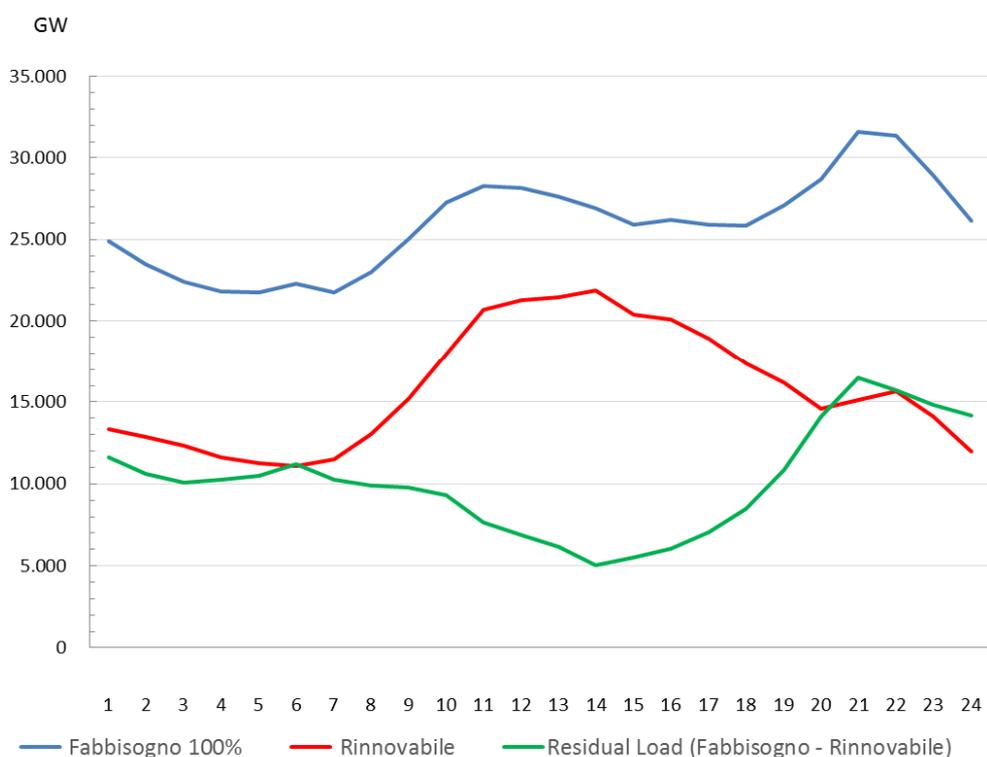
Fonte: Terna

## Carico residuale

Come anticipato nel paragrafo precedente l'analisi dei carichi e del contributo delle diverse fonti alla copertura mette in luce un contributo crescente delle rinnovabili. In tal senso il carico residuo non coperto dalle fonti rinnovabili, ovvero il 'Residual Load' (Figura 5), nel giorno di massima copertura percentuale da fonti rinnovabili del 2016 (25 aprile 2016), risulta minore del 40% su base giornaliera ed è pari a meno del 20% alle ore 14:00.

Di norma nella fascia oraria tra le 17 e le 21, l'effetto congiunto di una discreta crescita del fabbisogno e della fisiologica riduzione del contributo da fonti rinnovabili determina un'impennata del 'Residual Load' per la copertura del quale risulta fondamentale la flessibilità messa a disposizione dalle unità più performanti del parco di generazione tradizionale.

Figura 5 – Giorno 25 aprile 2016: Fabbisogno e Residual Load

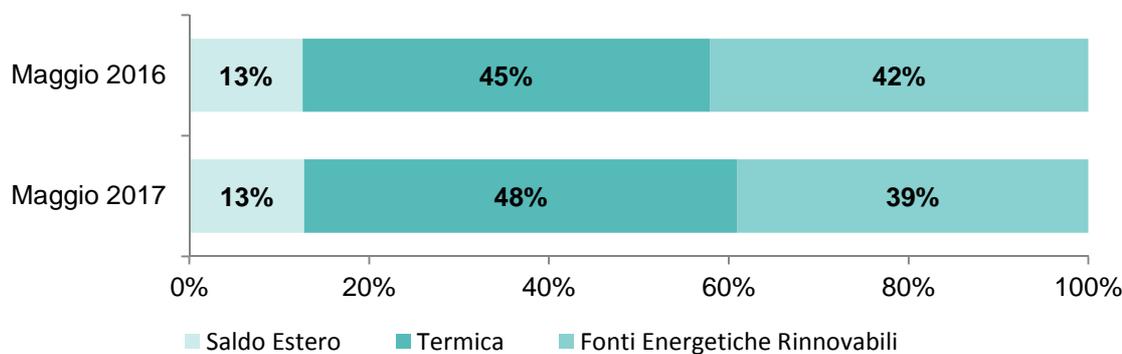


Fonte: Terna

## Sintesi mensile

Nel mese di maggio 2017, la domanda di energia elettrica è stata di 25.096GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,1%). In particolare si registra un aumento del saldo estero (+2,5%), della produzione termoelettrica (+6,2%) e una flessione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (-6,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

### Composizione Fabbisogno



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

Fonte: Terna

## Analisi congiunturale

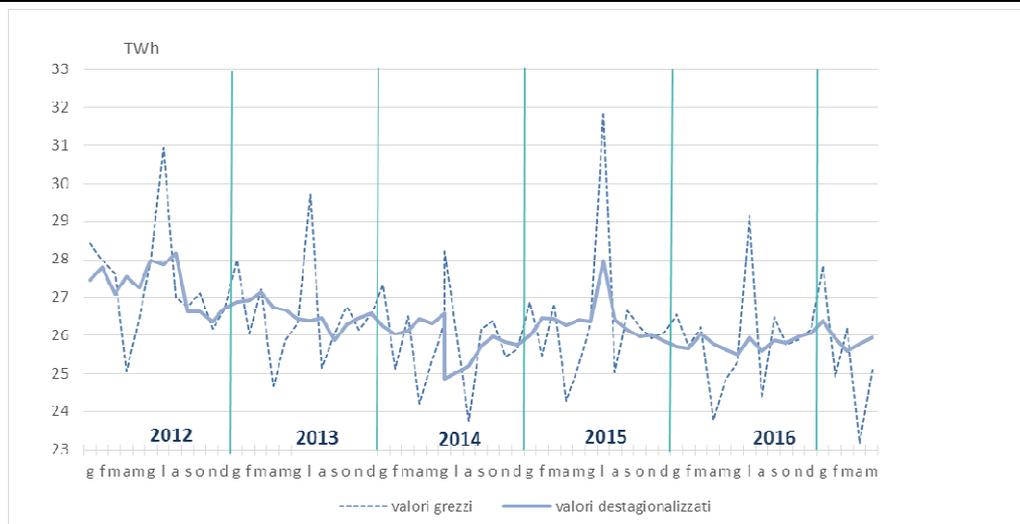
Nel mese di maggio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (25,1 miliardi di kWh) risulta in aumento dell'1,1% rispetto ai volumi di maggio dell'anno scorso. Nei cinque mesi del 2017, la richiesta risulta sostanzialmente stabile (+0,1%) rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +0,8%.

A livello territoriale, la variazione tendenziale di maggio 2017 è risultata differenziata sul territorio nazionale (\*): al Nord pari a +2,1%, al Centro pari a +0,8% e al Sud pari a -0,9%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a maggio 2017 ha fatto registrare una variazione positiva pari a 0,6% rispetto ad aprile. Il trend si colloca su un andamento stazionario.

Nel mese di maggio 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,2% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+0,7% della produzione netta rispetto a maggio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +2,5%, rispetto a maggio 2016).

### Analisi congiunturale domanda energia elettrica



Il valore destagionalizzato della richiesta a maggio 2017 ha fatto registrare una variazione positiva di +0,6% rispetto a aprile

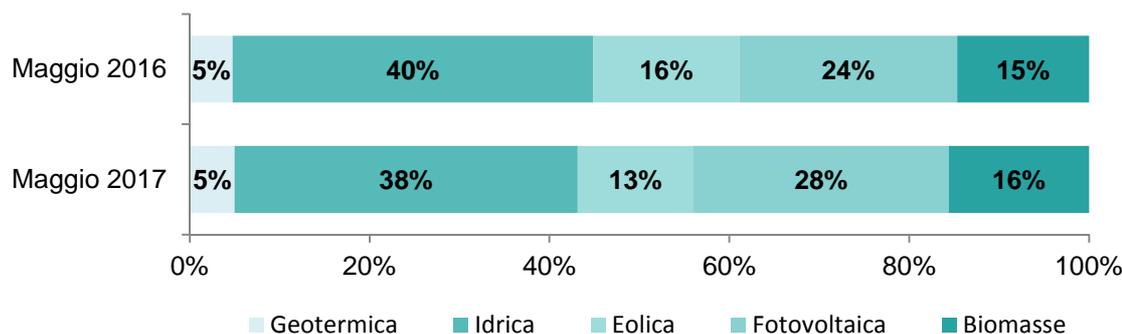
Fonte: Terna

(\*) 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 un aumento della produzione fotovoltaica (+10,0%) e una riduzione della produzione idroelettrica (-10,8%) e della produzione eolica (-25,9%) rispetto all'anno precedente.

### Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A maggio del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+15,5%).

Fonte: Terna

## Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (127.238GWh) risulta in linea (+0,1%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

A maggio 2017 la produzione nazionale netta pari a 22.096GWh è composta per il 44% da fonti rinnovabili (9.798GWh) ed il restante 56% da fonte termica.

### Bilancio Energia

[GWh]	Maggio 2017	Maggio 2016	%17/16	Gen-Mag 17	Gen-Mag 16	%17/16
Idrica	3.740	4.192	-10,8%	13.939	15.862	-12,1%
Termica	13.824	13.017	6,2%	78.687	72.455	8,6%
di cui Biomasse	1.526	1.534	-0,5%	7.512	7.607	-1,3%
Geotermica	488	498	-2,0%	2.426	2.471	-1,8%
Eolica	1.262	1.704	-25,9%	7.953	9.148	-13,1%
Fotovoltaica	2.782	2.529	10,0%	9.864	8.705	13,3%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>22.096</b>	<b>21.940</b>	<b>0,7%</b>	<b>112.869</b>	<b>108.641</b>	<b>3,9%</b>
Importazione	3.698	3.662	1,0%	18.107	22.232	-18,6%
Esportazione	494	535	-7,7%	2.621	2.688	-2,5%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.204</b>	<b>3.127</b>	<b>2,5%</b>	<b>15.486</b>	<b>19.544</b>	<b>-20,8%</b>
Pompaggi	204	241	-15,4%	1.117	1.104	1,2%
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>25.096</b>	<b>24.826</b>	<b>1,1%</b>	<b>127.238</b>	<b>127.081</b>	<b>0,1%</b>

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-2,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A maggio 2017 si registra un aumento della produzione da fonte termica (+6%) rispetto all'anno precedente e una forte riduzione della produzione eolica (-26%) ed idrica (-11%).

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

Fonte: Terna

## Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (112.869GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (127.238GWh).

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.726	2.222	2.587	2.664	3.740								13.939
Termica	20.720	16.543	14.266	13.334	13.824								78.687
Geotermica	505	453	501	479	488								2.426
Eolica	1.809	1.543	1.959	1.380	1.262								7.953
Fotovoltaica	1.082	1.191	2.319	2.490	2.782								9.864
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>26.842</b>	<b>21.952</b>	<b>21.632</b>	<b>20.347</b>	<b>22.096</b>								<b>112.869</b>
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.698								18.107
Export	803	383	404	537	494								2.621
<b>Saldo Estero</b>	<b>1.270</b>	<b>3.185</b>	<b>4.751</b>	<b>3.076</b>	<b>3.204</b>								<b>15.486</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>265</b>	<b>211</b>	<b>190</b>	<b>247</b>	<b>204</b>								<b>1.117</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica (1)</b>	<b>27.847</b>	<b>24.926</b>	<b>26.193</b>	<b>23.176</b>	<b>25.096</b>								<b>127.238</b>

**A maggio la produzione totale netta risulta in aumento (+3,9%) rispetto al 2016.**

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

Fonte: Terna

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

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2016

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.226	2.581	3.099	3.764	4.192	5.647	5.048	4.079	3.131	2.668	3.215	2.673	42.323
Termica	17.110	14.881	14.938	12.509	13.017	12.591	16.109	13.798	17.140	17.735	18.114	19.519	187.461
Geotermica	509	474	505	485	498	481	488	494	474	495	466	496	5.865
Eolica	1.953	2.211	1.701	1.579	1.704	1.143	871	1.170	878	1.246	1.514	1.485	17.455
Fotovoltaica	1.011	1.153	1.813	2.199	2.529	2.576	2.816	2.803	2.128	1.539	1.013	965	22.545
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>22.809</b>	<b>21.300</b>	<b>22.056</b>	<b>20.536</b>	<b>21.940</b>	<b>22.438</b>	<b>25.332</b>	<b>22.344</b>	<b>23.751</b>	<b>23.683</b>	<b>24.322</b>	<b>25.138</b>	<b>275.649</b>
Import	4.474	5.078	4.912	4.106	3.662	3.473	4.414	2.817	3.305	2.746	2.322	1.872	43.181
Export	515	464	555	619	535	461	497	655	404	453	442	555	6.155
<b>Saldo Estero</b>	<b>3.959</b>	<b>4.614</b>	<b>4.357</b>	<b>3.487</b>	<b>3.127</b>	<b>3.012</b>	<b>3.917</b>	<b>2.162</b>	<b>2.901</b>	<b>2.293</b>	<b>1.880</b>	<b>1.317</b>	<b>37.026</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>209</b>	<b>212</b>	<b>185</b>	<b>257</b>	<b>241</b>	<b>136</b>	<b>104</b>	<b>145</b>	<b>166</b>	<b>208</b>	<b>294</b>	<b>267</b>	<b>2.424</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica (1)</b>	<b>26.559</b>	<b>25.702</b>	<b>26.228</b>	<b>23.766</b>	<b>24.826</b>	<b>25.314</b>	<b>29.145</b>	<b>24.361</b>	<b>26.486</b>	<b>25.768</b>	<b>25.908</b>	<b>26.188</b>	<b>310.251</b>

**Nel 2016, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 29.145GWh.**

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

Fonte: Terna

## Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di maggio 2017 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi) e una flessione al Sud 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
Maggio 2017	2.571	5.493	3.818	4.055	3.531	3.492	1.431	705
Maggio 2016	2.534	5.354	3.786	3.939	3.506	3.516	1.477	714
% Aprile 17/16	1,5%	2,6%	0,8%	2,9%	0,7%	-0,7%	-3,1%	-1,3%
Progressivo 2017	13.050	27.734	19.345	19.899	17.756	18.365	7.480	3.609
Progressivo 2016	13.298	27.592	19.148	19.737	17.709	18.536	7.477	3.584
% Progressivo 17/16	-1,9%	0,5%	1,0%	0,8%	0,3%	-0,9%	0,0%	0,7%

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

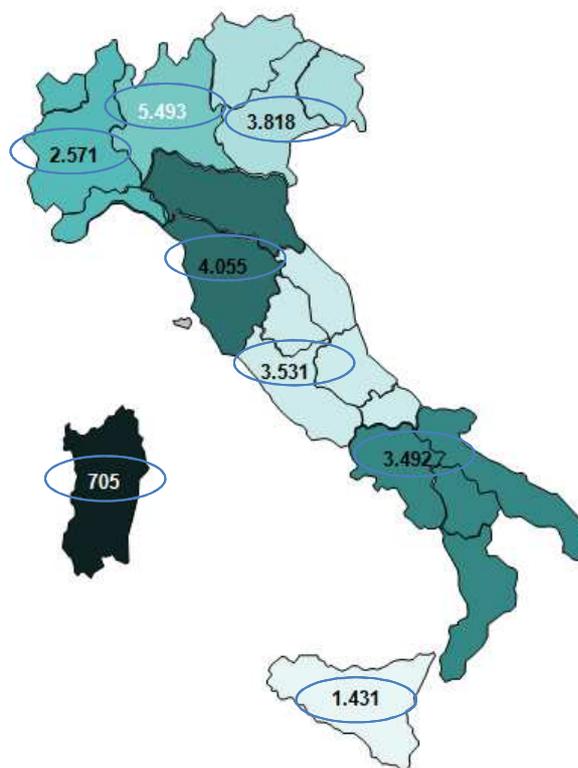
Fonte: Terna

### 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

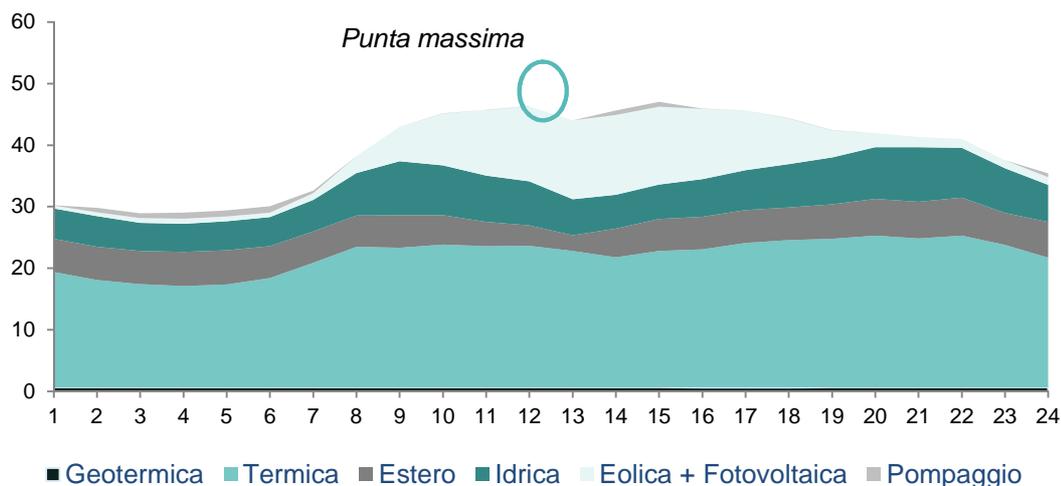
(\*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

