

Gennaio 2019



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Gennaio 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di gennaio 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 28.422GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+4,3%).

L'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 90,1% da produzione nazionale (+13% della produzione netta rispetto a gennaio 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -38,4%, rispetto a gennaio 2018).



02 Sistema Elettrico pag. 11

A gennaio 2019 la produzione nazionale netta è pari a 25.855GWh è composta per il 32% da fonti energetiche rinnovabili (8.165GWh) ed il restante 68% da fonte termica.

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+16,9%), della produzione fotovoltaica (+3,8%) e della produzione idrica (+2,2%) rispetto all'anno precedente.



03 Mercato Elettrico pag. 14

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €1,8Mld, in crescita dell'11% rispetto al mese precedente e del 42% rispetto a gennaio 2018.

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €101,7/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente del 13% e in aumento rispetto a gennaio 2018 del 16%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-11%).

Il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €92,5/MWh, in riduzione sia rispetto al mese precedente che rispetto a gennaio 2018 (in entrambi i casi: €110,1/MWh; -16%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-7%).



04 Regolazione pag. 22

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

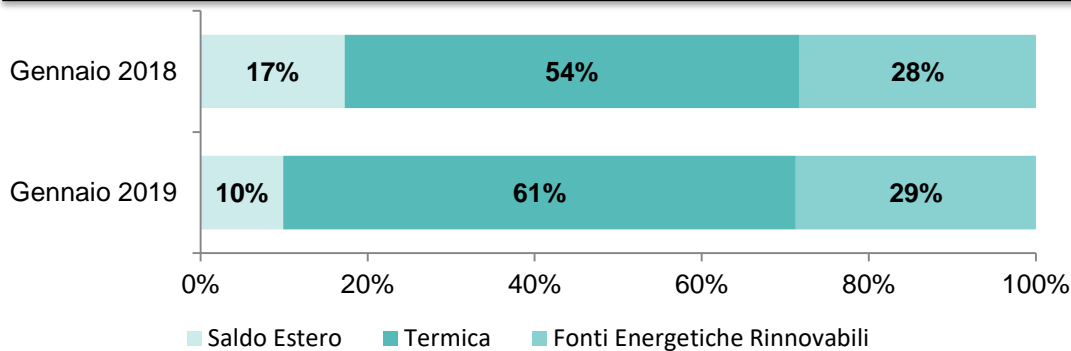
Gennaio 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile

Nel mese di gennaio 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 28.422GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+4,3%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+5,2%), della produzione da fonte termoelettrica (+15,2%) e una flessione del saldo estero (-38,4%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di gennaio la richiesta di energia elettrica sulla rete è in aumento +4,3% rispetto allo stesso mese del 2018.

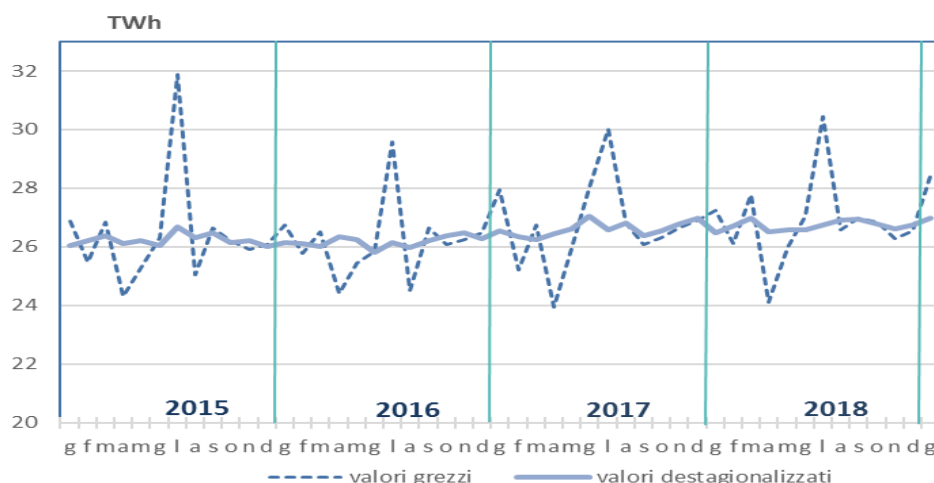
Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di gennaio 2019 l'energia elettrica richiesta in Italia (28,4 miliardi di kWh) ha fatto registrare un aumento pari al 4,3% rispetto ai volumi di gennaio 2018. Il risultato deriva da una temperatura media mensile inferiore di tre gradi rispetto allo stesso mese dello scorso anno; il numero di giorni lavorativi, infatti, è lo stesso (22). Il dato destagionalizzato e corretto dall'effetto calendario e temperatura, porta ad una variazione pari a +1,9%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di gennaio 2019, pur essendo ovunque positiva, è risultata differenziata: inferiore alla media nazionale al Nord (+3,1%), superiore al Centro (+5,7%) e al Sud (6,2%).

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato e corretto per l'effetto calendario e temperatura dell'energia elettrica richiesta a gennaio 2019 ha fatto registrare, per il secondo mese consecutivo, una variazione positiva pari a 0,9% rispetto a dicembre. Tale risultato porta il trend su un andamento debolmente crescente. Nel mese di gennaio 2019, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 90,1% da produzione nazionale (+13% della produzione netta rispetto a gennaio 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -38,4%, rispetto a gennaio 2018).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



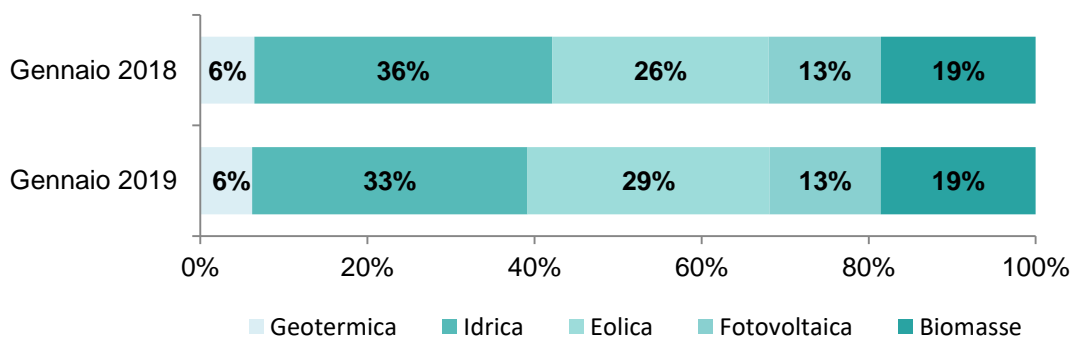
Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione pari a +0,9%.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+16,9%), della produzione fotovoltaica (+3,8%) e della produzione idrica (+2,2%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A gennaio del 2019 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-2,5%). Nel 2019 la produzione da fonte energetiche rinnovabili è in aumento del +5,2% rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2019 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (28.422GWh) risulta in aumento (+4,3%) rispetto al 2018.

A gennaio 2019 la produzione nazionale netta è pari a 25.855GWh è composta per il 32% da fonti energetiche rinnovabili (8.165GWh) ed il restante 68% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Gennaio 2019	Gennaio 2018	%19/18	Gen-Gen 19	Gen-Gen18	%19/18
Idrica	2.792	2.731	2,2%	2.792	2.731	2,2%
Termica	19.177	16.650	15,2%	19.177	16.650	15,2%
di cui Biomasse	1.487	1.520	-2,2%	1.487	1.520	-2,2%
Geotermica	497	494	0,6%	497	494	0,6%
Eolica	2.321	1.986	16,9%	2.321	1.986	16,9%
Fotovoltaica	1.068	1.029	3,8%	1.068	1.029	3,8%
Totale produzione netta	25.855	22.890	13,0%	25.855	22.890	13,0%
Importazione	3.345	4.899	-31,7%	3.345	4.899	-31,7%
Esportazione	529	326	62,3%	529	326	62,3%
Saldo estero	2.816	4.573	-38,4%	2.816	4.573	-38,4%
Pompaggi	249	223	11,7%	249	223	11,7%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	28.422	27.240	4,3%	28.422	27.240	4,3%

Nel 2019, si registra una variazione dell'export +62,3% rispetto all'anno precedente. A gennaio 2019 si registra un aumento della produzione da fonte idrica (+2,2%), della produzione eolica (+16,9%) e della produzione termica (+15,2%) rispetto all'anno precedente.

