

Dicembre 2019



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Dicembre 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di Dicembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.600GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-3,0%). In particolare si registra una flessione della produzione termoelettrica (-12,1%), del saldo estero (-4,5%) e un aumento della produzione eolica (+28,2%) e della produzione idroelettrica (+23,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2019 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (319.597GWh) risulta in linea (-0,6%) rispetto al 2018.

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di Dicembre 2019, dopo la parentesi positiva del mese scorso, torna ad essere in flessione (pari a -0,9%) rispetto al mese precedente (Novembre 2019). Il risultato porta il profilo del trend su un andamento in leggera flessione.



02 Sistema Elettrico pag. 12

Nel mese di Dicembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 49% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 38% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 319.597GWh ed è stata soddisfatta al 53% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 35% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.



03 Mercato Elettrico pag. 15

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a Dicembre è pari a circa €1,1Mld, in riduzione del 8% rispetto al mese precedente e del 33% rispetto a Dicembre 2018.

A Dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €138,7/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 30% e rispetto a Dicembre 2018 del 18%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+29%).

Il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €162,4/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€105,5/MWh; 54%) e in aumento rispetto a Dicembre 2018 (€110,1/MWh; 47%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%).



04 Regolazione pag. 23

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



Dicembre 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di Dicembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.600GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-3,0%). In particolare si registra una flessione della produzione termoelettrica (-12,1%), del saldo estero (-4,5%) e un aumento della produzione eolica (+28,2%) e della produzione idroelettrica (+23,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2019 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (319.597GWh) risulta in linea (-0,6%) rispetto al 2018.

Bilancio Energia

[GWh]	Dicembre 2019	Dicembre 2018	%19/18	Gen-Dic 19	Gen-Dic 18	%19/18
Idrica	4.458	3.602	23,8%	46.959	49.928	-5,9%
di cui Pompaggio in produzione ⁽²⁾	194	156	24,2%	1.688	1.619	4,3%
Termica	14.181	16.138	-12,1%	186.811	184.338	1,3%
di cui Biomasse	1.537	1.515	1,5%	17.546	17.601	-0,3%
Geotermica	461	498	-7,4%	5.687	5.756	-1,2%
Eolica	2.457	1.917	28,2%	20.063	17.557	14,3%
Fotovoltaica	923	897	2,9%	24.326	22.266	9,3%
Totale produzione netta	22.480	23.052	-2,5%	283.846	279.845	1,4%
di cui Produzione da FER ⁽³⁾	9.642	8.273	16,6%	112.893	111.489	1,3%
Importazione	3.949	3.966	1130,0%	43.980	47.170	-6,8%
Esportazione	552	410	34,6%	5.817	3.271	77,8%
Saldo estero	3.397	3.556	1100,0%	38.163	43.899	-13,1%
Pompaggi	277	223	24,2%	2.412	2.313	4,3%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	25.600	26.385	-3,0%	319.597	321.431	-0,6%

A Dicembre 2019 si registra un aumento della produzione eolica (+28,2%), della produzione idroelettrica (+23,8%) e una flessione della produzione termoelettrica (-12,1%) e geotermoelettrica (-7,4) rispetto all'anno precedente.

Nel 2019, si registra una variazione dell'export +34,6% rispetto all'anno precedente. Nel 2019 la produzione totale netta è in riduzione del -2,5%

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

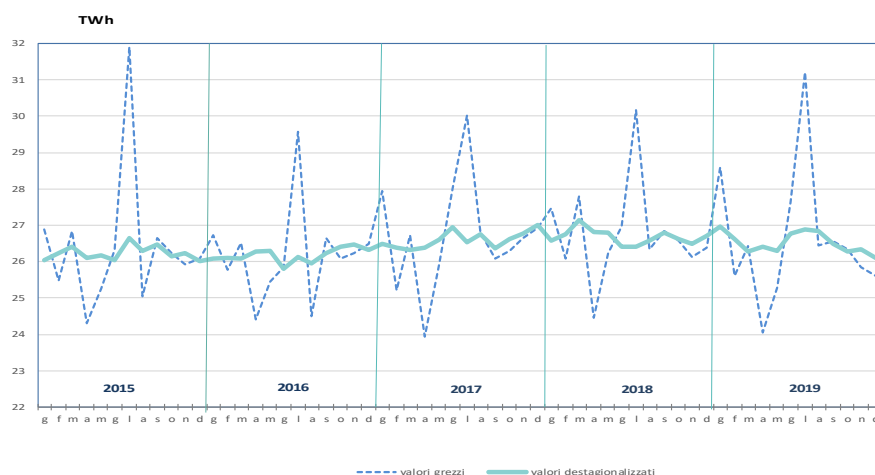
(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento

(3) Produzione da FER = Idrico-Pompaggio in Produzione + Biomasse + Geotermico + Eolico + Fotovoltaico

Fonte: Terna

La variazione di Dicembre 19/18 della richiesta di energia elettrica (-3%) deriva da un giorno lavorativo in più e da una temperatura media superiore di 1,5°C rispetto al corrispondente mese dello scorso anno e di 1,7°C rispetto alla temperatura media di Dicembre degli ultimi dieci anni. La variazione del dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, pur mantenendosi negativa, risulta più contenuta (-2,2%). Nell'anno 2019, la richiesta risulta in flessione dello 0,6% rispetto al 2018; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura, la variazione non si modifica. In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di Dicembre 2019, dopo la parentesi positiva del mese scorso, torna ad essere in flessione (pari a -0,9%) rispetto al mese precedente (Novembre 2019). Il risultato porta il profilo del trend su un andamento in leggera flessione.

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



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

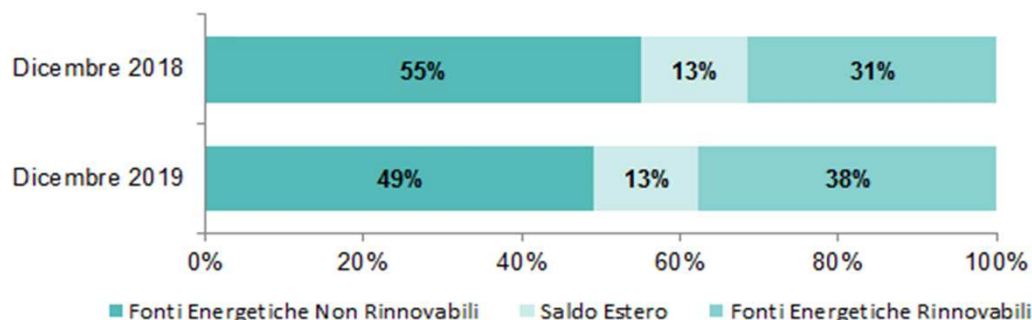
Fonte: Terna

Composizione Fabbisogno

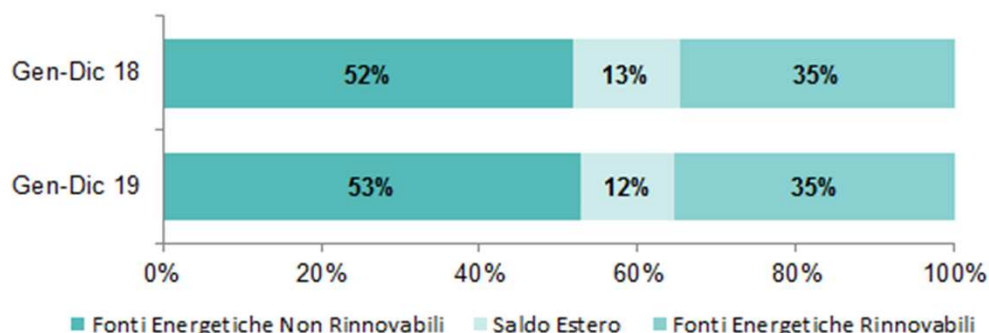
Nel mese di Dicembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 49% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 38% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 319.597GWh ed è stata soddisfatta al 53% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 35% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Composizione Fabbisogno



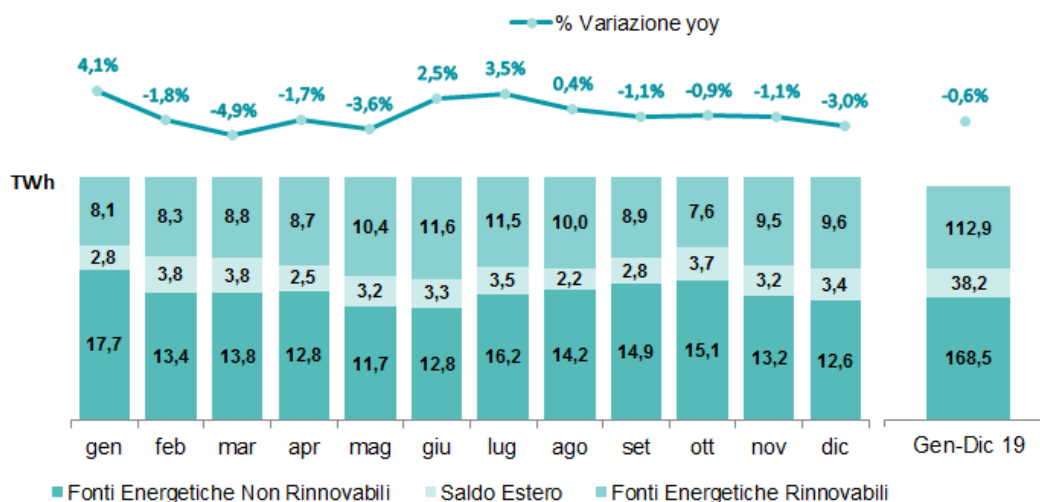
Nel mese di Dicembre la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -3,0% rispetto allo stesso mese del 2018.