## Punta in Potenza

Nel mese di maggio 2017 la punta in Potenza è stata registrata il giorno **martedì 30 maggio alle ore 12** ed è risultato pari a 46.287MW (+1% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

### Punta in Potenza

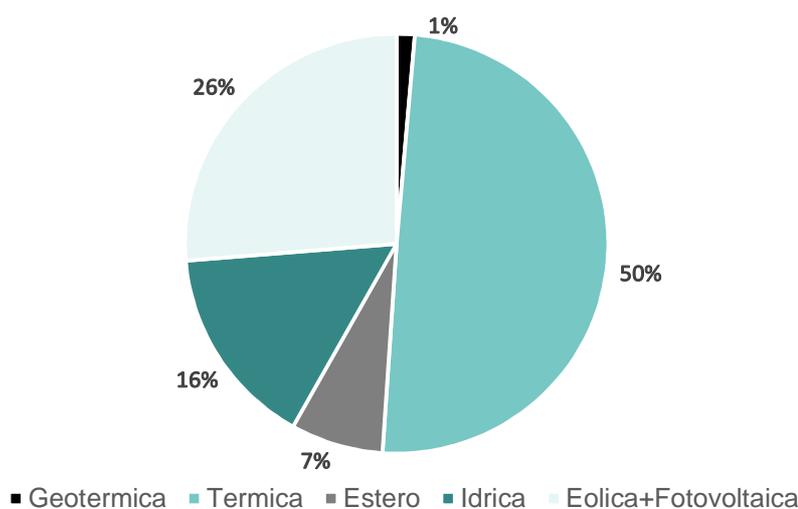
[GW]



Allo punta, il contributo da produzione termica è pari a 23.020MW.

Fonte: Terna

### Copertura del fabbisogno - 30 maggio 2017 ore 12



Allo punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 43%, la produzione termica per il 50% e la restante parte il saldo estero.

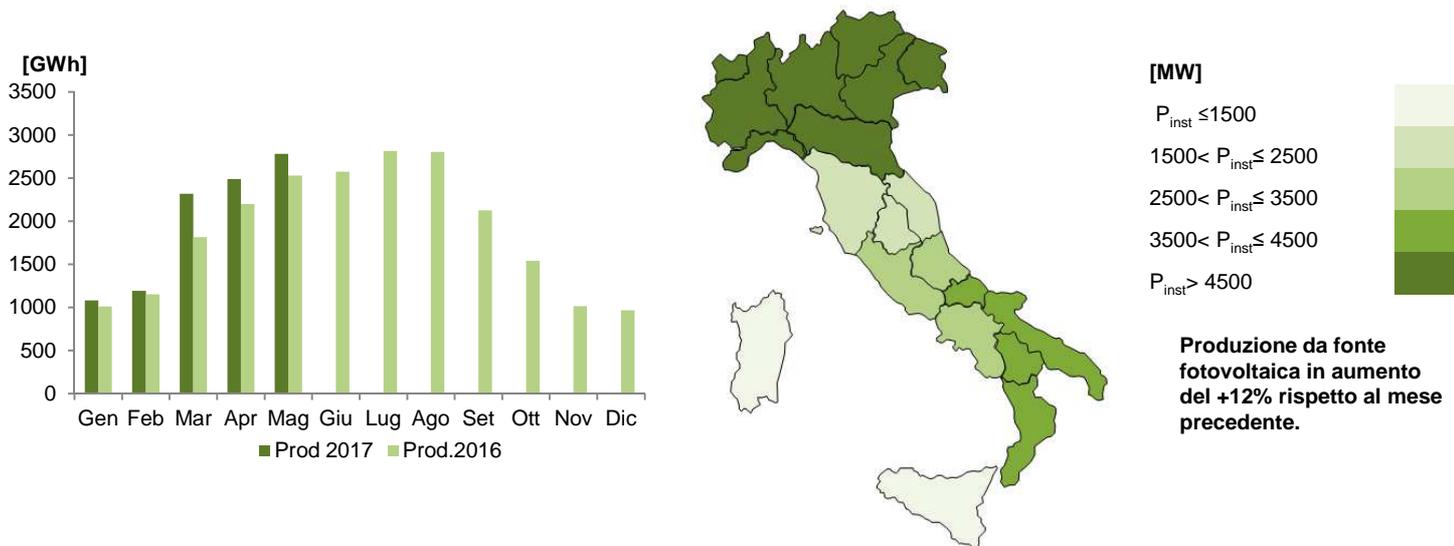
Fonte: Terna



## Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di maggio 2017 si attesta a 2.782GWh in aumento rispetto al mese precedente di 292GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+13%).

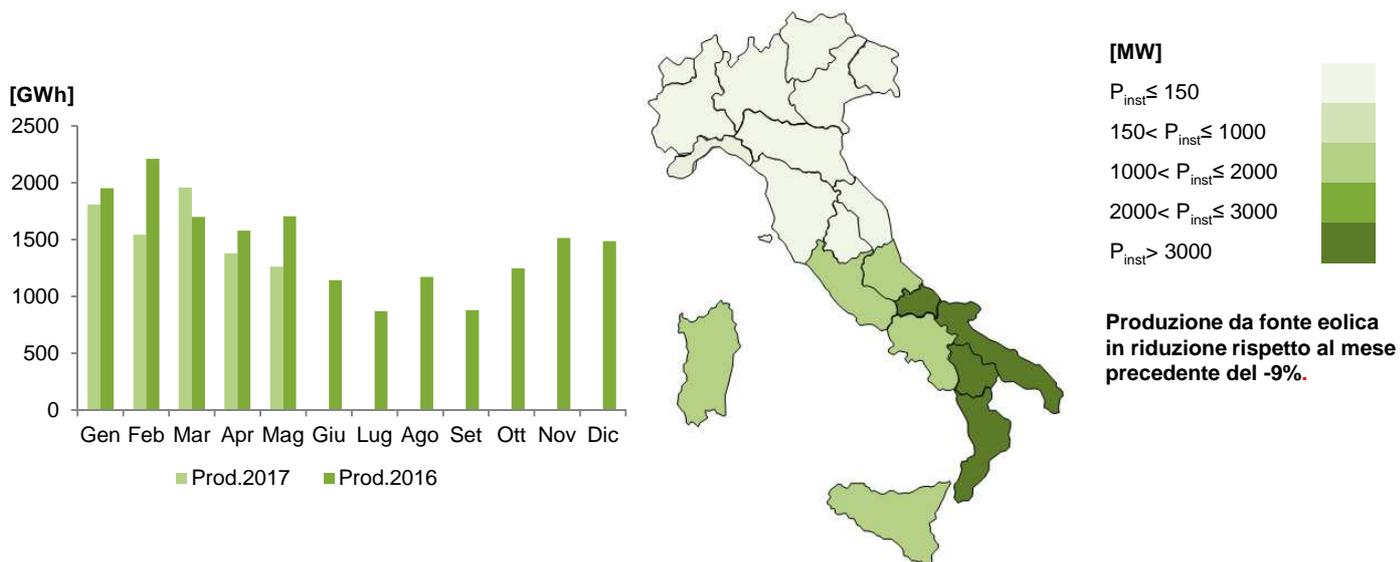
### Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di maggio 2017 si attesta a 1.262GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 118GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-13%).

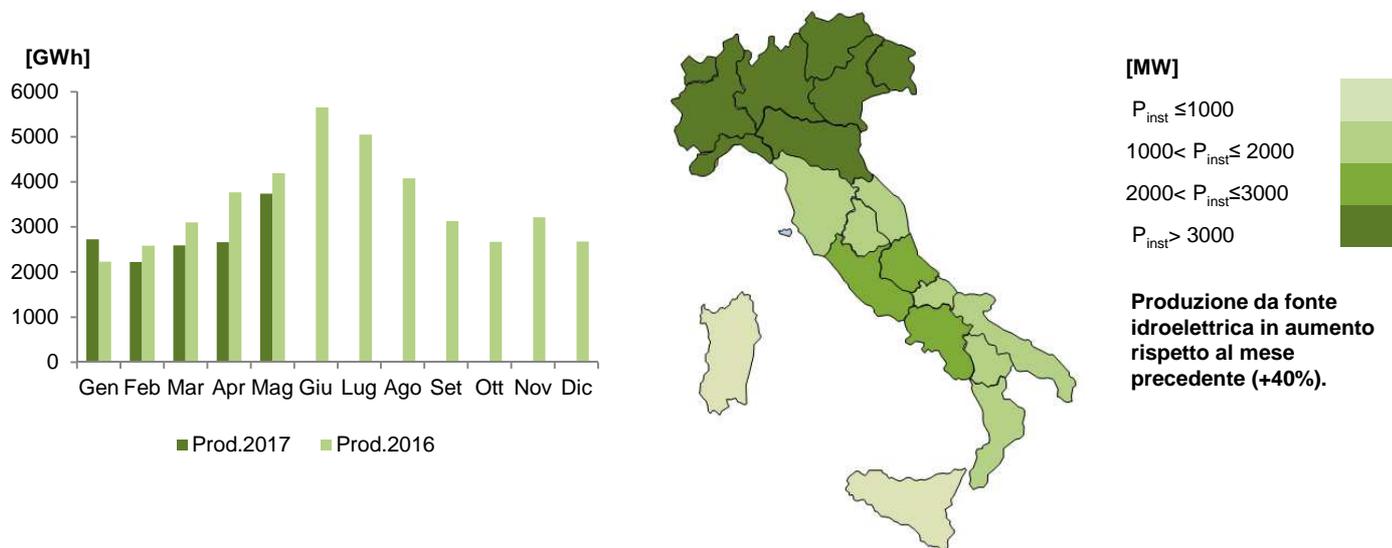
### Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di maggio 2017 si attesta a 3740GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1076GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-12%) rispetto all'anno precedente.