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2019 la produzione totale netta (25.855GWh) ha soddisfatto per 91% della richiesta di energia elettrica nazionale (28.422GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2019

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Itrica	2.792												2.792
Termica	19.177												19.177
Geotermica	1.487												1.487
Eolica	497												497
Fotovoltaica	2.321												2.321
Produzione Totale Netta	25.855												25.855
Import	3.345												3.345
Export	529												529
Saldo Estero	2.816												2.816
Pompaggi	249												249
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.422												28.422

A gennaio la produzione totale netta risulta in forte aumento (+13,0%) rispetto al 2018. Nel 2019 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Gennaio con 28.422GWh.

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

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2018.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Itrica	2.731	2.601	3.187	4.675	6.518	6.018	4.968	4.273	3.397	2.796	4.535	3.576	49.275
Termica	16.650	16.093	15.725	11.940	12.513	13.137	16.596	15.792	16.918	16.696	16.671	16.315	185.046
Geotermica	494	445	492	476	486	466	470	472	464	483	466	494	5.708
Eolica	1.986	1.696	2.422	1.221	909	1.418	1.224	750	946	1.475	1.361	1.910	17.318
Fotovoltaica	1.029	1.052	1.688	2.428	2.437	2.794	2.968	2.688	2.351	1.607	934	911	22.887
Produzione Totale Netta	22.890	21.887	23.514	20.740	22.863	23.833	26.226	23.975	24.076	23.057	23.967	23.206	280.234
Import	4.899	4.611	4.732	4.004	3.671	3.613	4.686	2.992	3.168	4.065	2.771	3.967	47.179
Export	326	200	179	337	370	275	327	285	149	112	300	410	3.270
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.301	3.338	4.359	2.707	3.019	3.953	2.471	3.557	43.909
Pompaggi	223	192	286	299	201	139	135	109	101	155	161	232	2.233
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.240	26.106	27.781	24.108	25.963	27.032	30.450	26.573	26.994	26.855	26.277	26.531	321.910

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 30.450GWh.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di gennaio 2019 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), 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
Gennaio 2019	2.884	6.138	4.276	4.371	3.915	4.327	1.739	772
Gennaio 2018	2.844	5.979	4.161	4.158	3.714	3.976	1.626	782
% Gennaio 19/18	1,4%	2,7%	2,8%	5,1%	5,4%	8,8%	6,9%	-1,3%
Progressivo 2019	2.884	6.138	4.276	4.371	3.915	4.327	1.739	772
Progressivo 2018	2.844	5.979	4.161	4.158	3.714	3.976	1.626	782
% Progressivo 19/18	1,4%	2,7%	2,8%	5,1%	5,4%	8,8%	6,9%	-1,3%

Nel 2019 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +2,4% in zona Nord, al +5,3% al Centro, +8,8% al Sud e +4,3% nelle Isole.

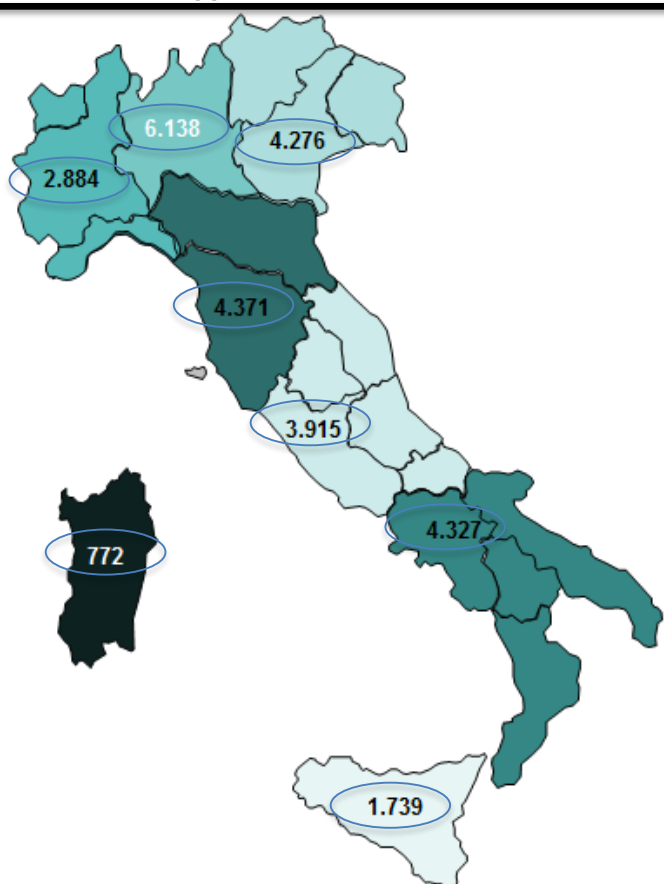
Fonte: Terna

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

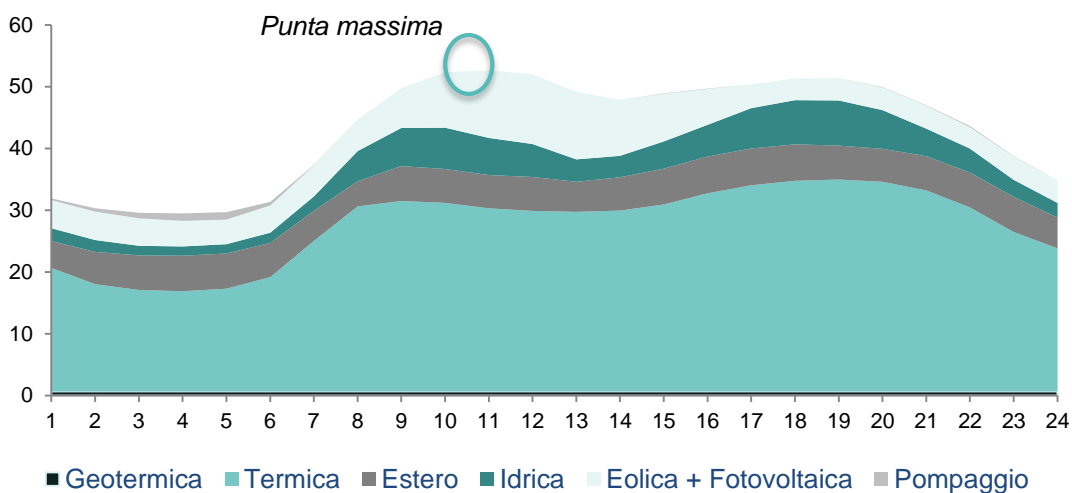
(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di gennaio 2019 la punta in potenza è stata registrata il giorno **giovedì 31 ore 11** ed è risultato pari a 52.645 MW (+4,2% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza

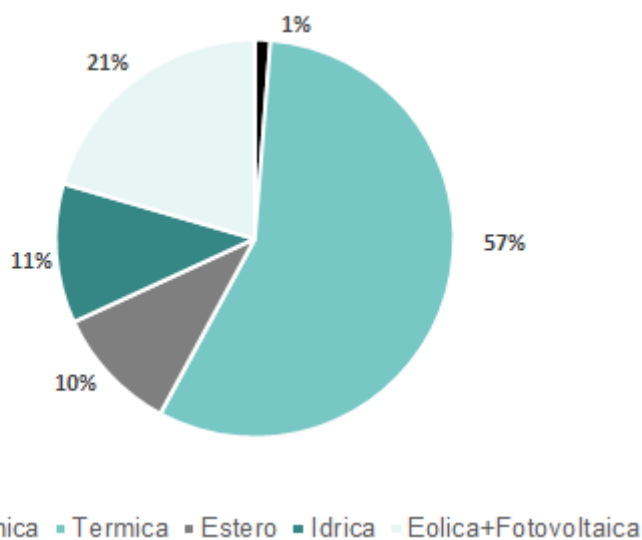
[GW]



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 29.629 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 31 gennaio 2019 ore 11



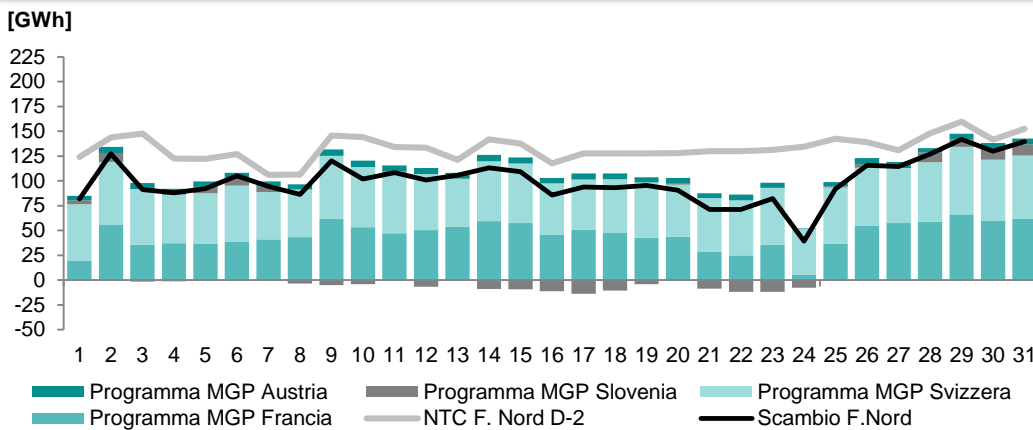
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 33%, la produzione termica per il 57% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Gennaio 2019

Nel mese di gennaio si evidenzia una discreta 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 gennaio 2019 si registra un Import pari a 3.345GWh e un Export pari a 529GWh.