Nel 2019 la produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili fa registrare una variazione percentuale del +1,5% rispetto al 2018.

Fonte: Terna

Andamento della composizione del fabbisogno nel 2019 e variazione con il 2018



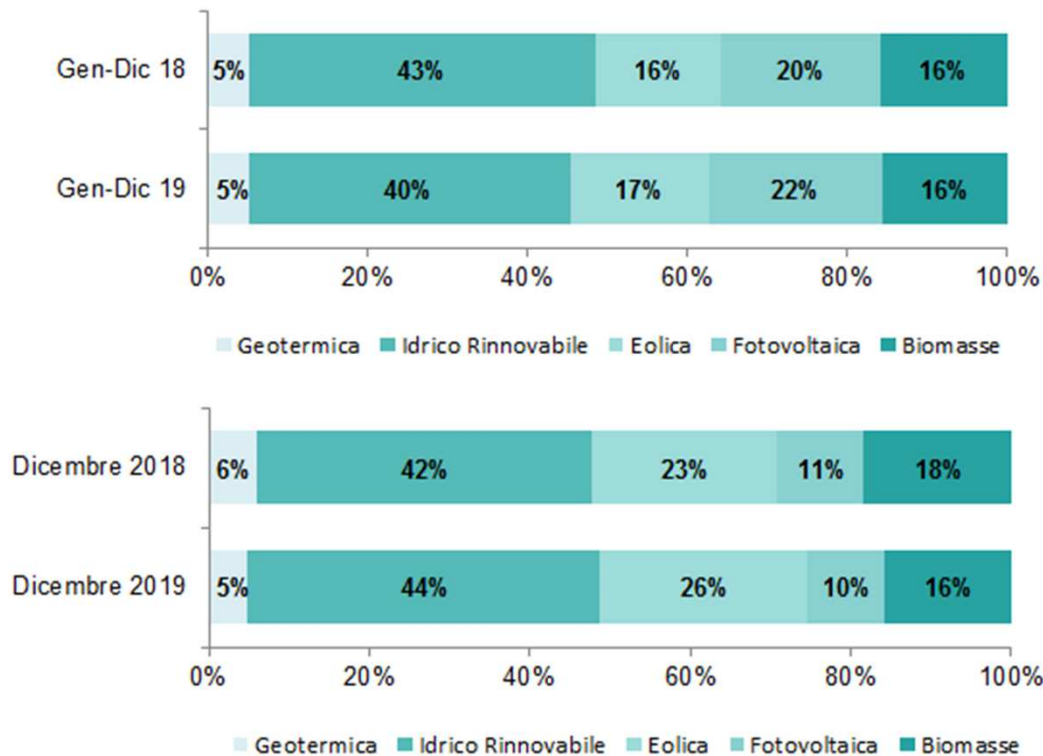
Nel 2019 la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -0,6% rispetto al 2018.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Nel mese di Dicembre, con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+28,2%), della produzione idroelettrica (+23,8), della produzione fotovoltaica (+2,9%) e una flessione produzione geotermoelettrica (-7,4%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili

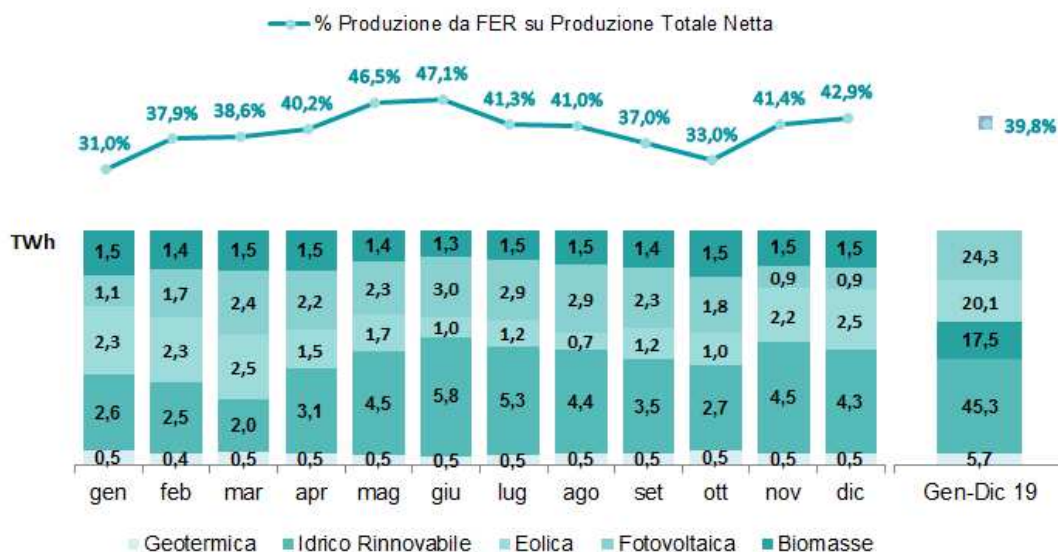


A Dicembre del 2019 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+1,8%).

Nel mese di Dicembre la produzione da fonte energetiche rinnovabili è in aumento +16,6% rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

Andamento della produzione netta da FER nel 2019 e variazione con il 2018



Nel 2019 il 39,8% della produzione nazionale netta è stata da Fonti Energetiche Rinnovabili per un valore pari a 112,9TWh.

Fonte: Terna

Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2019 la produzione totale netta (283.846GWh) ha soddisfatto per 88,8% della richiesta di energia elettrica nazionale (319.597GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2019

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.815	2.612	2.136	3.267	4.649	5.942	5.425	4.511	3.613	2.910	4.621	4.458	46.959
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	176	128	156	159	139	125	95	88	108	185	137	194	1.688
Termica	19.328	14.902	15.418	14.326	13.215	14.181	17.718	15.749	16.396	16.669	14.728	14.181	186.811
di cui Biomasse	1.537	1.402	1.524	1.491	1.408	1.335	1.479	1.481	1.408	1.494	1.450	1.537	17.546
Geotermica	496	438	482	472	490	468	480	484	469	482	465	461	5.687
Eolica	2.321	2.339	2.450	1.473	1.652	993	1.245	727	1.165	1.044	2.197	2.457	20.063
Fotovoltaica	1.069	1.661	2.380	2.203	2.312	2.958	2.946	2.873	2.311	1.814	876	923	24.326
Produzione Totale Netta	26.029	21.952	22.866	21.741	22.318	24.542	27.814	24.344	23.954	22.919	22.887	22.480	283.846
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	8.062	8.324	8.816	8.747	10.372	11.571	11.481	9.988	8.858	7.559	9.473	9.642	112.893
Import	3.352	4.154	4.202	3.040	3.559	3.694	4.120	2.782	3.343	4.183	3.602	3.949	43.980
Export	531	325	418	509	398	409	589	559	581	494	452	552	5.817
Saldo Estero	2.821	3.829	3.784	2.531	3.161	3.285	3.531	2.223	2.762	3.689	3.150	3.397	38.163
Pompaggi	251	183	223	227	198	179	135	126	154	264	195	277	2.412
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	28.599	25.598	26.427	24.045	25.281	27.648	31.210	26.441	26.562	26.344	25.842	25.600	319.597

Fonte: Terna

A Dicembre la produzione totale netta risulta in riduzione (-2,5%) rispetto al 2018.

Nel 2019 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 31.210GWh.

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
Idrica	2.871	2.577	3.228	5.006	6.701	6.042	4.854	4.223	3.406	2.802	4.616	3.602	49.928
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	170	137	207	218	146	102	100	75	76	111	120	156	1.619
Termica	16.780	16.118	15.789	11.979	12.561	13.045	16.410	15.677	16.844	16.503	16.494	16.138	184.338
di cui Biomasse	1.554	1.409	1.511	1.467	1.460	1.438	1.457	1.447	1.417	1.487	1.439	1.515	17.601
Geotermica	498	448	496	480	489	470	474	476	469	487	471	498	5.756
Eolica	2.021	1.726	2.439	1.251	924	1.437	1.239	752	957	1.509	1.385	1.917	17.557
Fotovoltaica	969	993	1.576	2.390	2.459	2.784	2.976	2.604	2.260	1.492	866	897	22.266
Produzione Totale Netta	23.139	21.862	23.528	21.106	23.134	23.778	25.953	23.732	23.936	22.793	23.832	23.052	279.845
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	7.743	7.016	9.044	10.376	11.887	12.069	10.900	9.427	8.433	7.666	8.657	8.273	111.489
Import	4.898	4.610	4.732	4.003	3.670	3.612	4.685	2.992	3.167	4.065	2.770	3.966	47.170
Export	326	200	178	338	370	275	327	285	149	113	300	410	3.271
Saldo Estero	4.572	4.410	4.554	3.665	3.300	3.337	4.358	2.707	3.018	3.952	2.470	3.556	43.899
Pompaggi	243	196	295	312	209	146	143	107	109	158	172	223	2.313
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	27.468	26.076	27.787	24.459	26.225	26.969	30.168	26.332	26.845	26.587	26.130	26.385	321.431

Fonte: Terna

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 30.168GWh.

