

Novembre 2019



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Novembre 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di Novembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.838Wh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,1%). In particolare si registra una flessione della produzione termoelettrica (-10,7%) e un aumento della produzione eolica (+58,6%) e del saldo estero (+27,4%), rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2019 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (293.985GWh) risulta in linea (-0,4%) rispetto al 2018. La variazione del dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, pur mantenendosi negativa, risulta più contenuta (-0,5%). Nei primi undici mesi del 2019, la richiesta risulta in flessione dello 0,4% rispetto al 2018; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura, la variazione non si modifica.



02 Sistema Elettrico pag. 12

Nel mese di novembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 51% della produzione da NO FER, per il 37% da FER e la restante quota dal saldo estero. Nel 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 293.985GWh 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 novembre è pari a circa €1,2Mld, in riduzione del 11% rispetto al mese precedente e del 28% rispetto a novembre 2018.

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €106,4/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 14% e rispetto a novembre 2018 del 3%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+9%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 6% e quelle a scendere sono aumentate del 13%.

Il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €105,5/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente (€122,1/MWh ; -14%) e in lieve riduzione rispetto a novembre 2018 (€107,2/MWh; -2%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-10%),



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.



Novembre 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di Novembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.838Wh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,1%). In particolare si registra una flessione della produzione termoelettrica (-10,7%) e un aumento della produzione eolica (+58,6%) e del saldo estero (+27,4%), rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2019 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (293.985GWh) risulta in linea (-0,4%) rispetto al 2018.

Bilancio Energia

[GWh]	Novembre 2019	Novembre 2018	%19/18	Gen-Nov 19	Gen-Nov 18	%19/18
Idrica	4.621	4.616	0,1%	42.501	46.326	-8,3%
di cui Pompaggio in produzione ⁽²⁾	137	120	13,4%	1.495	1.463	2,2%
Termica	14.728	16.494	-10,7%	172.630	168.200	2,6%
di cui Biomasse	1.450	1.439	0,8%	16.009	16.086	-0,5%
Geotermica	465	471	-1,3%	5.226	5.258	-0,6%
Eolica	2.197	1.385	58,6%	17.606	15.640	12,6%
Fotovoltaica	876	866	1,2%	23.403	21.369	9,5%
Totale produzione netta	22.887	23.832	-4,0%	261.366	256.793	1,8%
di cui Produzione da FER ⁽³⁾	9.473	8.657	9,4%	103.251	103.216	0,0%
Importazione	3.596	2.770	29,8%	40.018	43.204	-7,4%
Esportazione	450	300	50,0%	5.264	2.861	84,0%
Saldo estero	3.146	2.470	27,4%	34.754	40.343	-13,9%
Pompaggi	195	172	13,4%	2.135	2.090	2,2%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	25.838	26.130	-1,1%	293.985	295.046	-0,4%

A novembre 2019 si registra un aumento della produzione eolica (+58,6%), della produzione fotovoltaica (+1,2%) e una flessione della produzione geotermoelettrica (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

Nel 2019, si registra una variazione dell'export +84,0% rispetto all'anno precedente. Nel 2019 la produzione totale netta è in aumento del +1,8%

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

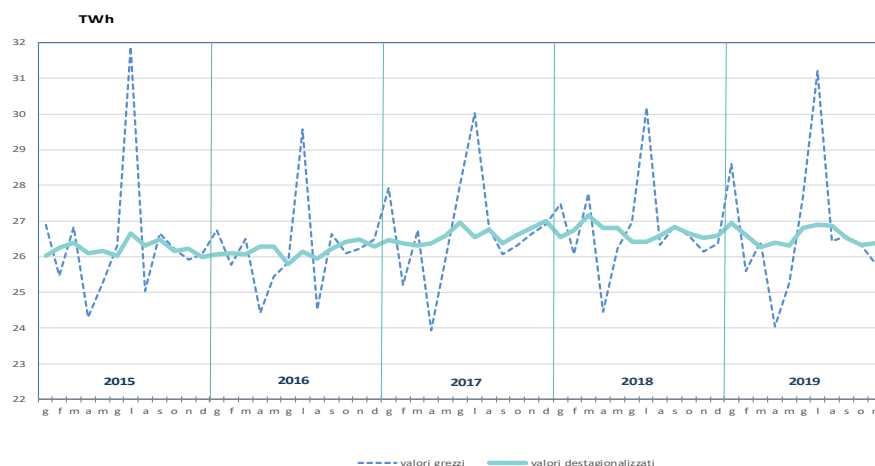
(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento

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

Fonte: Terna

La variazione di novembre 19/18 della richiesta di energia elettrica (-1,1%) deriva da un giorno lavorativo in meno e da una temperatura media invariata rispetto al corrispondente mese dello scorso anno, ma superiore di 0,8°C rispetto alla temperatura media di novembre degli ultimi dieci anni. La variazione del dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, pur mantenendosi negativa, risulta più contenuta (-0,5%). Nei primi undici mesi del 2019, la richiesta risulta in flessione dello 0,4% 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 novembre 2019 registra, dopo tre mesi negativi, una lieve ripresa (pari a +0,2%) rispetto al mese precedente (ottobre 2019). Il risultato mantiene il profilo del trend su un andamento stazionario.