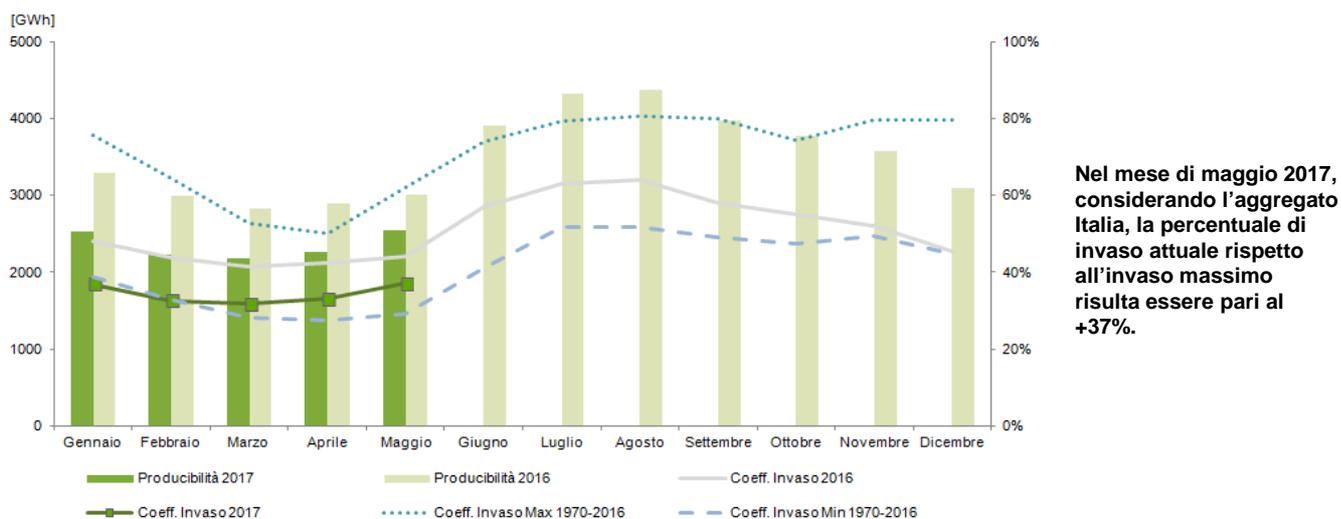
## Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di maggio è in aumento rispetto al mese precedente.

## Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso

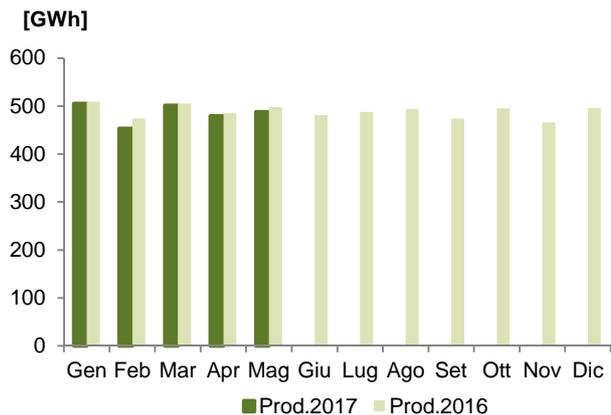


		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2016 2017	<b>Invasi dei serbatoi</b>				
	[GWh]	1.251	1.021	270	2.542
	% (Invaso / Invaso Massimo)	26,9%	56,3%	70,8%	37,2%
	[GWh]	1.418	1.311	277	3.006
	% (Invaso / Invaso Massimo)	30,5%	72,3%	72,9%	44,0%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di maggio 2017 si attesta a 488GWh in aumento rispetto al mese precedente di 9GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-2%) rispetto all'anno precedente.

## Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

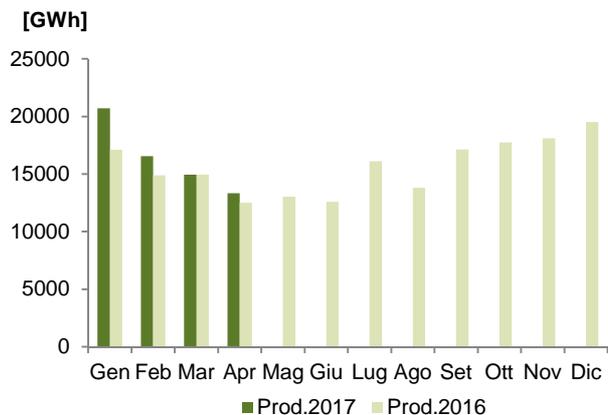


La produzione geotermica è in aumento (+2%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di maggio 2017 si attesta a 13.824GWh in aumento rispetto al mese precedente di 490GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+9%) rispetto all'anno precedente.

## Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



La produzione termica è in aumento (+4%) rispetto al mese precedente.

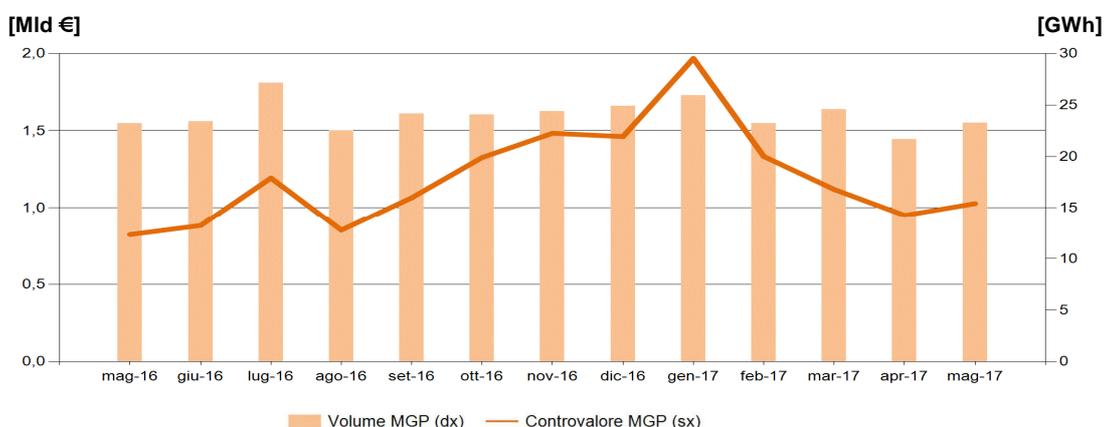
Fonte: Terna

## Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a maggio è pari a circa €1,0Mld, in crescita del 8% rispetto al mese precedente e del 25% rispetto a maggio 2016.

L'aumento rispetto ad aprile 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 €34,8/MWh (aprile 2016) a €43,1/MWh (aprile 2017).

### Controvalore e volumi MGP



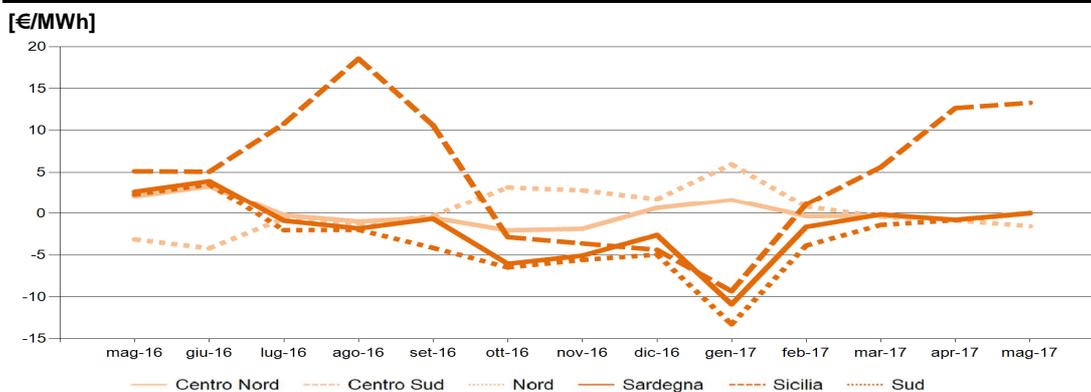
**Controvalore maggio 2017 in crescita del 25% rispetto a maggio 2016**

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di maggio i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€13,3/MWh.