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

(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento

(3) Produzione da FER = Idrico-Pompaggio in Produzione + Biomasse + Geotermico + Eolico + Fotovoltaico

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di Dicembre 2019 si evidenzia un fabbisogno in riduzione in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), al Sud (Na) e sulle Isole (Pa-Ca) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Dicembre 2019	2.619	5.333	3.919	3.895	3.626	3.847	1.605	756
Dicembre 2018	2.741	5.695	4.013	4.027	3.641	3.892	1.601	775
% Dicembre 19/18	-4,5%	-6,4%	-2,3%	-3,3%	-0,4%	-1,2%	0,2%	-2,5%
Progressivo 2019	32.277	68.849	49.473	49.542	44.709	46.785	18.922	9.006
Progressivo 2018	33.345	70.276	49.855	49.946	44.041	45.813	19.051	9.104
% Progressivo 19/18	-3,2%	-2,0%	-0,8%	-0,8%	1,5%	2,1%	-0,7%	-1,1%

Nel 2019 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -1,9% in zona Nord, al +0,3% al Centro, +2,1% al Sud e -0,8% nelle Isole.

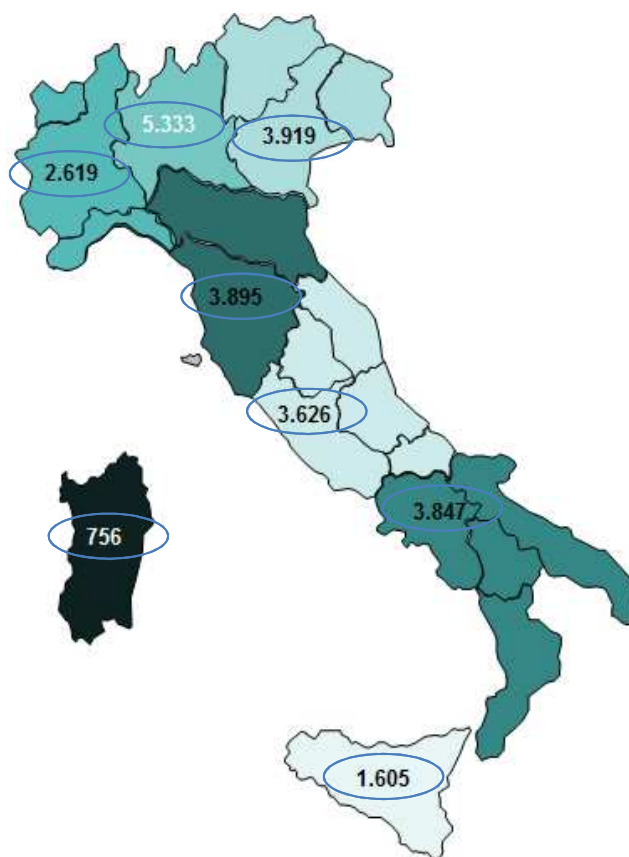
Fonte: Terna

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



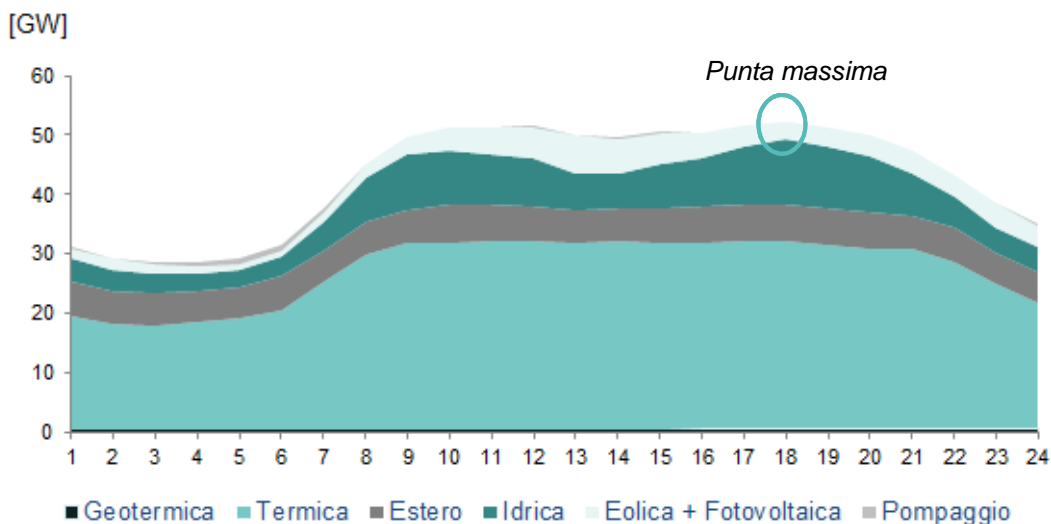
Fonte: Terna

(*) 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 Dicembre 2019 la punta in potenza è stata registrata il giorno **giovedì 12 Dicembre 18:00-19:00** ed è risultato pari a 52.301 MW (-3,2% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

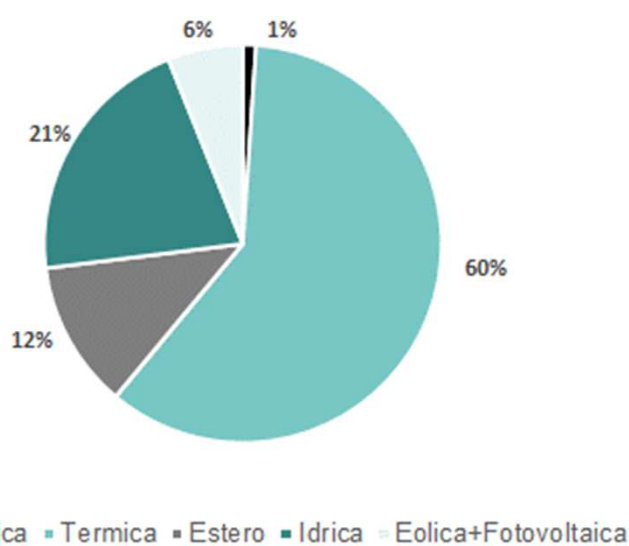
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 31.436 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 12 Dicembre 2019 18:00-19:00



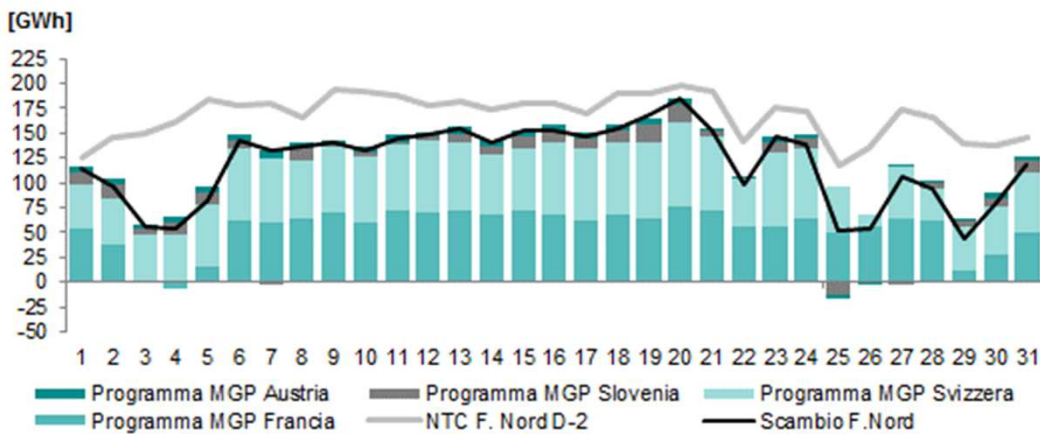
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 28%, la produzione termica per il 60% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Dicembre 2019

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

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di dicembre 2019 si registra un Import pari a 3.949GWh e un Export pari a 552GWh.

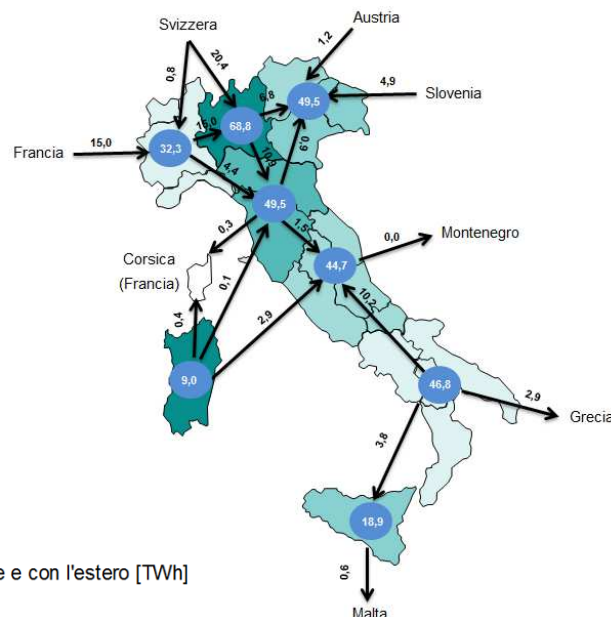
Fonte: Terna

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 14,4TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,8TWh.