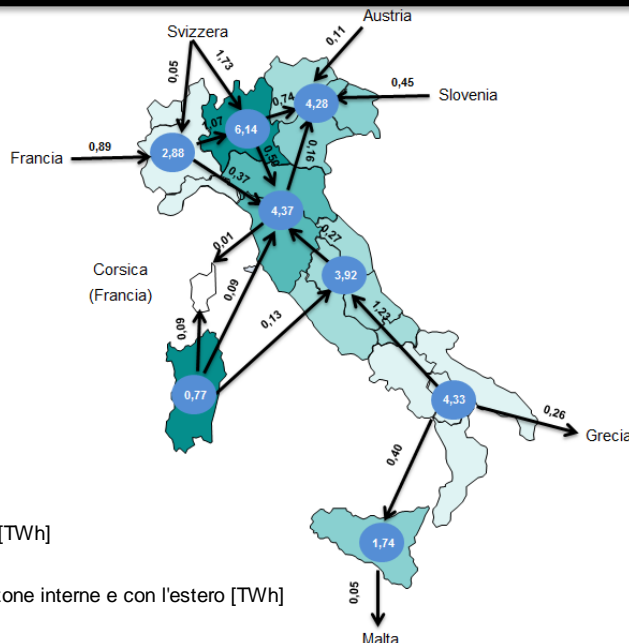
Fonte: Terna

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



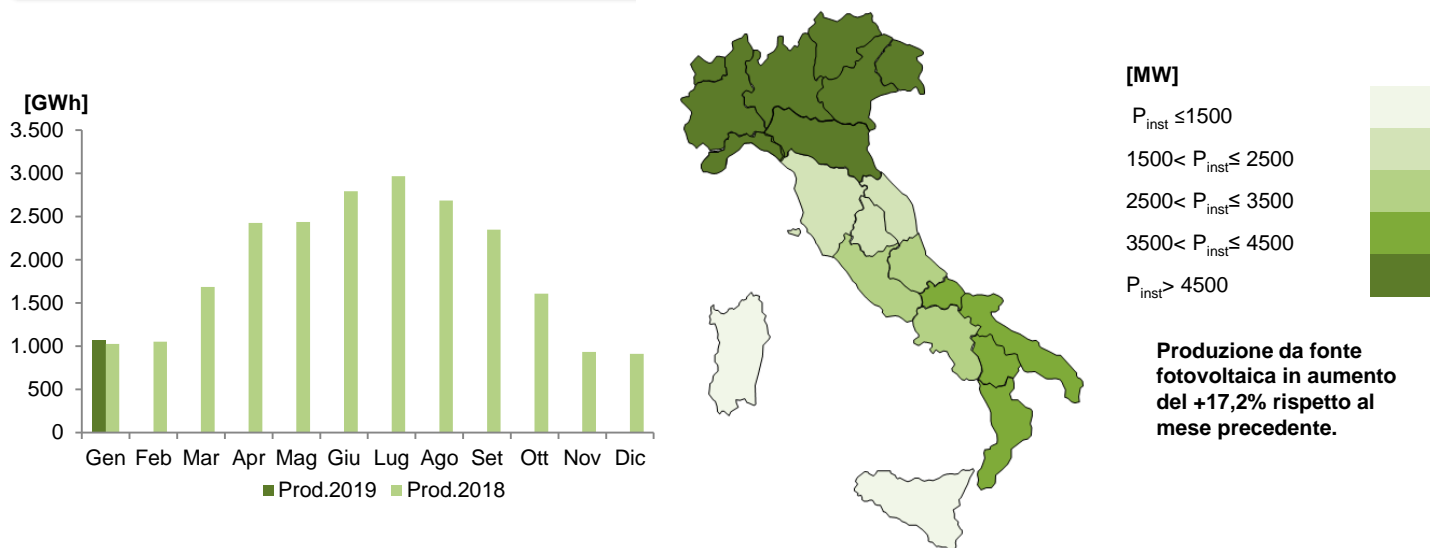
Nel 2019 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 0,7TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,4TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di gennaio 2019 si attesta a 1.068GWh in aumento rispetto al mese precedente di 157GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+3,8%).

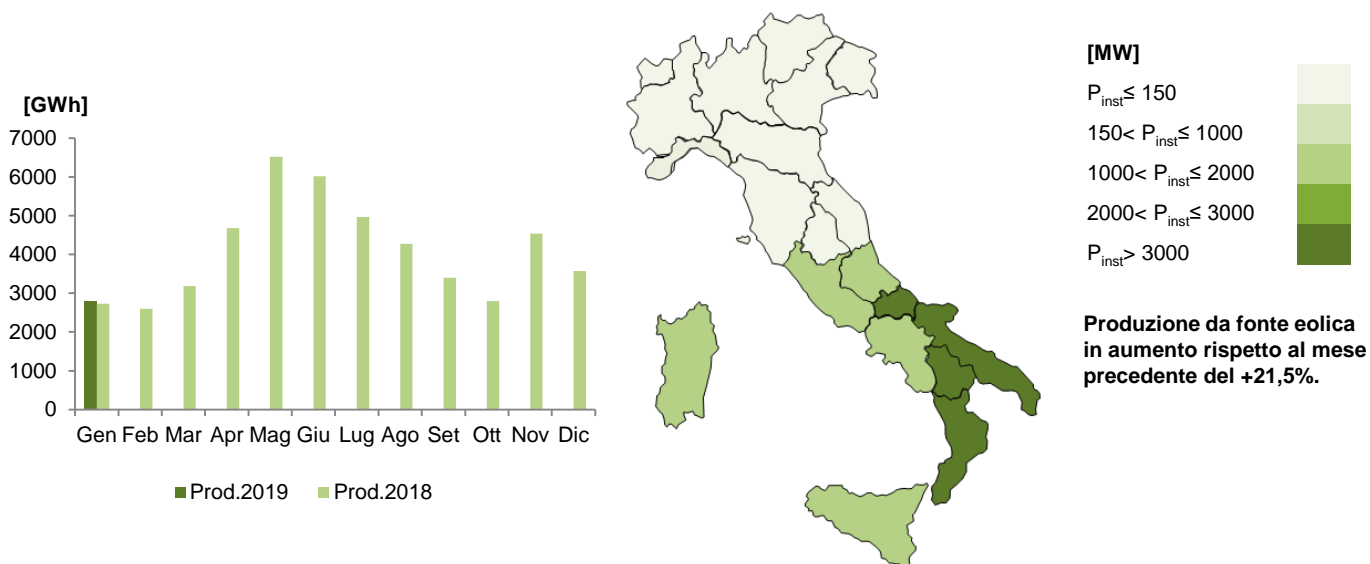
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di gennaio 2019 si attesta a 2.321GWh in aumento rispetto al mese precedente di 411GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+16,9%).

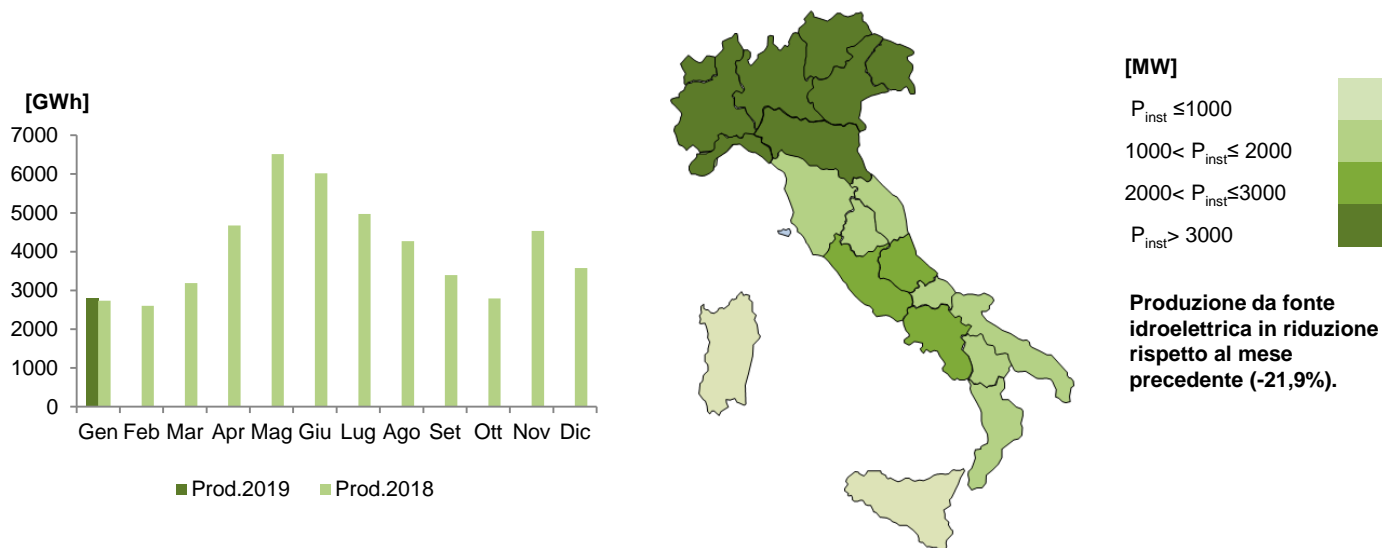
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di gennaio 2019 si attesta a 2.792GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 784GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+2,2%) rispetto all'anno precedente.