Rispetto a maggio 2016 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €16,5/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €6,7/MWh.

### Differenziale rispetto al PUN



**Prezzi zonal maggio 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 maggio è allineato in tutte le zone ad eccezione del Nord e della Sicilia, in cui è rispettivamente pari a €7,3/MWh e €-1,4/MWh.

Ad aprile è stato mediamente pari a €4,9/MWh per le zone Nord e Centro Nord, mediamente pari a €3,9/MWh per le zone Centro Sud, Sud e Sardegna, mentre in Sicilia è stato pari a €3,3/MWh.

## PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	43,1	41,5	43,1	43,2	43,0	56,4	43,1
YoY	8,3	9,9	6,2	6,0	5,9	16,5	5,6
Δ vs PUN	-	-1,6	0,0	0,1	0,0	13,3	0,0
Δ vs PUN 2015	-	-3,1	2,1	2,3	2,3	5,1	2,7
Picco	46,8	46,2	46,3	46,3	46,1	55,5	46,3
Fuori Picco	41,0	38,9	41,3	41,4	41,3	56,9	41,2
Δ Picco vs Fuori Picco	5,8	7,3	5,0	4,9	4,8	-1,4	5,1
Massimo	72,9	58,0	97,5	97,5	97,5	91,4	97,5
Minimo	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,0

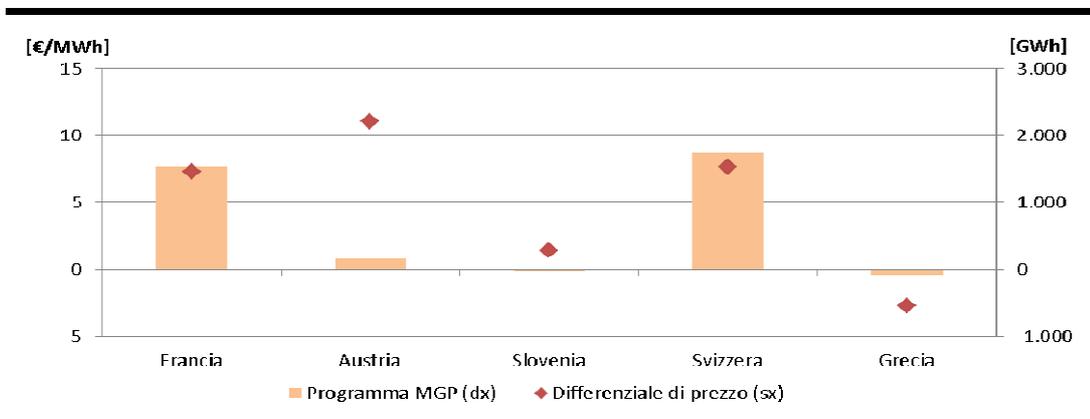
Differenziale PUN picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di maggio si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo su tutte le frontiere.

Nel mese di maggio si è registrato un import complessivo di 3,6TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 43% e il 49%. L'export complessivo è stato di 0,3TWh, di cui la Slovenia rappresenta il 44% e la Grecia il 51%.

## Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 3,4 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

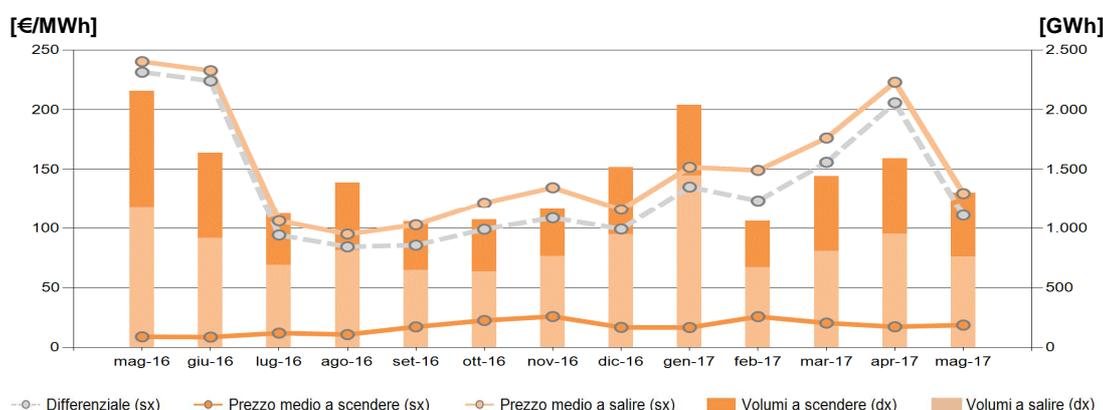
## Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 110,9€/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 46% e rispetto a maggio 2016 del 52%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 20% e quelle a scendere del 16%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni sia a salire che a scendere risultano in riduzione rispettivamente del 36% e del 45%.

### Prezzi e volumi MSD ex ante

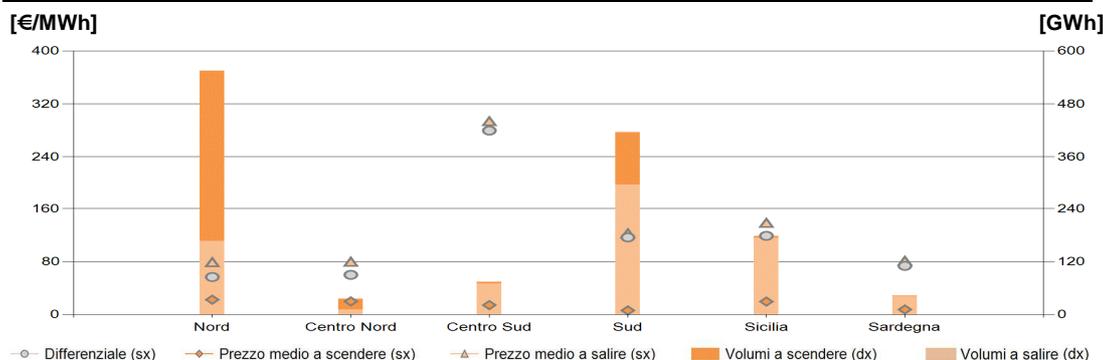


**Prezzo medio a salire a maggio 2017 pari a 129,6 €/MWh**  
**Prezzo medio a scendere a maggio 2017 pari a 18,6 €/MWh**

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€279,5/MWh) è il Centro-Sud. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 20%, dovuta sia ad una riduzione del prezzo medio a salire del 18% (da €359,6/MWh di aprile a €293,8/MWh di maggio) sia ad un aumento del prezzo medio a scendere del 60% (da €8,9/MWh di aprile a €14,2/MWh di maggio).

### Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

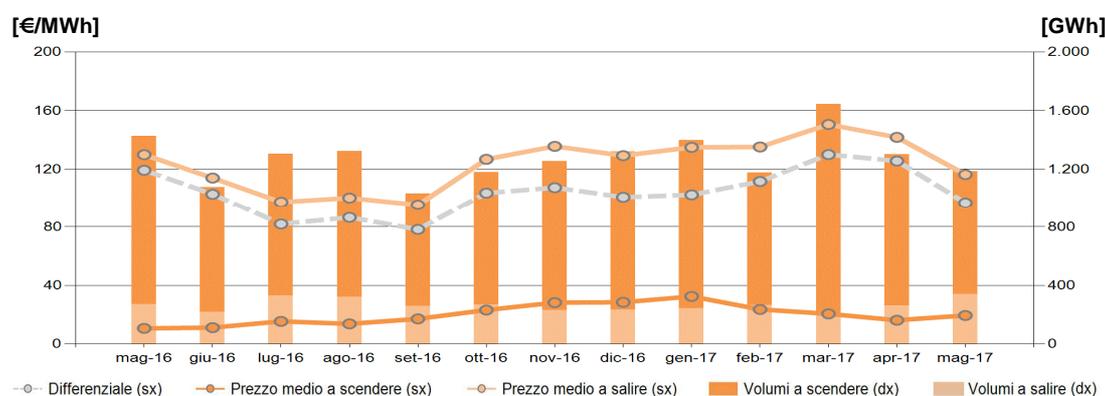
Fonte: Terna

## Mercato di Bilanciamento

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €96,8/MWh, in riduzione sia rispetto al mese precedente (125,5 €/MWh; -23%) che rispetto a maggio 2016 (119,2 €/MWh; -19%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-9%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 29% e quelle a scendere sono diminuite del 19%. Rispetto a maggio 2016, le movimentazioni a salire sono aumentate del 26% e quelle a scendere sono diminuite del 27%.