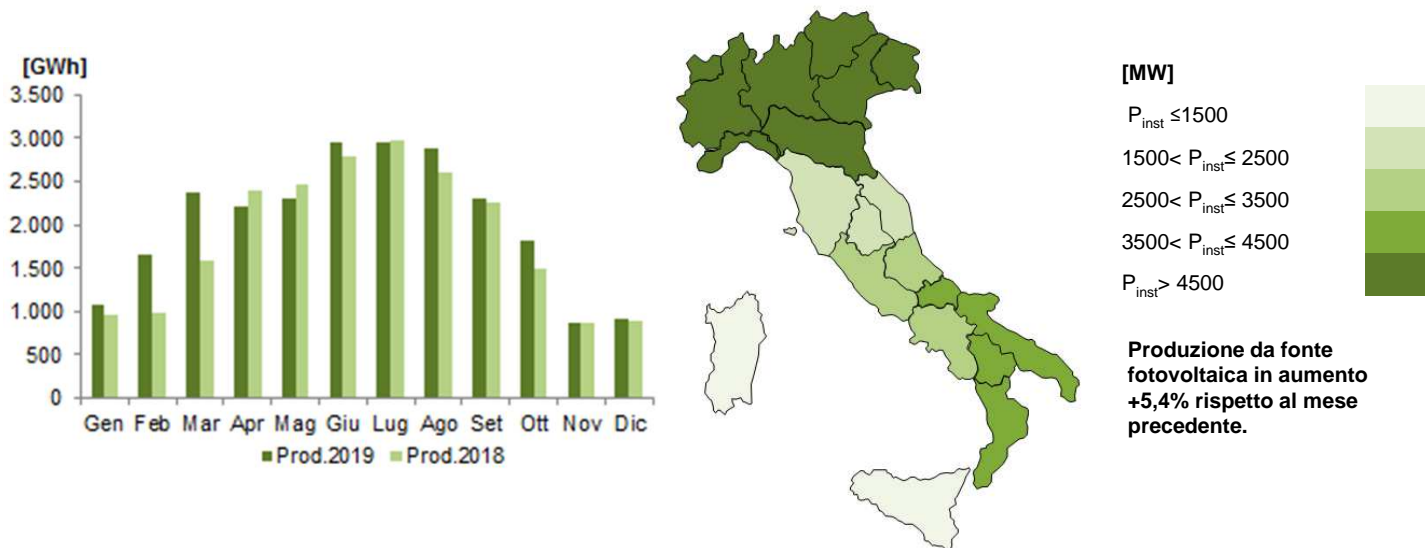
Fonte: Terna

* Con riferimento all'anno 2019, i relativi report non considerano eventuali scambi di energia correlati a prove su nuovi elementi di rete di interconnessione.

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di Dicembre 2019 si attesta a 923GWh in aumento rispetto al mese precedente di 47GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+9,3%).

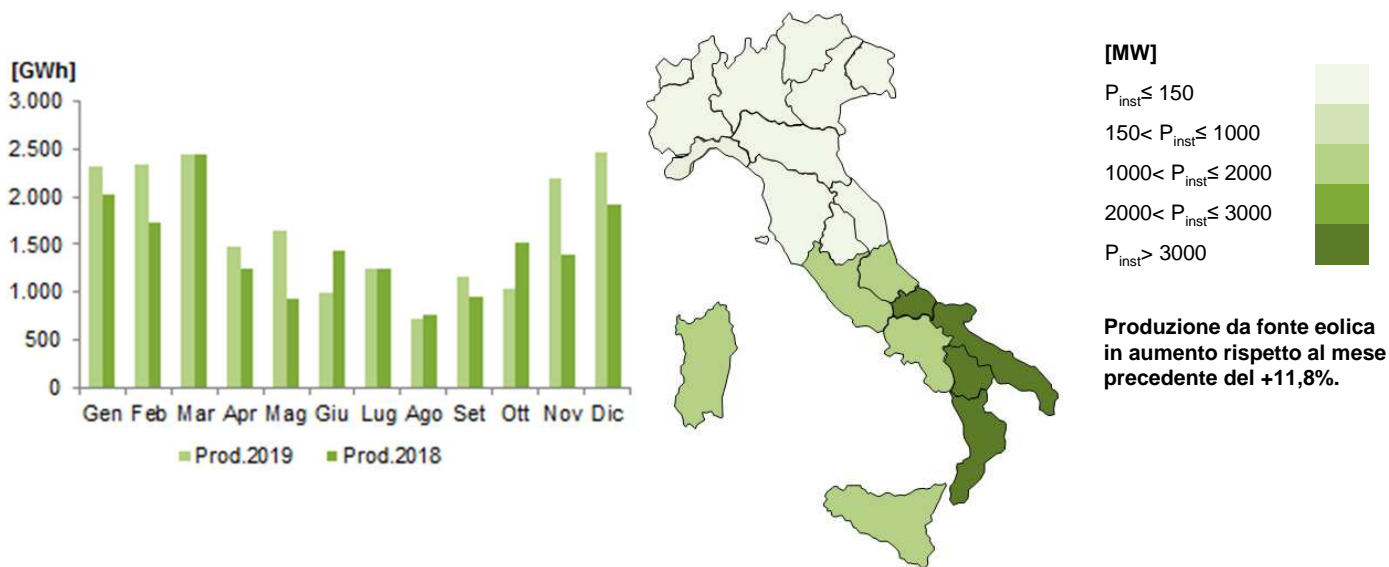
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di Dicembre 2019 si attesta a 2.457GWh in aumento rispetto al mese precedente di 260GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+14,3%).

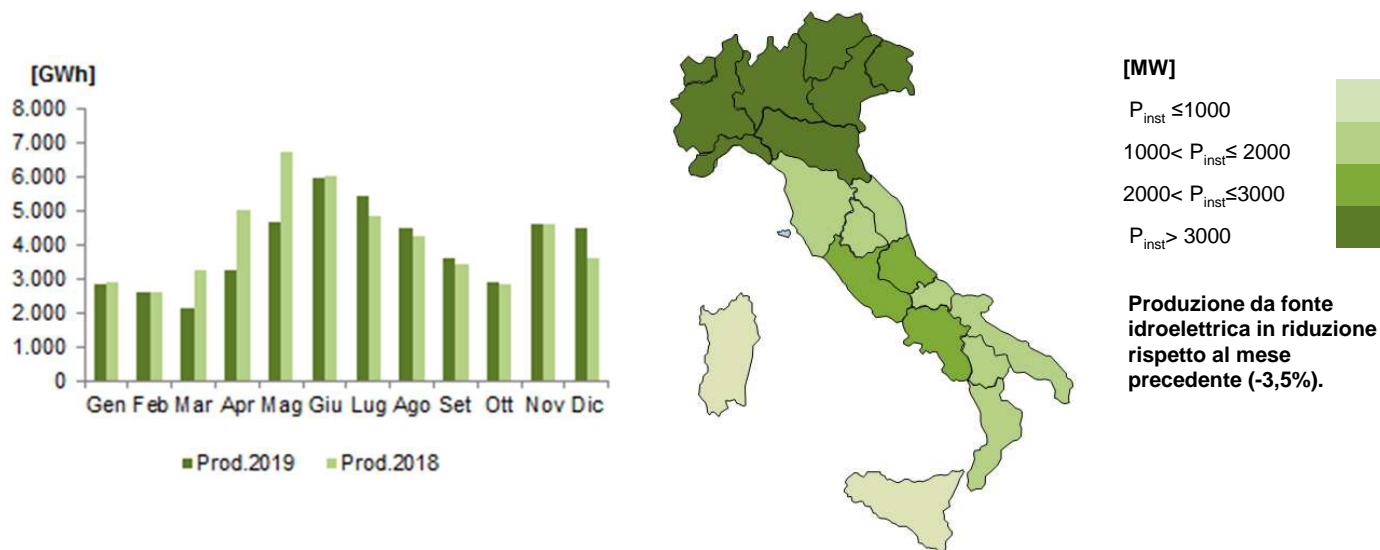
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di Dicembre 2019 si attesta a 4.458GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 163GWh. Il dato progressivo annuo è riduzione (-5,9%) rispetto all'anno precedente.

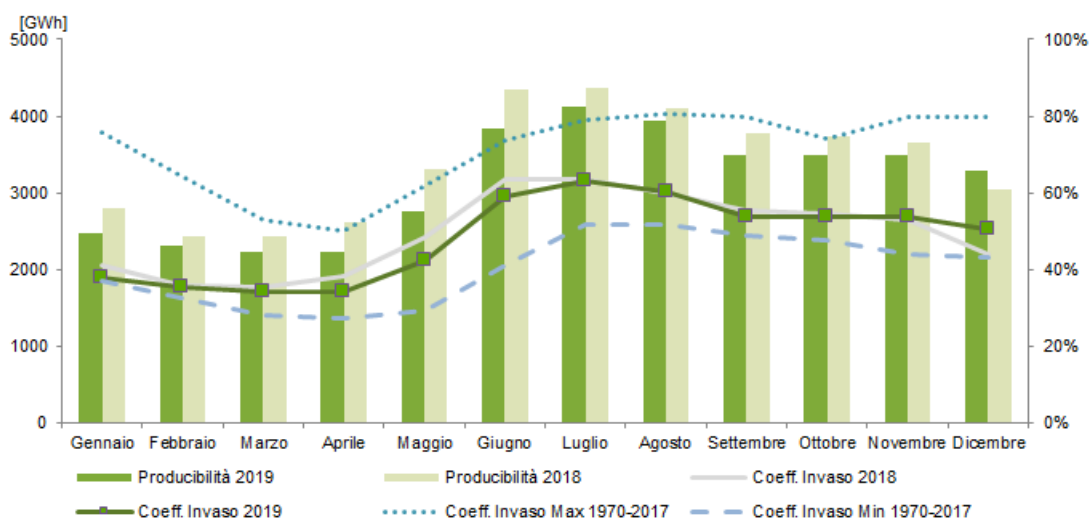
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