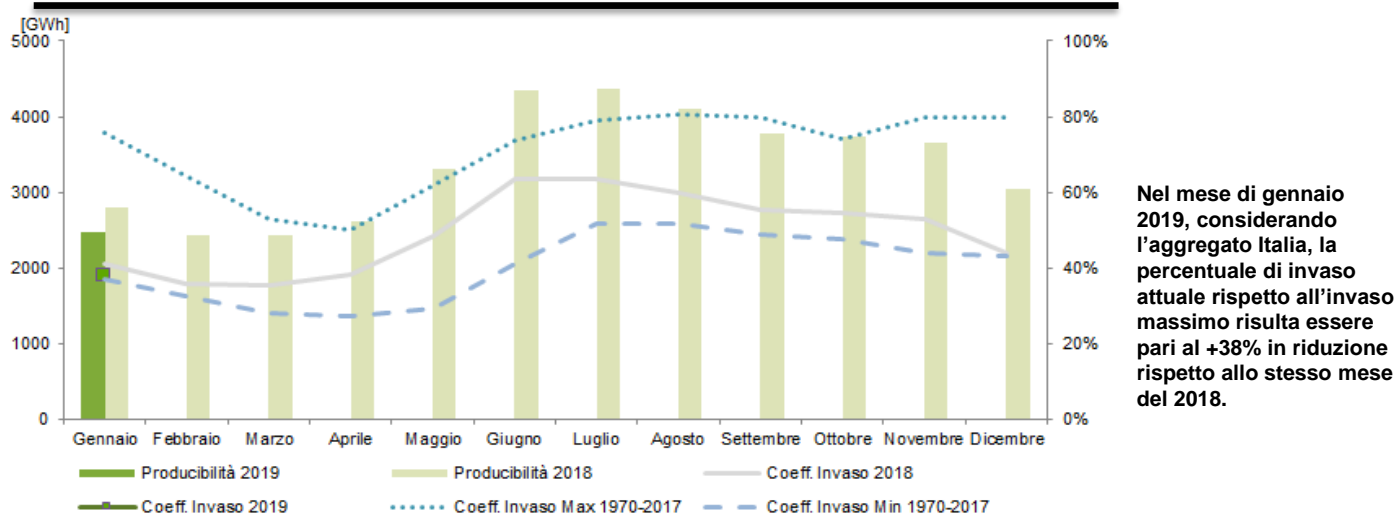
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso

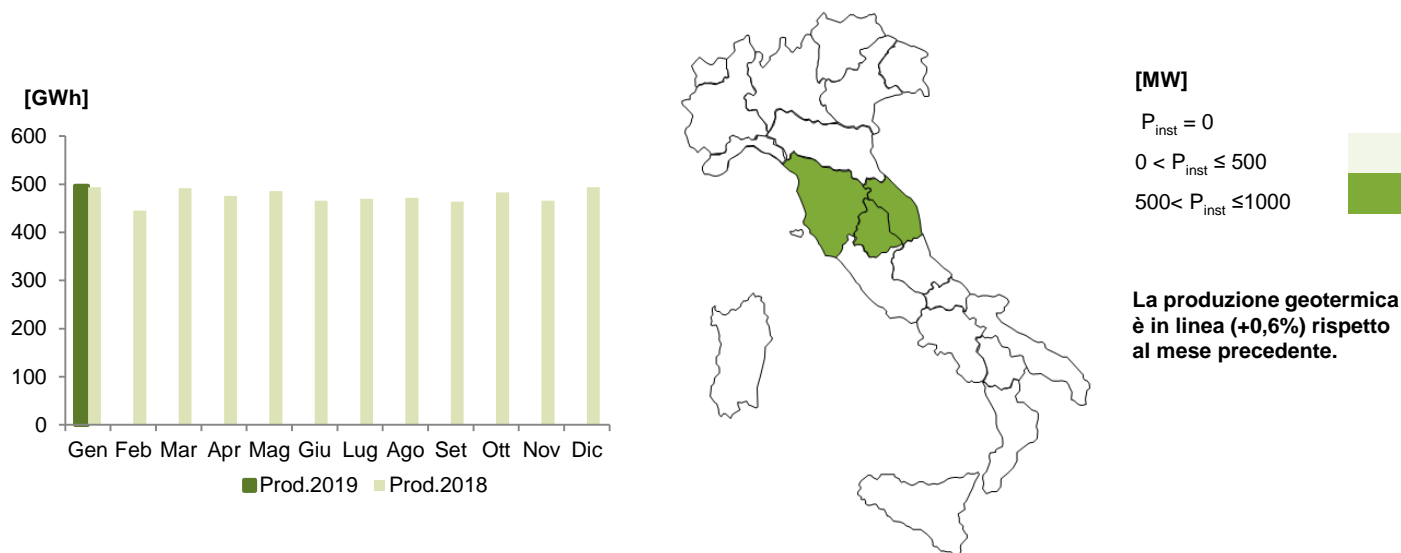


		Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2019	[GWh]		1.465	733	275	2.474
	% (Invaso / Invaso Massimo)		33,9%	40,4%	72,3%	37,9%
2018	[GWh]		1.887	762	156	2.805
	% (Invaso / Invaso Massimo)		40,6%	42,0%	40,8%	41,0%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di gennaio 2019 si attesta a 497GWh in aumento rispetto al mese precedente di 3GWh. Il dato progressivo annuo è in linea (+0,6%) rispetto all'anno precedente.

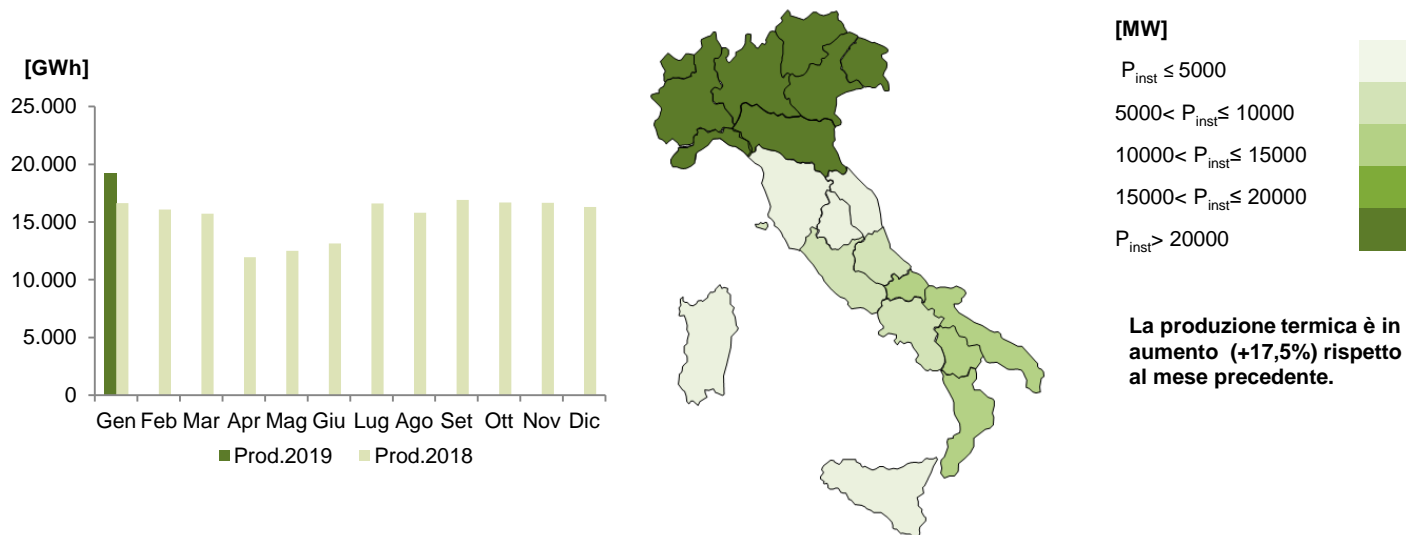
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di gennaio 2019 si attesta a 19.177GWh in forte aumento rispetto al mese precedente di 2.862GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+15,2%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