### Prezzi e volumi MB



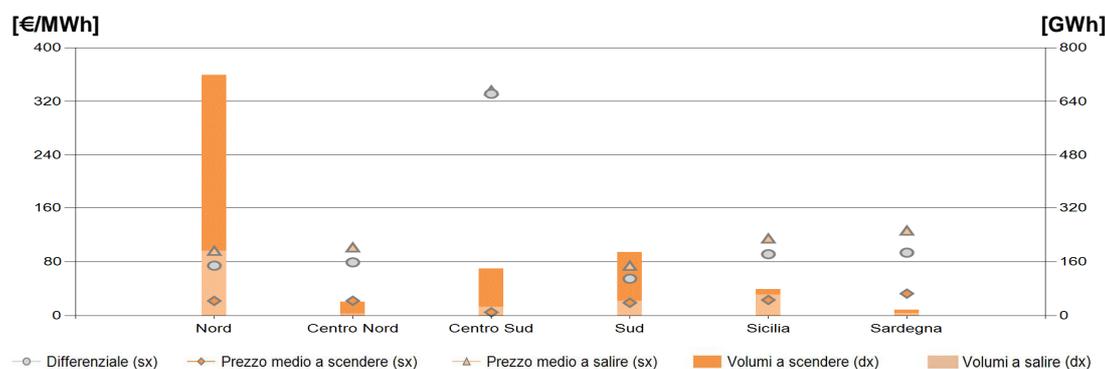
Prezzo medio a salire a maggio 2017 pari a 116,2 €/MWh  
 Prezzo medio a scendere a maggio 2017 pari a 19,4 €/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€331,3/MWh) è il Centro Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 352,5 €/MWh). A maggio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (526GWh), seguita dal Sud (145GWh) e dal Centro-Sud (113GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone. La zona che registra la maggior riduzione rispetto al mese precedente è il Sud (-61%), seguita dalla Sardegna (-15%) e dal 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

## Commodities – Mercato Spot

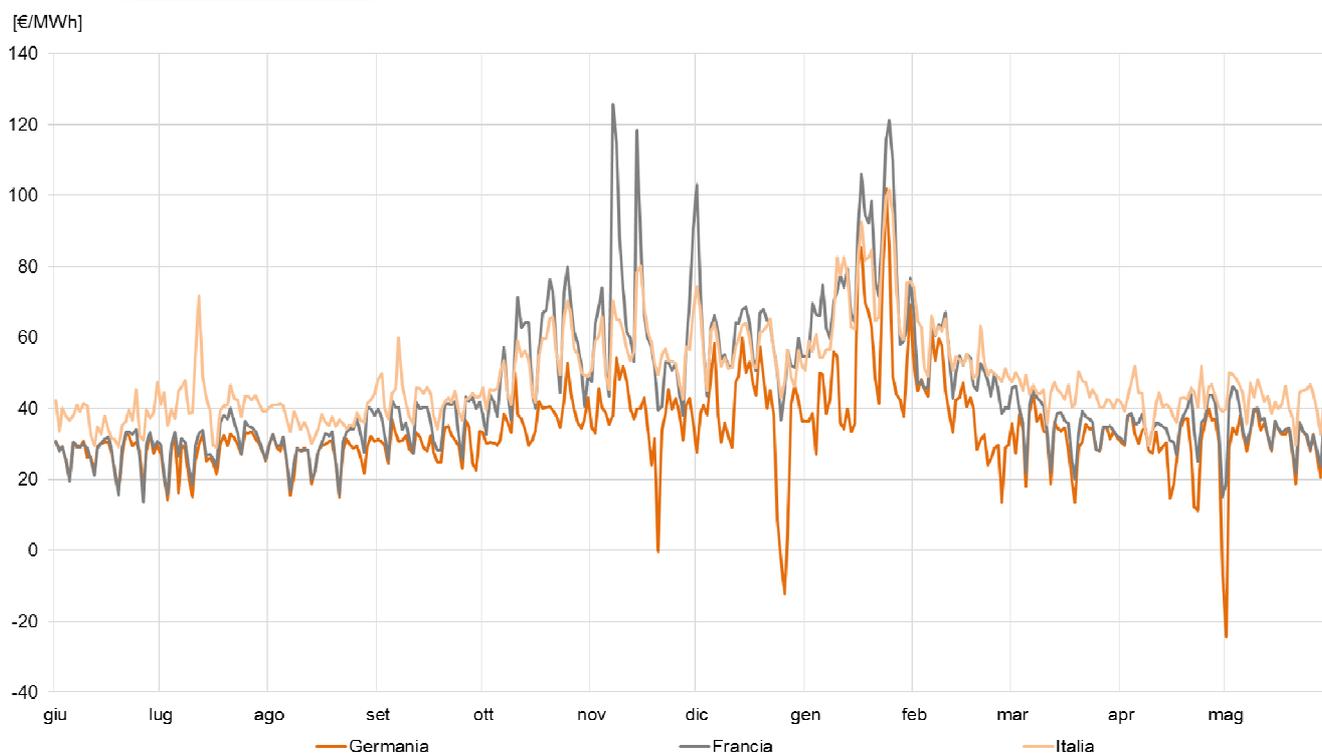
Nel mese di maggio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$51/bbl, in diminuzione rispetto ai \$53/bbl di aprile (-4%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$74/tn con una diminuzione rispetto a quelli di aprile che si erano stabilizzati intorno ai \$76/tn (-2%).

I prezzi del gas in Europa sono rimasti invariati a maggio €16/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €18/MWh in linea rispetto ai €18/MWh di aprile (0%).

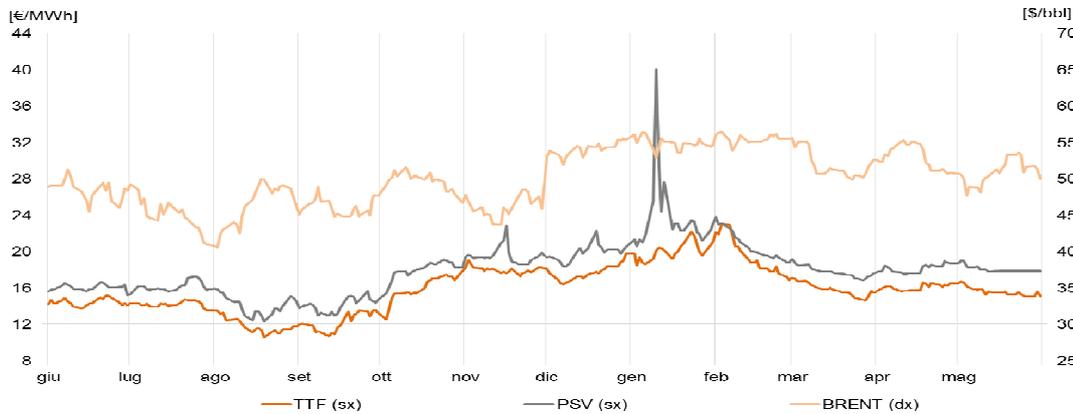
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di maggio sono aumentati rispetto al mese di aprile con una media mensile di €48/MWh (+2%).

### Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

## Prezzi spot Gas & Oil



**Variazione media mensile PSV-TTF = +€2,4/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

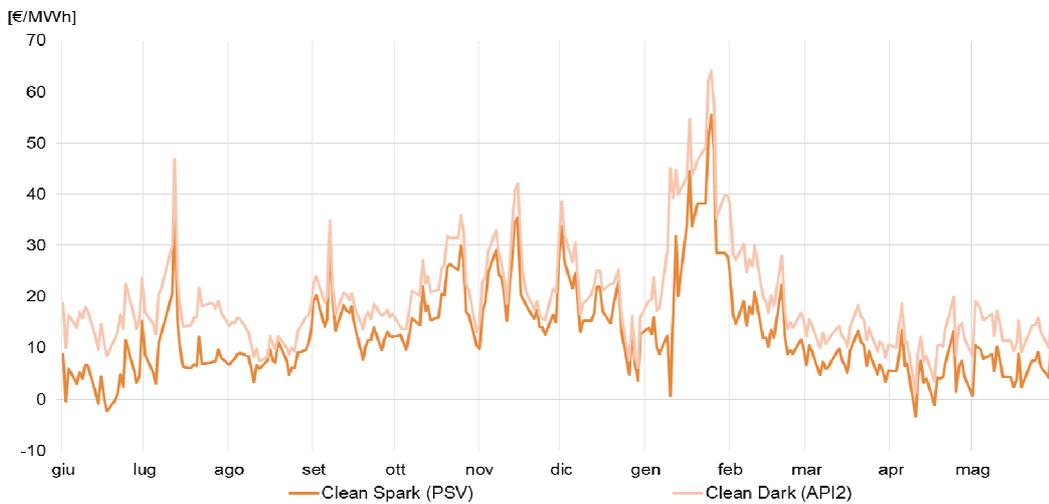
## Prezzi spot Coal & Carbon



**Variazione media mensile API2-API4 = \$0,3/tn**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

## Clean Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV medio mensile = €7,0/MWh (29% MoM)**

**Clean dark spread API2 medio mensile = €14/MWh (27% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

## Commodities – Mercato Forward

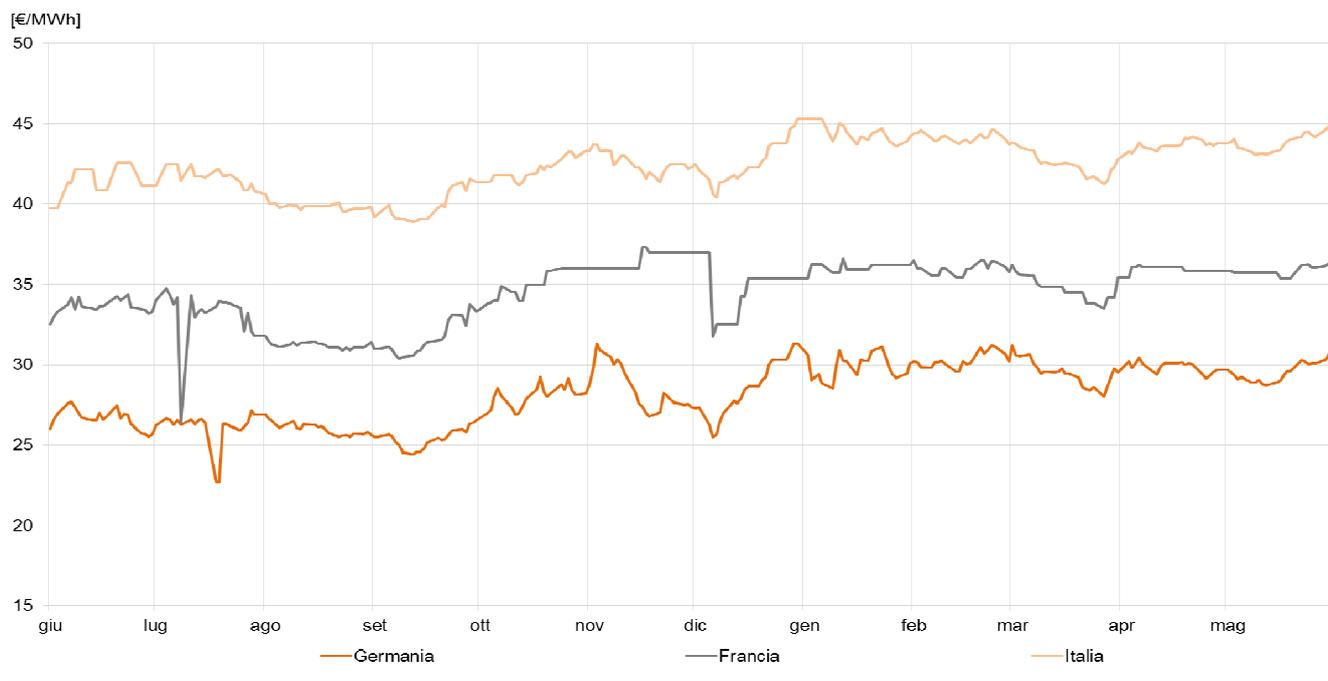
Nel mese di maggio i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$51/bbl, rispetto ai \$53/bbl di aprile con una diminuzione del -5%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in linea attestandosi a circa \$66/t ( 0% rispetto al valore di aprile che si era attestato a \$66/t).

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in leggera diminuzione tra maggio e il mese precedente attestandosi intorno ai \$18/MWh (-3%).

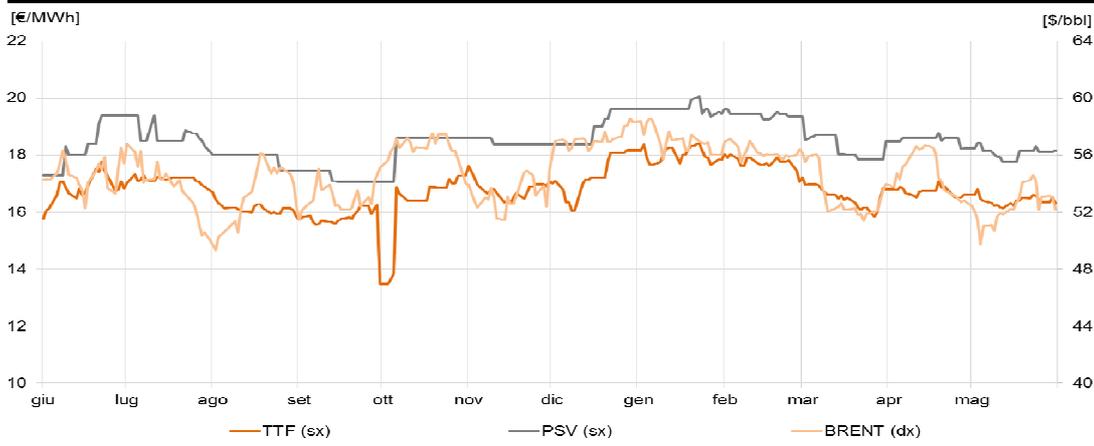
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità sono in linea in Europa tra maggio e il mese di aprile. In Italia i prezzi si sono attestati intorno ai €44/MWh in linea con il mese precedente. Trend in linea si registra sia per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €36/MWh sia in Germania stabilizzandosi a circa €30/MWh.

### Prezzi elettricità Forward 2018



Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

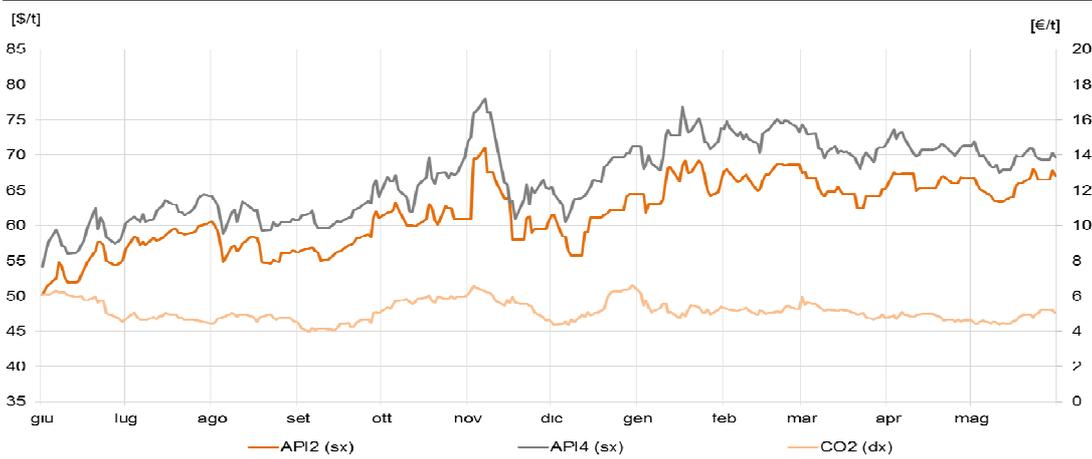
## Prezzi Forward 2018 Gas & Oil



**Variazione media mensile  
PSV-TTF = +€1,7/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

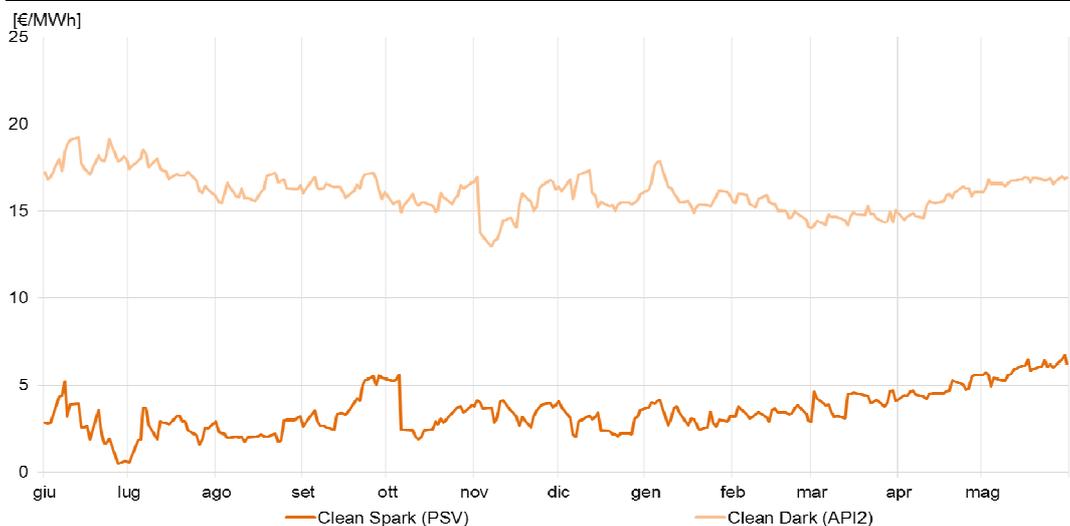
## Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon



**Variazione media mensile  
API2-API4 = -\$4,0/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

## Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV  
medio mensile =  
€5,9/MWh (+24% MoM)**

**Clean dark spread API2  
medio mensile =  
€16,7/MWh (8% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

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

**Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il *Balancing Code* europeo**

[Delibera 300/2017/R/eel](#)

[Delibera 372/2017/R/eel](#)

Il provvedimento prevede che Terna definisca dei progetti pilota finalizzati all'apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) alla domanda, alle unità di produzione non abilitate, quali le unità da fonte rinnovabile non programmabile, e ai sistemi di accumulo, eventualmente anche su proposta degli operatori.