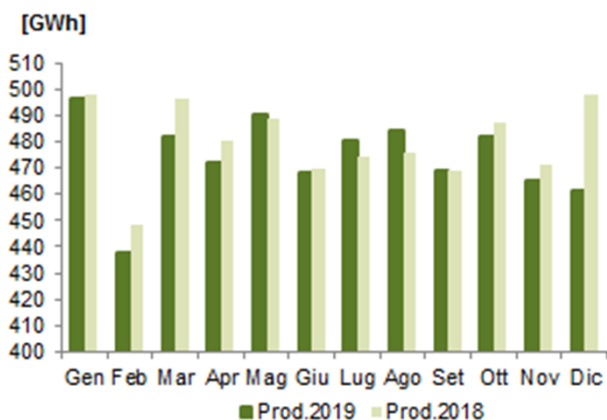
Nel mese di Dicembre 2019, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +50,4% in linea con lo stesso mese del 2018.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2019	[GWh]	2.169	840	274	3.284
	% (Invaso / Invaso Massimo)	50,2%	46,3%	72,1%	50,4%
2018	[GWh]	2.103	700	234	3.036
	% (Invaso / Invaso Massimo)	45,7%	39,0%	35,9%	43,4%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di Dicembre 2019 si attesta a 461GWh in lieve riduzione rispetto al mese precedente di 4GWh. Il dato progressivo annuo è in flessione (-1,2%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

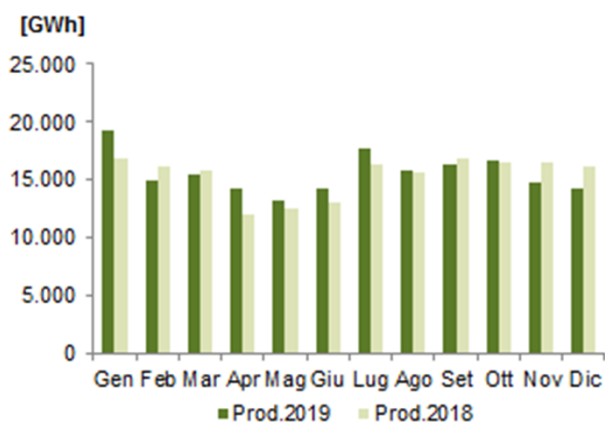


La produzione geotermica è in lieve riduzione (-0,9%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di Dicembre 2019 si attesta a 14.181GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 547GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+1,3%) 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 riduzione (-3,7%) rispetto al mese precedente.

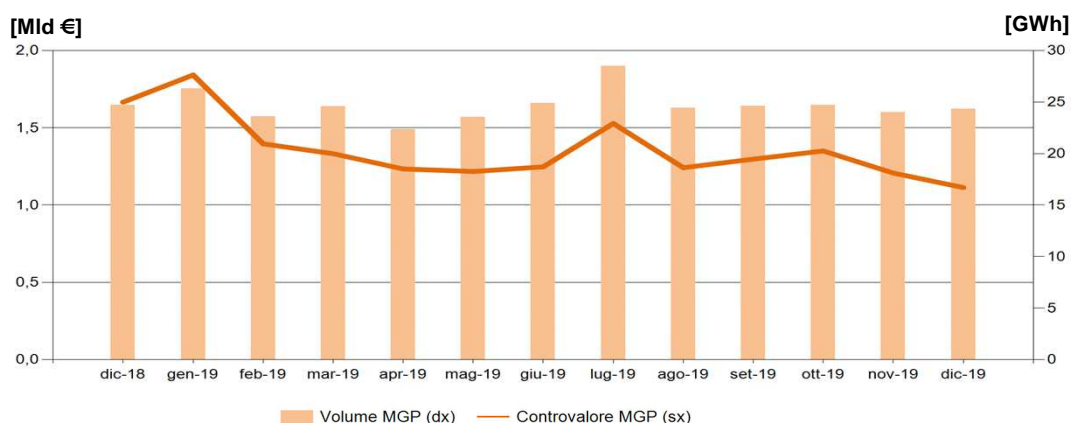
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a Dicembre è pari a circa €1,1Mld, in riduzione del 8% rispetto al mese precedente e del 33% rispetto a Dicembre 2018.

La riduzione rispetto a Novembre è dovuta unicamente ad una riduzione del PUN medio, mentre la riduzione rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una diminuzione del PUN medio passato da €65,2/MWh (Dicembre 2018) a €43,3/MWh (Dicembre 2019) e ad una riduzione della domanda.

Controvalore e volumi MGP



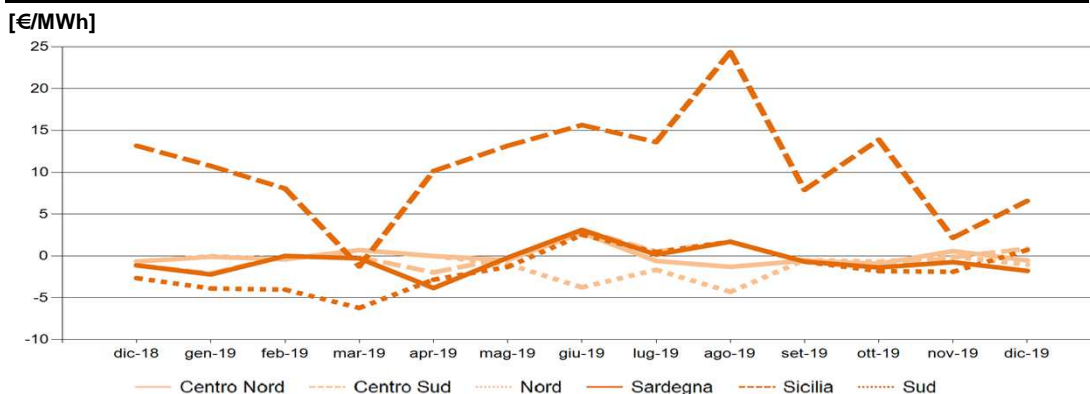
Controvalore Dicembre 2019 in riduzione del 33% rispetto a Dicembre 2018

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di Dicembre i prezzi zonali sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€6,6/MWh.

Rispetto a Dicembre 2018 il prezzo della zona Sicilia ha registrato una riduzione media pari a €28,4/MWh, mentre per le altre zone si è avuta una riduzione media pari a €20,9/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonali Dicembre 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 Dicembre è pari a 18,3 €/MWh per la zona Sicilia ed è mediamente pari a 14,5 €/MWh per le restanti zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a Novembre era pari a 12,7 €/MWh per la zona Sicilia e mediamente pari a 13,7 €/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	43,3	42,3	42,8	44,2	44	49,9	41,5
YoY	-21,8	-22,2	-21,7	-19,8	-18,4	-28,4	-22,5
Δ vs PUN	-	-1,0	-0,5	0,9	0,7	6,6	-1,8
Δ vs PUN 2018	-	-0,6	-0,7	-1,1	-2,7	13,2	-1,1
Picco	53,3	52,1	53	53,8	53,7	62,3	51,3
Fuori picco	38,6	37,6	38	39,6	39,5	44	36,9
Δ Picco vs Fuori Picco	14,7	14,5	14	14,2	14,2	18,3	14,4
Minimo	1	1	1	1	1	1	0
Massimo	80,4	79	79	78,5	78,5	155	78,5

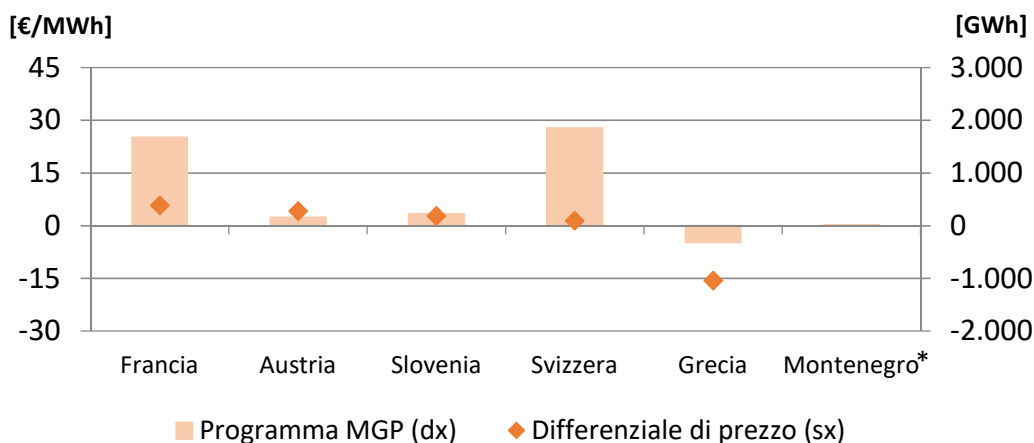
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente in tutte le zone tranne Nord e Centro-Nord

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di Dicembre si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

Nel mese di Novembre si registra un import complessivo di 4,1 TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 42% e il 47% del totale. L'export complessivo è pari a 545 GWh, di cui la Grecia rappresenta il 61% e la Svizzera il 17%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 3,9 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

*Dal 28/12/2019 è operativo il cavo che permette lo scambio di energia con il Montenegro. Per tale Paese non viene rappresentato alcuno spread in quanto non è presente una borsa elettrica.