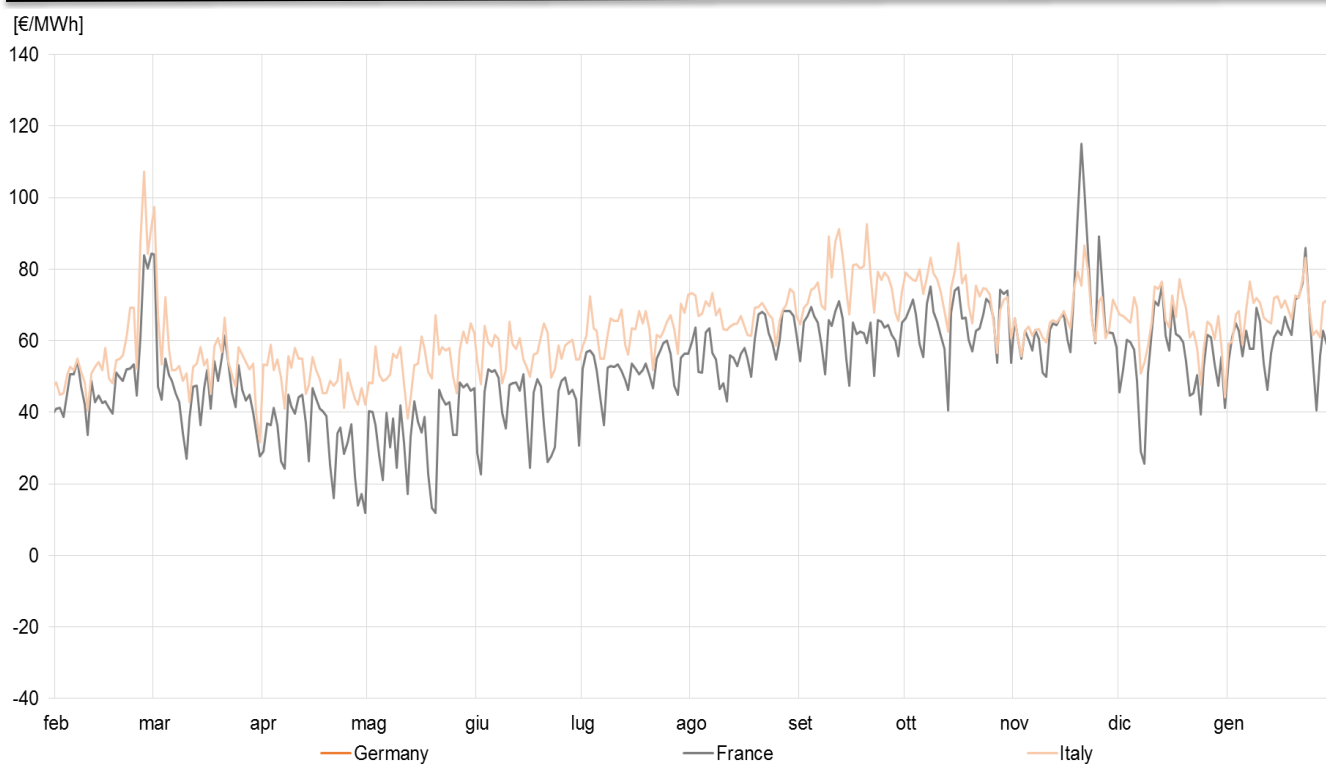
Nel mese di gennaio 2019 i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$59,4/bbl, in aumento rispetto ai \$56,5/bbl di novembre (+5,2%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$82,3/t, in decrescita rispetto agli \$87,6/t di dicembre (-6,0%).

I prezzi del gas in Europa sono ancora diminuiti a gennaio attestandosi a €21,5/MWh (-9,4% rispetto al mese precedente); anche il PSV ha registrato una decrescita, fino a €23,9/MWh (-5,6%).

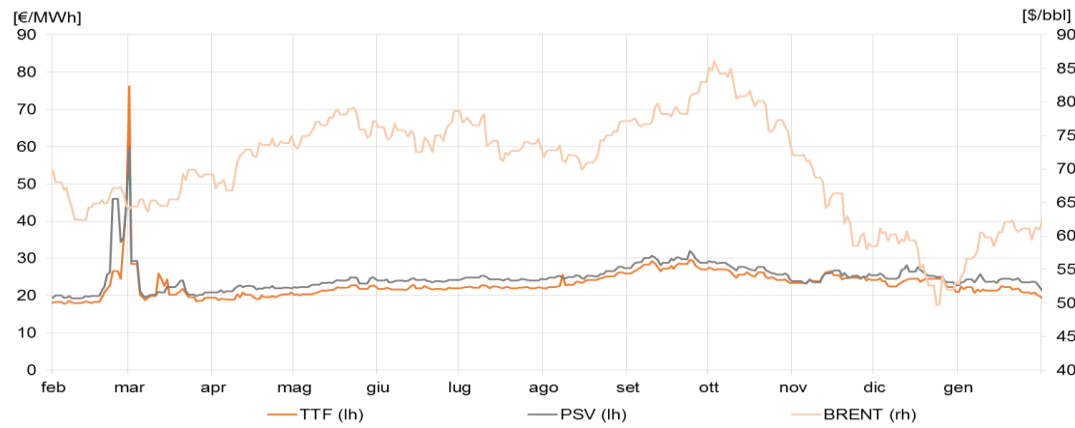
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di gennaio sono in crescita rispetto al mese di dicembre con una media mensile di €68,3/MWh (-6,2%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

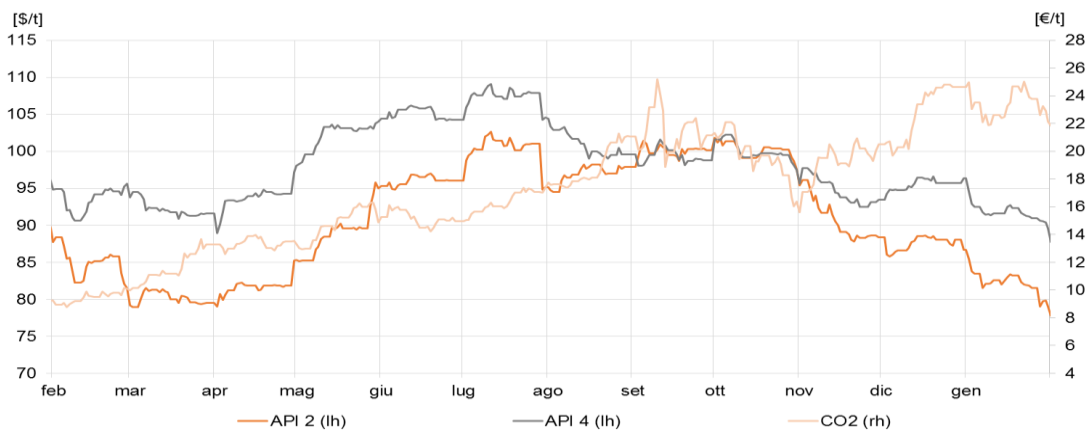
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€2,5/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

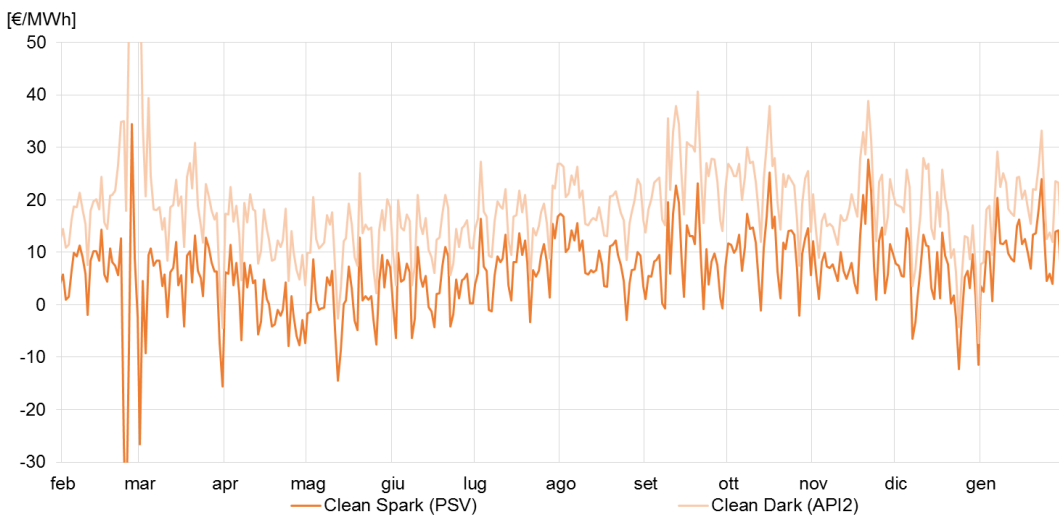
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$9,5/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €10,8/MWh