La sperimentazione di tali progetti è funzionale all'acquisizione di elementi utili per la riforma organica del dispacciamento che porterà alla definizione da parte dell'Autorità, entro il 2017, del nuovo Testo integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

I progetti pilota possono riguardare i seguenti aspetti:

- abilitazione di nuove risorse di dispacciamento;
- modalità di aggregazione delle Unità di Produzione (UP) e Unità di Consumo (UC) ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e al MSD. L'Autorità prevede che possano essere costituiti i seguenti aggregati, c.d. Unità Virtuali Abilitate (UVA):
  - di produzione (UVAP) caratterizzate dalla presenza di sole UP non rilevanti, ivi inclusi i sistemi di accumulo;
  - di consumo (UVAC) caratterizzate dalla presenza di sole UC;
  - miste (UVAM) caratterizzate dalla presenza di UP non rilevanti e di UC;
  - nodali (UVAN) in cui è possibile aggregare UP rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o UP non rilevanti ed UC, purché siano sottese allo stesso nodo della Rete di Trasmissione Nazionale.
- modalità per la remunerazione di servizi attualmente non remunerati esplicitamente;
- forme di approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento secondo procedure concorrenziali coerenti con l'art. 60 della delibera 111/06;
- qualunque altro aspetto che Terna ritenga utile sperimentare.

#### **Approvazione del progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD**

L'Autorità ha approvato la proposta di Terna relativa al progetto pilota per partecipazione della domanda al mercato dei servizi di dispacciamento e in particolare:

- Regolamento per l'abilitazione e partecipazione a MSD delle unità virtuali di consumo (UVAC);
- Proposta per la contrattualizzazione a termine di risorse di dispacciamento a salire offerte dalle UVAC nelle zone di mercato Nord e centro Nord per il periodo giugno-settembre 2017.

Nell'approvare la documentazione, l'Autorità ha inteso inoltre disciplinare i rapporti tra utente del dispacciamento (UdD) e il soggetto titolare dell'UVAC (*Balancing Service Provider - BSP*) al fine di agevolare il rapporto tra i due soggetti.

**Determinazioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito all'impianto di produzione di energia elettrica Brindisi sud, oggetto di procedimento ex deliberazione della medesima Autorità 342/2016/E/eel, in coordinamento con il provvedimento 4 maggio 2017, caso A498A, dell'Autorità Garante della concorrenza e del mercato**

L'Autorità ha accolto, limitatamente al 2017, l'istanza di ammissione al regime asimmetrico di reintegrazione dei costi per l'impianto di Brindisi Sud, avanzata dalla società Enel Produzione e ha stabilito che:

- l'ammissione al regime di reintegro dei costi fissi decorre a partire dal 1° gennaio 2017, per tenere conto, nella determinazione del corrispettivo di reintegro, dei ricavi già conseguiti sui mercati dall'inizio dell'anno;
- il riconoscimento dei costi fissi verrà effettuato in linea con gli impegni presentati da Enel Produzione all'Antitrust.

Inoltre l'Autorità ha:

- chiuso il procedimento avviato con delibera 342/2016 relativo all'impianto di Brindisi;
- previsto che nel biennio 2018-2019, nel caso in cui l'impianto non venga ammesso al reintegro dei costi, gli eventuali importi eccedenti il limite indicato negli impegni presentati da Enel Produzione all'Antitrust siano versati da Enel Produzione a Terna e da quest'ultima destinati alla riduzione dell'*uplift*;
- approvato le richieste pervenute da Enel Produzione di modifica di alcune componenti necessarie alla determinazione del costo variabile.

[Delibera 314/2017/R/eel](#)

**Approvazione della proposta emendata della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso dalle Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum**

L'Autorità, in coordinamento con tutte le Autorità di regolazione europee, ha approvato la metodologia per il "Modello comune di rete" (*Common Grid Model Methodology – CGMM*), predisposta da Terna congiuntamente agli altri TSO europei ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM).

Il CACM, nell'ambito del coordinamento e dell'armonizzazione delle regole per l'allocazione della capacità e per la gestione delle congestioni nei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero, prevede infatti che i TSO sottopongano all'approvazione delle Autorità di regolazione una metodologia per ottenere un modello di rete comune.

La metodologia prevede le procedure da adottare per:

- la predisposizione dei modelli di rete individuali da condividere, attraverso una piattaforma centralizzata, tra tutti i TSO;
- le modalità di integrazione dei diversi modelli di rete individuali per formare il *Common Grid Model*;
- le modalità di gestione della piattaforma centralizzata per lo scambio di informazioni da parte di ENTSO-E.

[Delibera 332/2017/R/eel](#)

**Diritti di trasmissione di lungo termine tra zone d'offerta interne al mercato elettrico italiano: decisione ai sensi dell'articolo 30, comma 30.1, del Regolamento (UE) 2016/1719**

L'Autorità, nel dare attuazione al Regolamento (UE) 2016/1719 (*Forward Capacity Allocation - FCA*), ha stabilito che:

- in considerazione delle specificità del mercato elettrico italiano non si debbano emettere diritti di trasmissione di lungo termine fra zone di offerta interne al mercato italiano in quanto tali diritti non rispecchiano le effettive esigenze di copertura dei partecipanti al mercato;
- siano invece mantenuti in vigore gli attuali strumenti di copertura dal rischio di variabilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (diritti CCC e CCP).

Infatti, gli strumenti di copertura previsti dal Regolamento europeo (diritti di trasmissione di lungo termine fisici o finanziari) sono relativi a prodotti con sottostante il differenziale di prezzo tra due zone di offerta adiacenti.

Per gli operatori del mercato nazionale l'esigenza di copertura non è riferita alla variabilità del differenziale tra prezzi zonali, quanto piuttosto al differenziale tra ciascun prezzo zonale e il prezzo unico nazionale e tra il prezzo zonale e il prezzo del polo di produzione limitata adiacente. Tale esigenza è già coperta dai CCC e CCP.

[Delibera 333/2017/R/eel](#)

### **Riconoscimento dei costi, sostenuti nell'anno 2016 dalla società Terna S.p.a., per lo svolgimento delle attività inerenti la gestione e lo sviluppo del sistema di gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione (GAUDÌ)**

[Delibera 371/2017/R/eel](#)

L'Autorità, facendo seguito alla comunicazione inviata da Terna, ha provveduto a:

- quantificare in 1.225.141,00 euro l'ammontare dei costi riconosciuti a Terna, a consuntivo per l'anno 2016, per lo svolgimento delle attività finalizzate allo sviluppo e all'esercizio del sistema GAUDÌ, così come indicati da Terna;
- prevedere che il minor onere derivante dalla differenza tra i costi riconosciuti a consuntivo per il 2016 e i costi riconosciuti a preventivo per lo stesso anno, pari a 202.859,00 euro sia considerato ai fini della futura quantificazione del corrispettivo per il funzionamento di Terna (DIS) relativo all'anno 2018.

### **Revisione delle tempistiche di determinazione e pubblicazione di alcuni corrispettivi di dispacciamento**

[DCO 374/2017/R/eel](#)

Il documento di consultazione propone la revisione delle tempistiche per la determinazione e la pubblicazione dei seguenti corrispettivi di dispacciamento:

- *uplift*,
- corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica;
- corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema per la parte variabile determinata da Terna.

L'Autorità propone che:

- tali corrispettivi siano determinati e pubblicati il mese precedente (entro la metà del mese o il giorno 20) il trimestre a cui sono riferiti;
- il valore trimestrale a preventivo di tali corrispettivi sia determinato come rapporto tra:
  - la somma tra la stima, per il trimestre a cui è riferito, del saldo tra oneri e proventi in capo a Terna e il conguaglio relativo ai mesi precedenti per i quali sono disponibili i dati a consuntivo, e
  - la stima dell'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti del dispacciamento nel trimestre a cui è riferito.

La modifica proposta con il DCO ha l'obiettivo di garantire la possibilità, sia in relazione all'offerta PLACET (Offerte a Prezzo Libero a Condizioni Equiparate di Tutela) sia in relazione a ogni altra offerta sul libero mercato, di applicare anche i corrispettivi di dispacciamento in maniera "passante", vale a dire fatturati al cliente finale in misura uguale a quanto fatturato da Terna all'utente del dispacciamento.

## 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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>:** 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 e dell'anno 2017 sono provvisori
2. 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](http://www.terna.it).