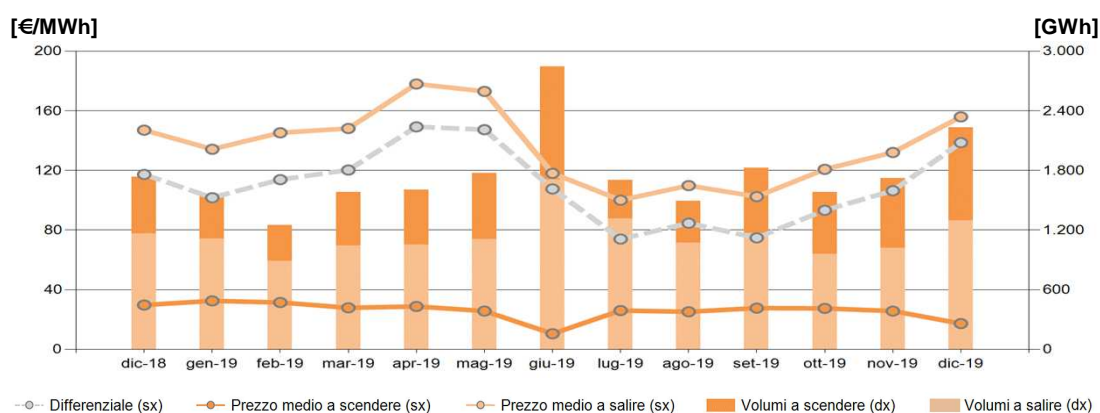
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A Dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €138,7/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 30% e rispetto a Dicembre 2018 del 18%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+29%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 27% e quelle a scendere sono aumentate del 32%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 11% e quelle a scendere risultano aumentate del 63%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



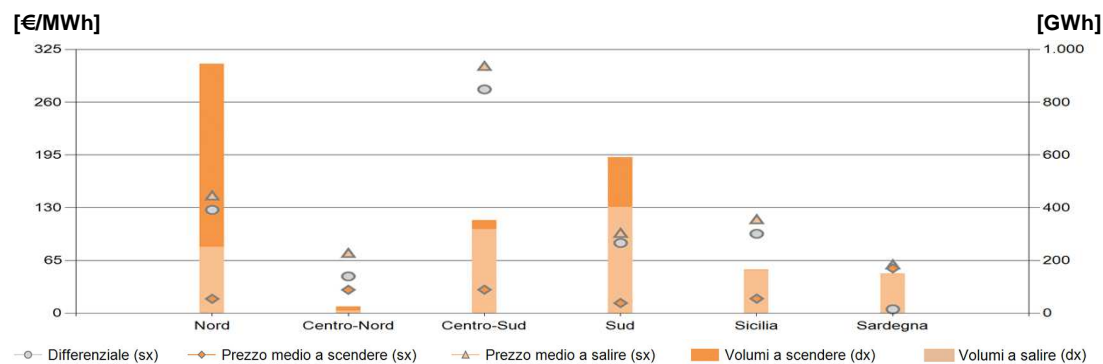
Prezzo medio a salire a Dicembre 2019 pari a €155,9/MWh
Prezzo medio a scendere a Dicembre 2019 pari a €17,3/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€275,8/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente..

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 8% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 8% (da €330,5/MWh di Novembre a €304,7/MWh di Dicembre) e ad una riduzione del prezzo medio a scendere del 7% (da €31,3/MWh di Novembre a €29/MWh di Dicembre).

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

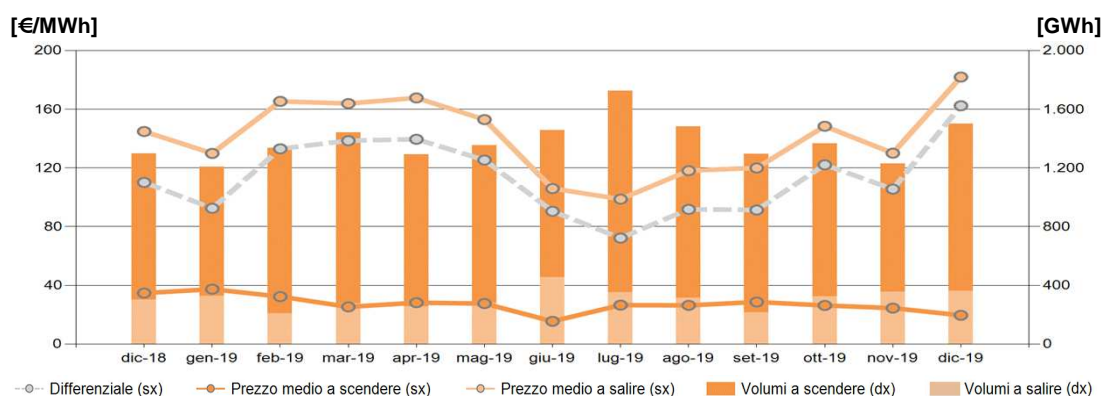
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A Dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €162,4/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€105,5/MWh; 54%) e in aumento rispetto a Dicembre 2018 (€110,1/MWh; 47%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 2% e quelle a scendere sono aumentate del 30%. Rispetto a Dicembre 2018, le movimentazioni a salire sono aumentate del 19% e le movimentazioni a scendere del 15%.

Prezzi e volumi MB



Fonte: Terna

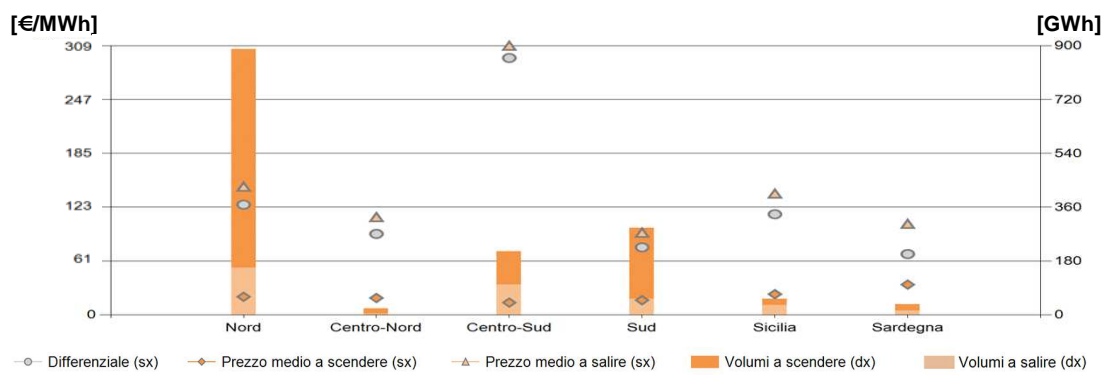
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€295,4/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 299,9 €/MWh).

A Dicembre la zona Nord si conferma come l'area con i volumi più elevati (731 GWh a scendere, 157 GWh a salire).

Il differenziale di prezzo è aumentato in tutte le zone ad eccezione del Centro Sud dove è diminuito e della Sardegna dove è invece rimasto stabile.

La zona che registra il maggior aumento rispetto al mese precedente è il Nord (+61,52€/MWh, +94,43%)

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

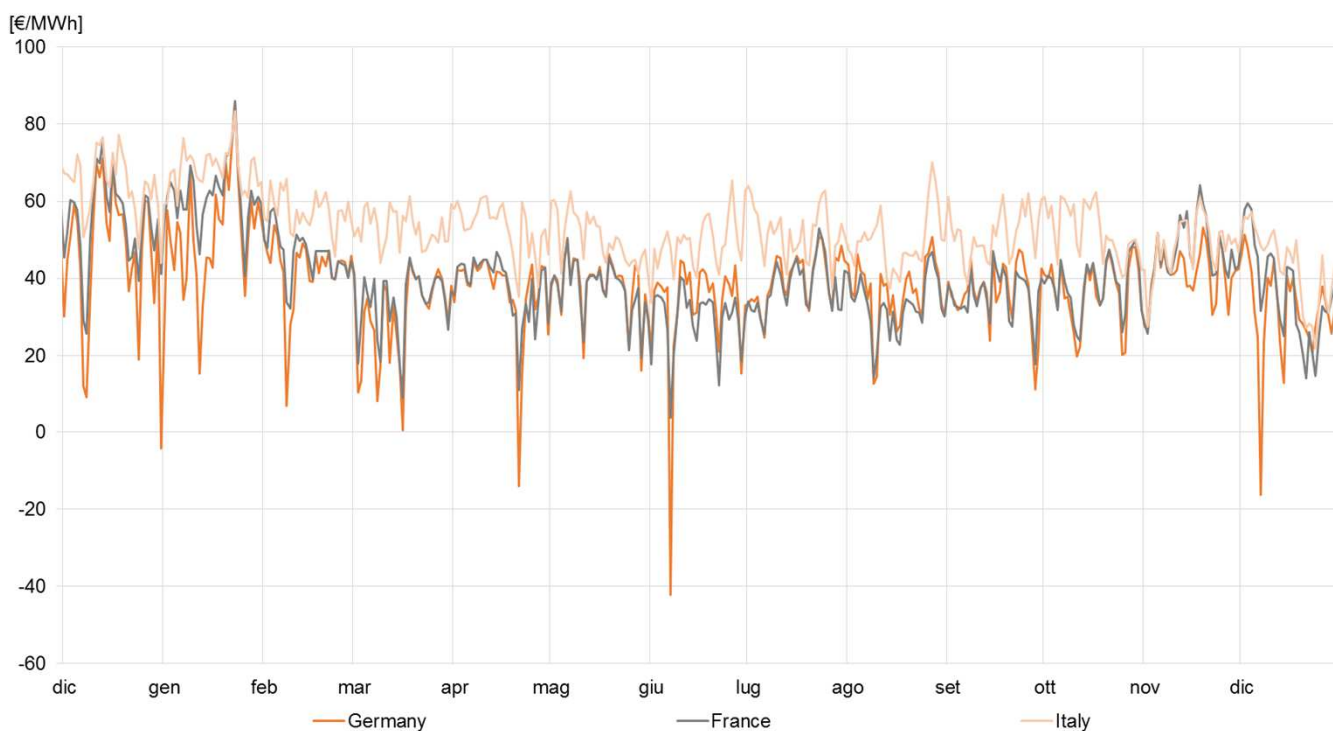
Nel mese di Dicembre 2019 i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$65,9/bbl, in aumento rispetto ai \$62,7 /bbl di Novembre (+5%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$55,1/t, in diminuzione rispetto ai prezzi di Novembre (-6,7%).