Clean dark spread API2 medio mensile = €19,4/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

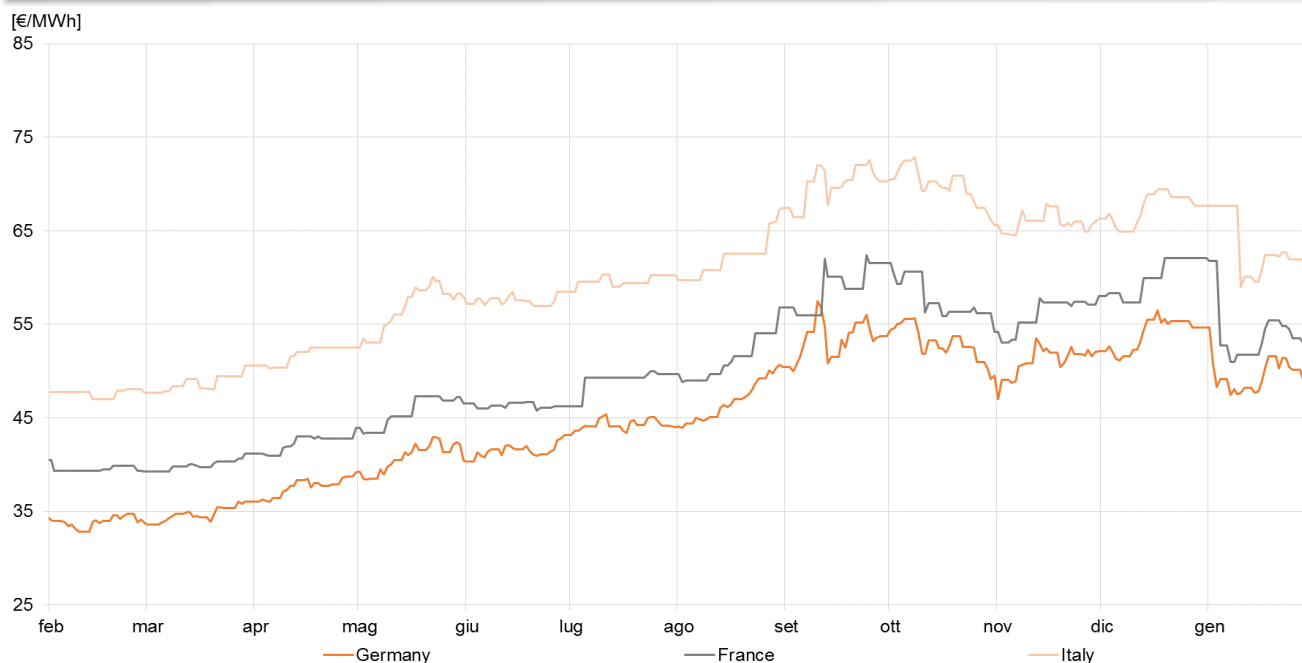
Nel mese di gennaio i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$60,3/bbl in salita rispetto ai \$58,4/bbl di dicembre (+3,2%).

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in diminuzione, attestandosi a circa \$83,0/t (-4,7%) rispetto a dicembre.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in diminuzione tra gennaio e il mese precedente attestandosi intorno ai €22,6/MWh (-8,4%) e anche in Europa (TTF), in cui si sono attestati a €20,5/MWh (-9,7%).

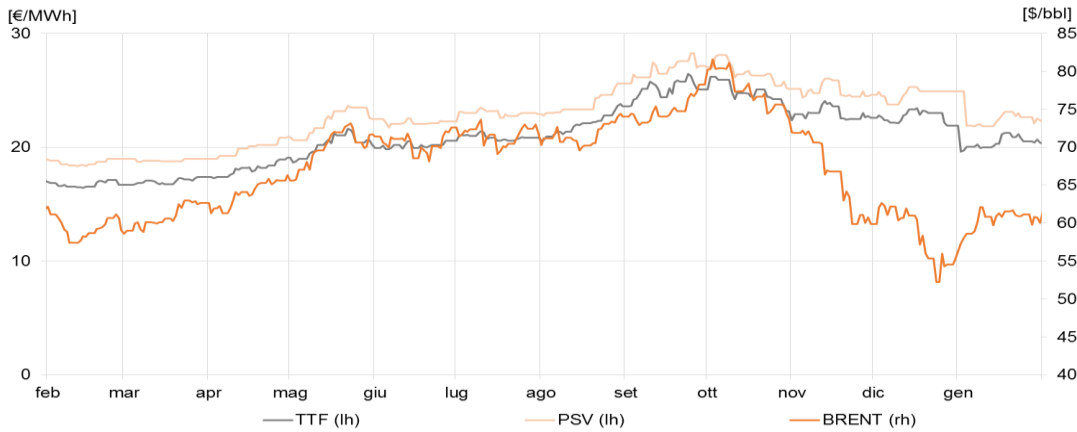
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €63,1/MWh, inferiori rispetto al mese precedente (-6,4%) in cui sono stati €67,4/MWh. Trend in discesa si registra anche per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €53,9/MWh (-10,1%), così come in Germania in cui si attesta a circa €49,6/MWh (-8,1%).

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

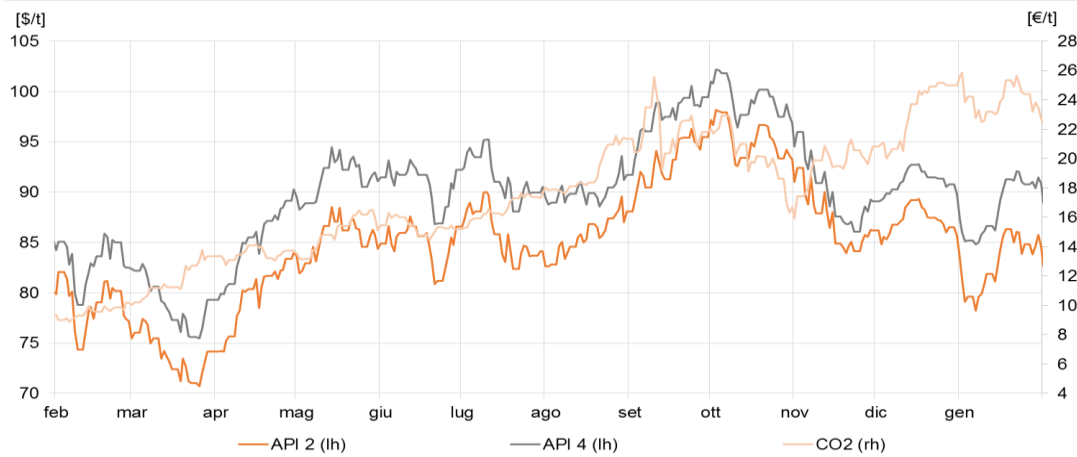
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



Variazione media mensile
PSV-TTF = +€2,1/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

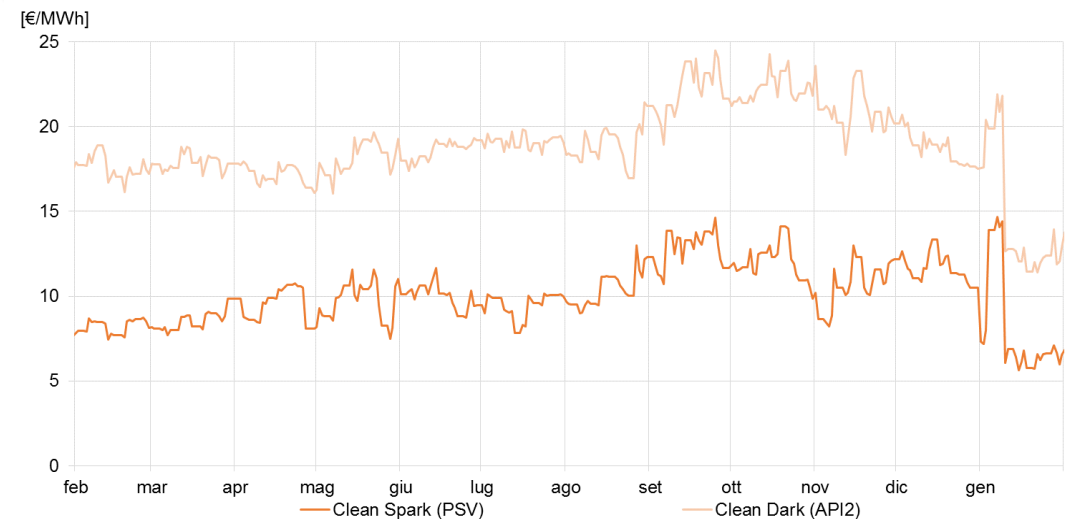
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
medio mensile =
€8,0/MWh