I prezzi del gas in Europa a Dicembre sono scesi a €13,1/MWh (-10,8% rispetto al mese precedente); in diminuzione anche il PSV che si è attestato a €14,7/MWh (-11,3%).

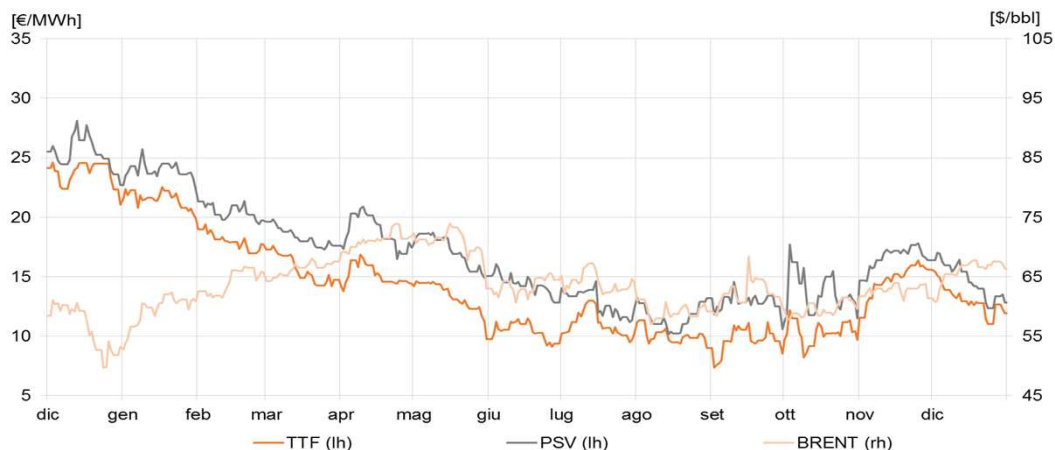
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di Dicembre sono in diminuzione rispetto al mese precedente con una media mensile di €43/MWh (-11%). In diminuzione anche la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €36,2 (-21,8%) e quella tedesca con €31,7/MWh (-23,3%) rispetto a Novembre.

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Prezzi spot Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

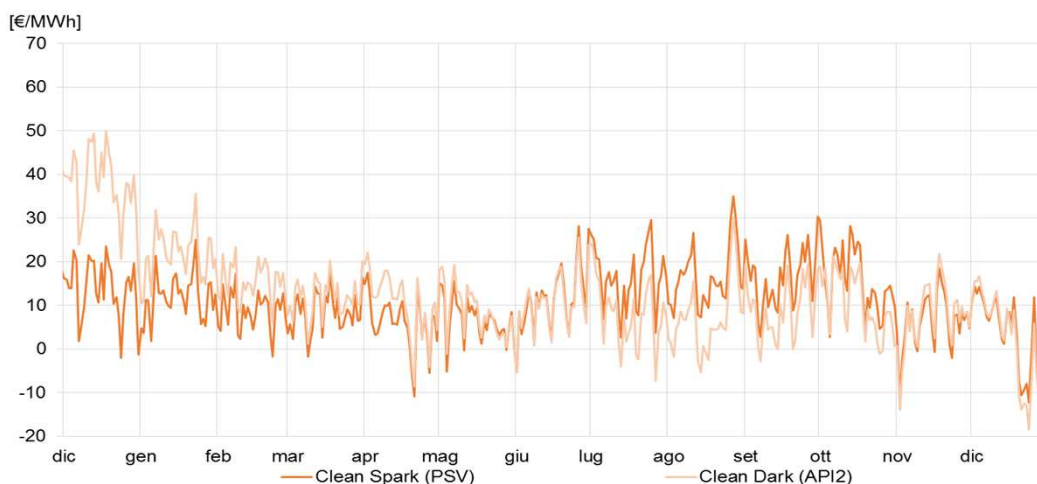
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$26,54/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €4,3/MWh

Clean dark spread API2 medio mensile = €2,8/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

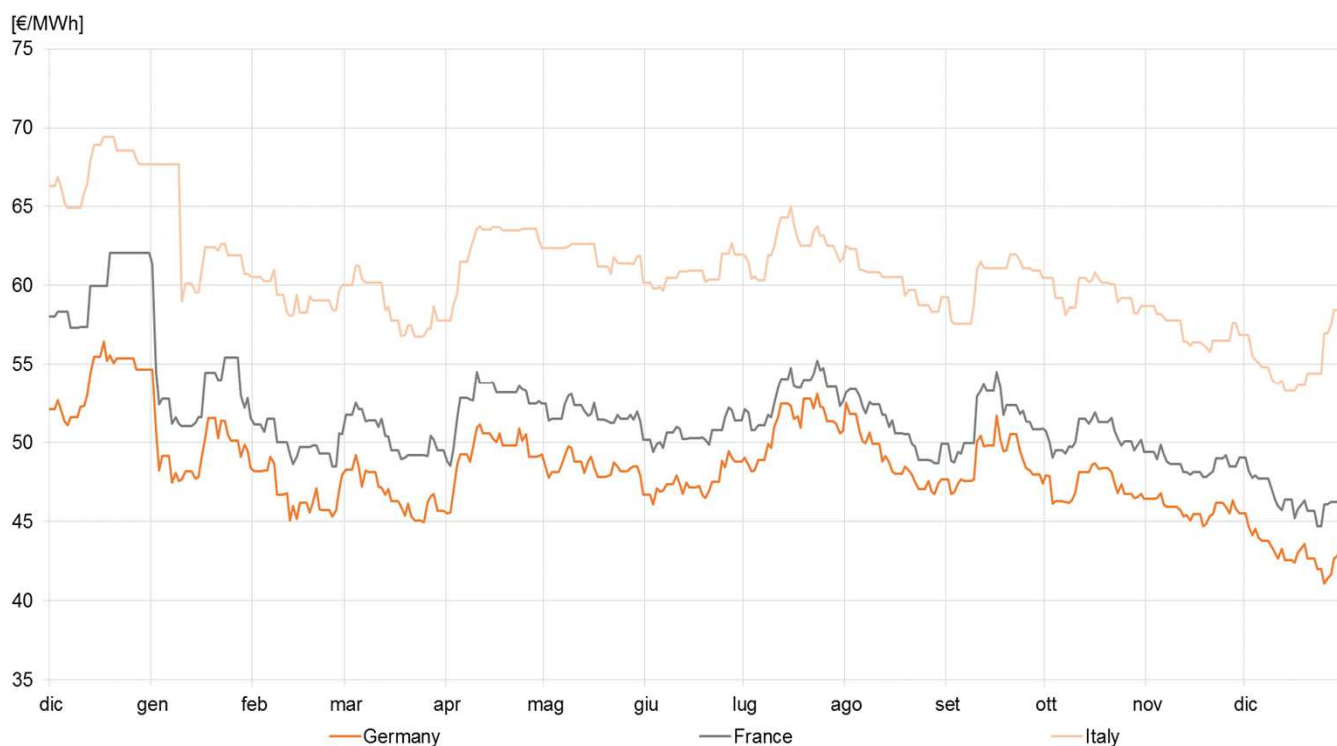
Nel mese di Dicembre i prezzi forward del Brent si sono attestati intorno ai \$60,3/bbl in aumento rispetto ai \$58,4/bbl di nove,mbre (+3,2%).

I prezzi medi forward del carbone (API2) sono in diminuzione rispetto a Novembre attestandosi a circa \$63,6t (-6,8%%).

I prezzi medi forward del gas in Italia (PSV) sono diminuiti tra Dicembre e il mese precedente attestandosi intorno ai €17/MWh (-8,6%) e in diminuzione anche i prezzi forward del gas in Europa (TTF), che si sono attestati a €14,8/MWh (-10%).

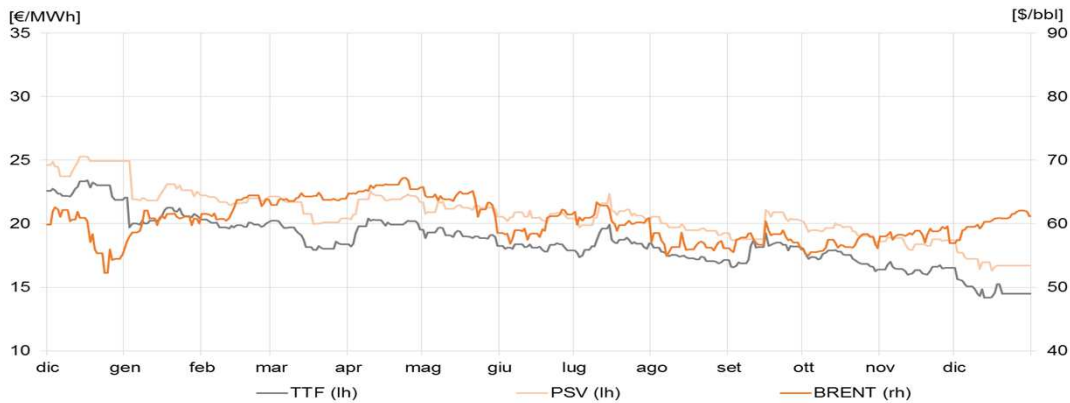
I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €54,4/MWh, in diminuzione rispetto al mese precedente (-4,8%). Trend in diminuzione anche per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €46,8/MWh (-4,1%), così come in Germania in cui il prezzo si attesta a circa €42,8/MWh (-6,5%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

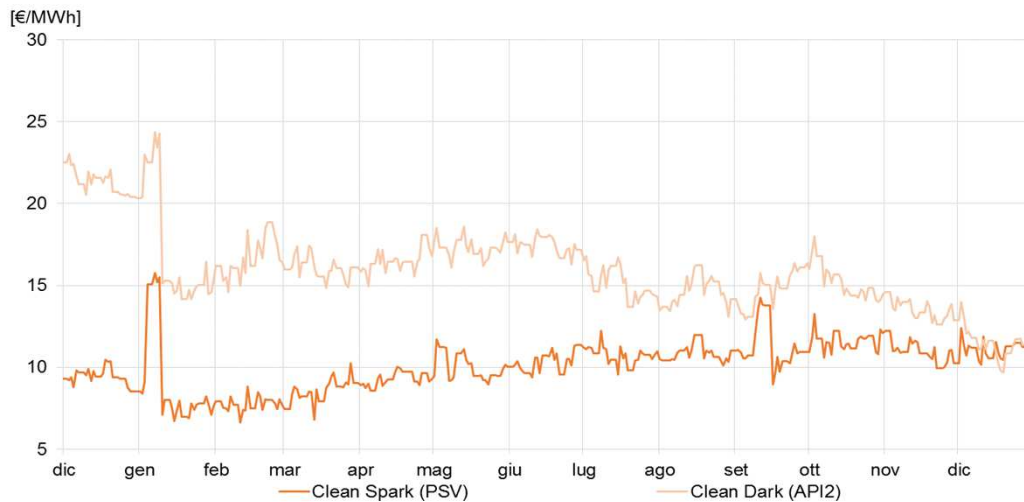
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



Variazione media mensile
API2-API4 = -\$5,3/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
medio mensile =
€11,1/MWh

Clean dark spread API2
medio mensile =
€11,6/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti di ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Dicembre 2019. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Disposizioni in materia di regime alternativo degli impianti essenziali per l'anno 2020. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 111/06. Approvazione degli schemi contrattuali

L'Autorità ha determinato, per l'anno 2020, i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici di essenzialità. Inoltre ha approvato alcune modifiche alla disciplina dei regimi tipici di essenzialità e gli schemi contrattuali relativi al regime alternativo degli impianti essenziali.

[Delibera 503/2019/R/eel](#)

[Delibera 504/2019/R/eel](#)

[Delibera 540/2019/R/eel](#)

Approvazione dello schema contrattuale per il servizio di importazione virtuale e del regolamento disciplinante le aste per l'assegnazione del servizio, per l'anno 2020

L'Autorità ha approvato la proposta di Terna recante il regolamento per lo svolgimento delle aste per l'allocatione del servizio di importazione virtuale per l'anno 2020, nonché lo schema di contratto tra Terna e i soggetti selezionati in esito a tali aste (c.d. *shipper*).

[Delibera 507/2019/R/eel](#)

Determinazione del premio relativo alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2018

L'Autorità ha determinato il premio relativo alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica - per l'indicatore di qualità del servizio di trasmissione (Energia non fornita di riferimento, ENSR) - per l'anno 2018.

[Delibera 521/2019/R/eel](#)

Approvazione delle modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto da Terna S.p.A. ai fini dell'implementazione dei regolamenti europei in materia di connessioni

L'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete volte a integrare la normativa tecnica predisposta da Terna – e già approvata dall'Autorità con delibere 592/2018 e 82/2019 – per l'implementazione dei Codici europei in materia di requisiti tecnici di connessione dei nuovi:

- i) impianti di produzione - *Requirements for Generators Code* (Regolamento UE 2016/631, RfG);
- ii) impianti di consumo/distribuzione connessi alla RTN, dei sistemi di distribuzione chiusi e delle unità di consumo che forniscono demand side response - *Demand Connection Code* (Regolamento UE 2016/1388, DCC);
- iii) sistemi HVDC - *HVDC Code* (Regolamento UE 2016/1447, HVDC).

[Delibera 539/2019/R/eel](#)

Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete in relazione alla procedura per la valutazione della compatibilità con la sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione di energia elettrica

[Delibera 542/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le modifiche del Codice di rete volte a rivedere, per effetto dell'evoluzione del parco di generazione:

- i) la procedura di valutazione della compatibilità, con le esigenze di sicurezza del sistema elettrico, degli scioperi del personale addetto al funzionamento degli impianti di produzione;
- ii) le modalità di calcolo della cosiddetta "riserva vitale" (margine di riserva da garantire per poter considerare uno sciopero compatibile con la sicurezza del sistema).

Istruzioni a Terna per l'attuazione di emendamenti alle proposte di metodologia per il settlement degli scambi non intenzionali di energia, dei volumi scambiati nel processo di contenimento della frequenza e dei periodi di rampa, sviluppate ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing)

[Delibera 545/2019/R/eel](#)

Nell'ambito dell'attività di implementazione del regolamento europeo 2017/2195 (*Balancing*), l'Autorità, in coordinamento con le altre autorità di regolazione europee coinvolte, ha richiesto a Terna di emendare la proposta di metodologia per il *settlement* tra TSO per gli scambi non intenzionali di energia, dei volumi scambiati nel processo di contenimento della frequenza e dei periodi di rampa, predisposta dai TSO.

Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete per implementazione del regolamento UE 2017/2196

[Delibera 546/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete predisposte da Terna in attuazione del Regolamento europeo 2017/2196 (*Emergency and Restoration*), volte a recepire le disposizioni in materia di esercizio del sistema elettrico in condizioni di emergenza, black-out e ripristino, per l'introduzione di regole per la sospensione e il ripristino delle attività di mercato in tali condizioni e per l'aggiornamento del piano di difesa e di ripristino.

Modifica del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) e posticipo dei termini per la sua applicazione nel caso di reti elettriche portuali e aeroportuali inserite nel registro degli ASDC dopo il 31 dicembre 2019. Aggiornamento del registro degli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC)

[Delibera 558/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha:

- posticipato al 1° gennaio 2021 l'applicazione delle disposizioni del TISDC (Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi) alle reti elettriche portuali e aeroportuali inserite nel registro degli ASDC (sistemi di distribuzione chiusi diversi dalle RIU) successivamente al 31 dicembre 2019;
- aggiornato il Registro degli ASDC (25 reti private).

Riconoscimento, a consuntivo per l'anno 2018 e a preventivo per l'anno 2020, dei costi della società Terna S.p.a. per lo svolgimento delle attività di monitoraggio dei mercati

L'Autorità ha riconosciuto i costi a consuntivo per l'anno 2018 e i costi a preventivo, a titolo di acconto, per l'anno 2020 comunicati da Terna per lo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. L'Autorità ha inoltre identificato le attività di monitoraggio ritenute essenziali per il corretto funzionamento del sistema elettrico.

[Delibera 560/2019/R/eel](#)

Approvazione della richiesta di deroga per il rispetto del livello minimo di capacità da rendere disponibile per gli scambi tra zone di mercato presentata da Terna S.p.A. con riferimento alla Regione Italy North

L'Autorità ha approvato la richiesta di deroga presentata da Terna con riferimento al rispetto del livello minimo di capacità (*70% rule*) per la Regione per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Region (CCR) Italy North*, per l'anno 2020.

[Delibera 561/2019/R/eel](#)

Aggiornamento della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023

L'Autorità ha aggiornato i criteri per la regolazione incentivante *output-based* per gli interventi della trasmissione elettrica. In particolare, l'Autorità ha previsto:

- un meccanismo premiante le efficienze di investimento per gli interventi che realizzano nuova capacità di trasporto tra le zone di mercato;
- un incentivo per promuovere l'unificazione della proprietà della Rete di Trasmissione Nazionale.

[Delibera 567/2019/R/eel](#)

Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023

L'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione per il semiperiodo NPR2 (2020-2023) ed ha approvato i corrispettivi unitari relativi al servizio di trasmissione per l'anno 2020. Tra le principali misure, l'Autorità ha:

- riammesso alla remunerazione i LIC (immobilizzazioni in corso) in funzione dell'anzianità di spesa, per un massimo di 4 anni e con un tasso differenziato tra i primi due anni e gli ultimi due;
- confermato i principi di riconoscimento dei costi di capitale (*rate of return*) e operativi (*price cap e profit sharing*) in vigore nel NPR1 (2016-2019);
- previsto l'introduzione graduale di logiche di regolazione TOTEX, riservandosi di applicare nell'ultimo anno del NPR2, in via sperimentale, tali logiche ai fini della determinazione dei costi riconosciuti all'impresa di trasmissione.

[Delibera 568/2019/R/eel](#)

Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento dal 1 gennaio 2020

L'Autorità ha disposto l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2020, tra cui il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Terna (DIS).

[Delibera 574/2019/R/eel](#)

Determinazioni in merito alle istanze di ammissione al regime di reintegrazione dei costi degli impianti Assemini, Biopower Sardegna e Portoferraio

L'Autorità ha accolto le istanze di ammissione al regime di reintegrazione dei costi, per l'anno 2020, avanzate con riferimento agli impianti di Assemini, Portoferraio e Biopower Sardegna.

[Delibera 575/2019/R/eel](#)

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 Richards 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. È 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 Richards 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 degli anni 2018 sono definitivi mentre i bilanci mensili del 2019 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.