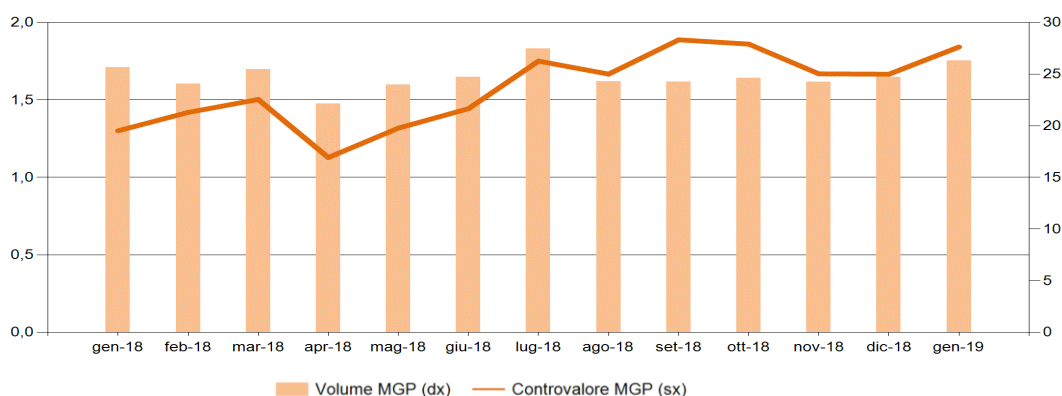
Clean dark spread API2
medio mensile =
€14,5/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €1,8Mld, in crescita dell'11% rispetto al mese precedente e del 42% rispetto a gennaio 2018. L'aumento rispetto a dicembre 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 €49/MWh (gennaio 2018) a €67,7/MWh (gennaio 2019).

Controvalore e volumi MGP

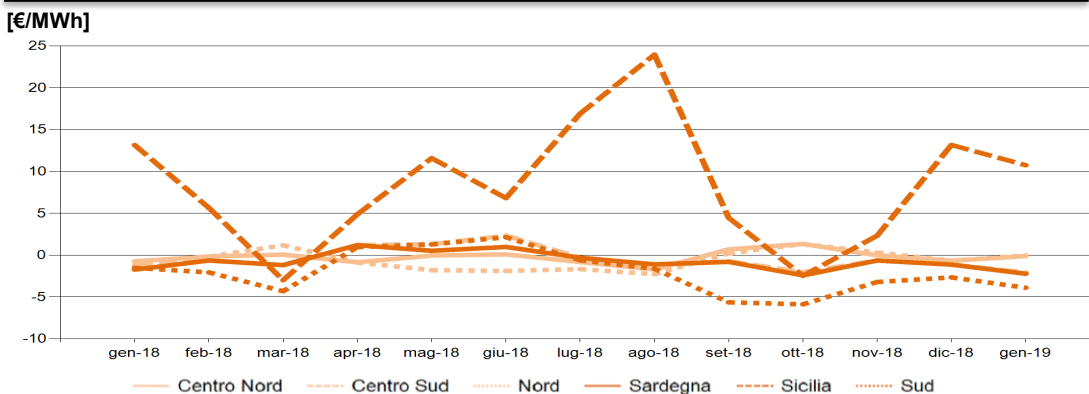


Controvalore gennaio 2019 in crescita del 42% rispetto a gennaio 2018

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€10,7/MWh. Rispetto a gennaio 2018 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €16,2/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €18,2/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal gennaio 2019 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 gennaio è pari a €17,7/MWh per la zona Sicilia, ed è mediamente pari a €12,8/MWh per le altre zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a dicembre è pari a €21,6/MWh per la zona Sicilia, ed è mediamente pari a €12,9/MWh per le altre zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	67,7	67,6	67,5	65,6	63,8	78,4	65,4
YoY	18,7	19,4	19,3	17,8	16,3	16,2	18,2
Δ vs PUN	-	0,0	-0,1	-2,1	-3,9	10,7	-2,2
Δ vs PUN 2017	-	-0,7	-0,8	-1,2	-1,5	13,1	-1,7
Picco	77,1	77,9	77,8	73,1	69,1	89,8	73,1
Fuori picco	62,5	62,0	61,9	61,4	60,8	72,1	61,2
Δ Picco vs Fuori Picco	14,6	15,9	15,9	11,7	8,3	17,7	11,9
Minimo	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Massimo	108,4	113,1	113,1	113,1	93,2	148,9	113,1

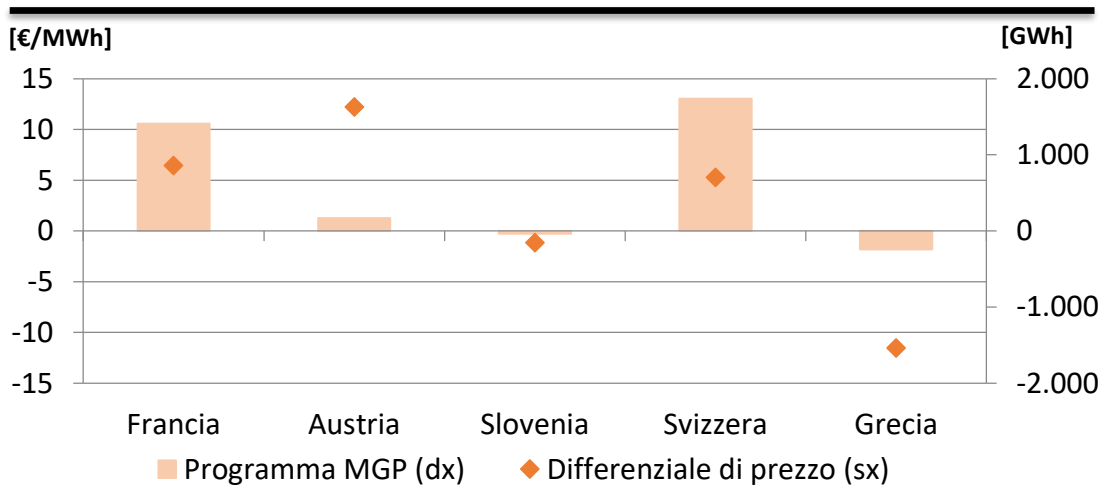
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente diminuito in tutte le zone, ad eccezione delle zone Nord e Centro-Nord

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo con la Francia, l'Austria e la Svizzera e una diminuzione sulle altre frontiere.

Nel mese di gennaio si registra un import complessivo di 3,7TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 39% e il 48% del totale. L'export complessivo è pari a 615GWh, di cui la Grecia e la Slovenia rappresentano rispettivamente il 64% e il 27%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



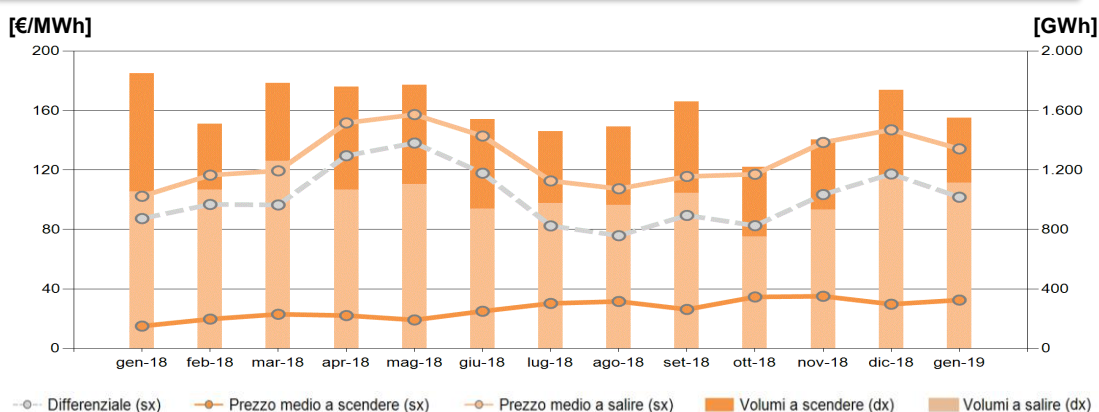
Import netto sulla frontiera nord pari a 3,7 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e a scendere è pari a €101,7/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente del 13% e in aumento rispetto a gennaio 2018 del 16%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-11%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 4% e quelle a scendere sono diminuite del 24%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 6% e quelle a scendere risultano ridotte del 45%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



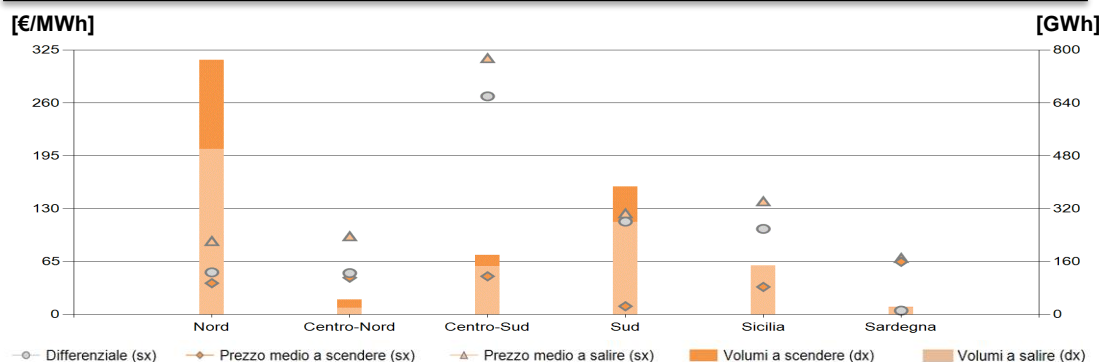
Prezzo medio a salire a gennaio 2019 pari a €134,2/MWh
Prezzo medio a scendere a gennaio 2019 pari a €32,5/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€268,1/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 13% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 10% (da €348,8/MWh di dicembre a €314,9/MWh di gennaio) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 19% (da €39,2/MWh di dicembre a €46,9/MWh di gennaio).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



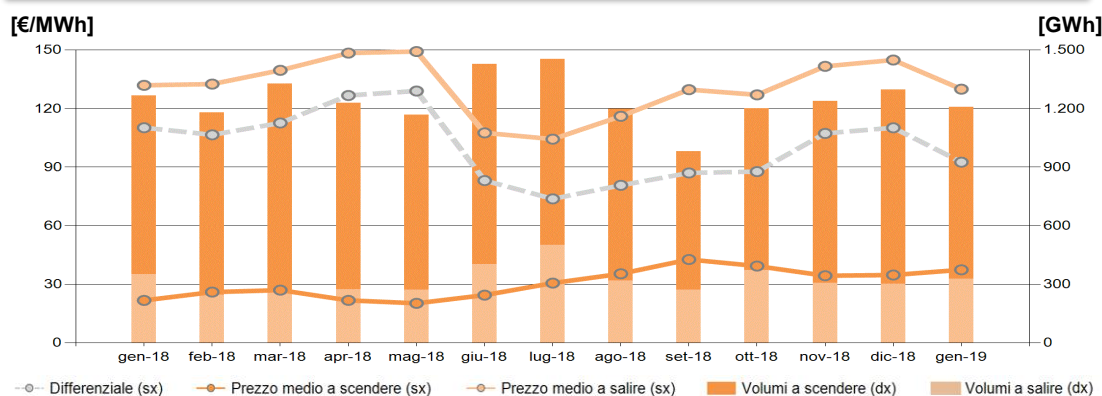
Centro-Sud: zona con il differenziale di prezzo più elevato
Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €92,5/MWh, in riduzione sia rispetto al mese precedente che rispetto a gennaio 2018 (in entrambi i casi: €110,1/MWh; -16%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-7%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 8% e quelle a scendere sono diminuite del 12%. Rispetto a gennaio 2018, le movimentazioni a salire si sono ridotte del 7% e le movimentazioni a scendere del 4%.

Prezzi e volumi MB

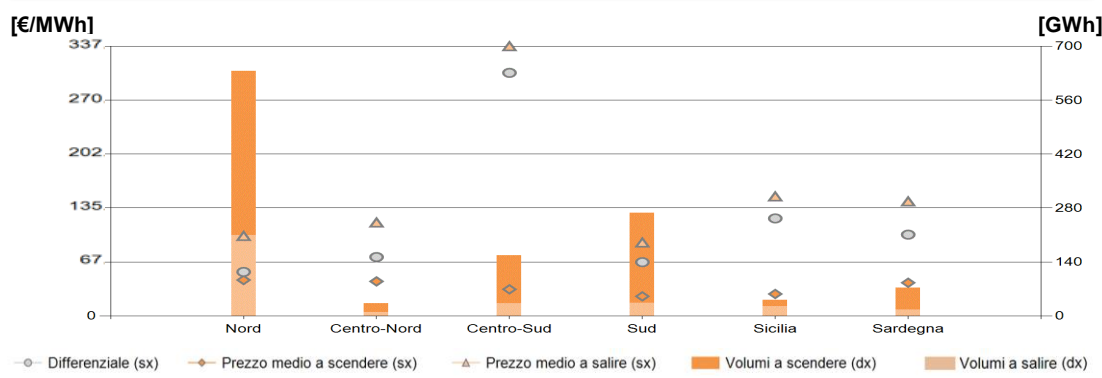


Prezzo medio a salire a gennaio 2019 pari a €129,9/MWh
 Prezzo medio a scendere a gennaio 2019 pari a €37,4/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€304,6/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a €353,4/MWh). A gennaio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (427GWh), seguita dalla zona Sud (233GWh). Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone, ad eccezione della Sicilia. La zona che registra la maggior riduzione in termini assoluti rispetto al mese precedente è il Centro-Sud (-€48,8/MWh), mentre in percentuale la maggiore riduzione si ha nella zona Sud (-31%).

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 Gennaio 2019. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale 2018

L'Autorità ha trasmesso al Ministro dello Sviluppo Economico gli esiti della propria valutazione sullo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN predisposto da Terna e relativo all'anno 2018, secondo quanto previsto dall'articolo 36 del d.lgs. n. 93/2011.

[Parere 674/2018/I/eel](#)

Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione per i diritti di trasmissione di lungo termine, ai sensi del regolamento UE 2016/1719 (FCA)

Nell'ambito dell'attività di implementazione del Regolamento europeo FCA, l'Autorità, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione interessate, ha chiesto a Terna e agli altri TSO europei di emendare la proposta di metodologia in materia di redistribuzione delle rendite di congestione derivanti dall'allocatione dei diritti a lungo termine di trasporto sulle interconnessioni con l'estero (c.d. *sharing keys*).

[Delibera 5/2019/R/eel](#)

Approvazione della proposta comune in materia di organizzazione, ruoli e responsabilità dello scambio dati, ai sensi del regolamento UE 2017/1485 (SO GL)

L'Autorità ha approvato, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione interessate, la proposta in materia di organizzazione, ruoli e responsabilità dello scambio dati (c.d. KORRR - *Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities*), elaborata da Terna congiuntamente agli altri TSO europei, in attuazione del Regolamento europeo SO GL.

[Delibera 6/2019/R/eel](#)

Istruzioni a Terna per l'attuazione di emendamenti alla proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una Piattaforma per il processo di compensazione dello sbilanciamento, ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing)

Approvazione della proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione, ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing)

Nell'ambito dell'attività di implementazione del Regolamento europeo *Balancing*, l'Autorità, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione interessate, ha:

- richiesto a Terna e agli altri TSO europei di emendare la proposta di metodologia per un quadro di attuazione della piattaforma europea per il processo di compensazione dello sbilanciamento - delibera 7/2019;
- approvato la proposta di attuazione della piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve*, elaborata da Terna e dagli altri TSO europei che partecipano al Progetto TERRE - delibera 8/2019.

[Delibera 7/2019/R/eel](#)
[Delibera 8/2019/R/eel](#)

Approvazione della metodologia per il redispatching e countertrading per la Regione (CCR) Greece - Italy, ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)

L'Autorità ha approvato, in coordinamento con l'Autorità di regolazione greca all'interno del GIERRF (*Greece - Italy Energy Regulators Regional Forum*), la metodologia per il coordinamento delle azioni di *countertrading* (azioni volte a modificare il flusso tra zone di mercato) e *redispatching* (azioni che comportano l'attivazione di specifiche risorse per la risoluzione delle congestioni sul confine) per la Regione *Greece-Italy*.

[Delibera 17/2019/R/com](#)

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 2019 e 2018 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2019 – 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.