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



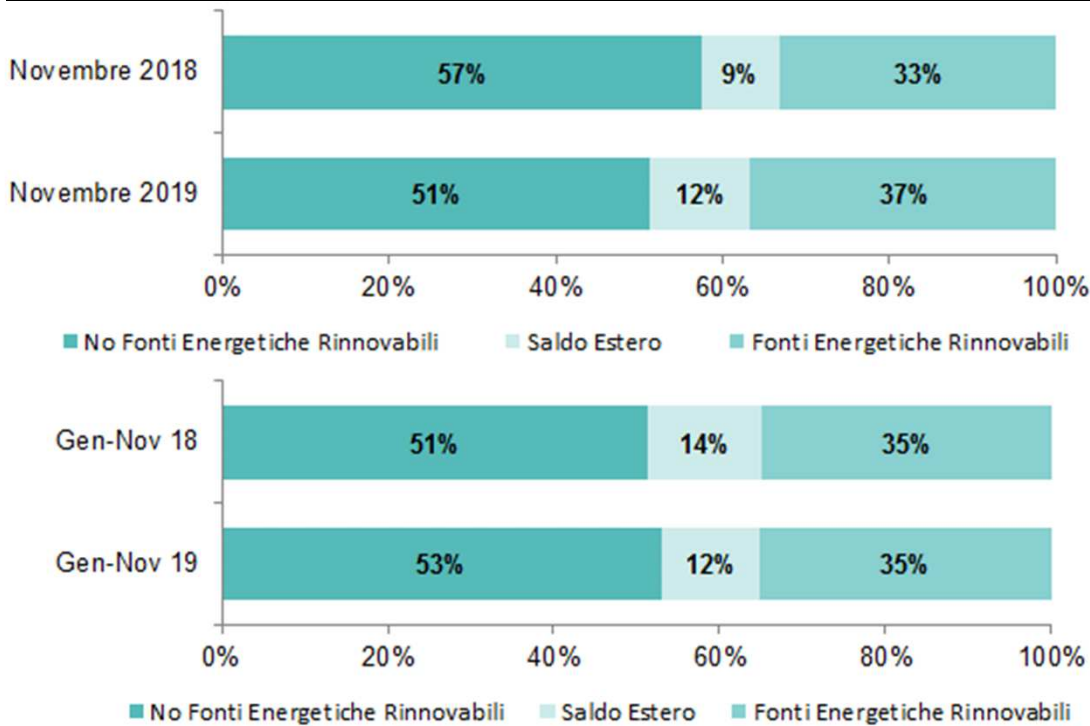
Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale positiva pari a +0,2%.

Fonte: Terna

Composizione Fabbisogno

Nel mese di novembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 51% della produzione da NO FER, per il 37% da FER e la restante quota dal saldo estero. Nel 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 293.985GWh 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

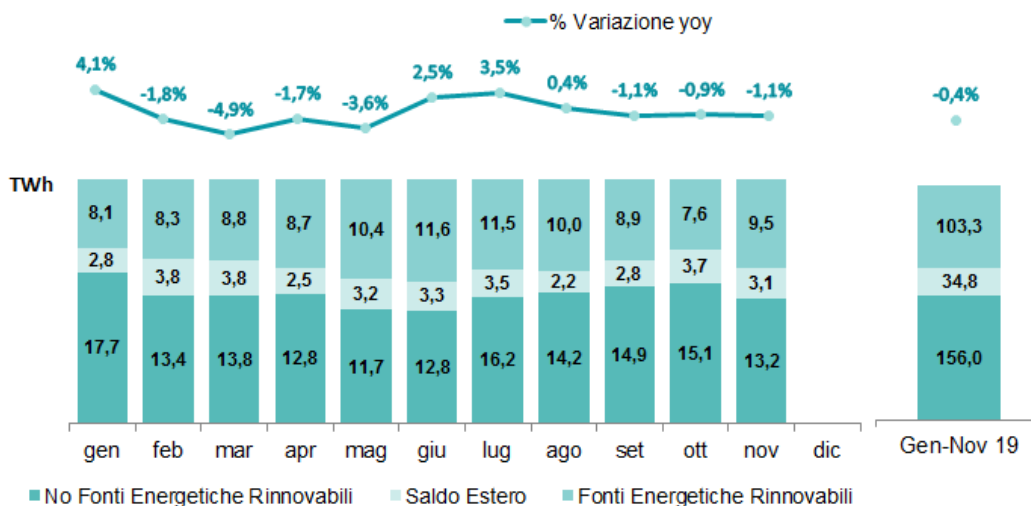


Nel mese di novembre la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -1,1% rispetto allo stesso mese del 2018.

Nel 2019 la produzione da NO FER fa registrare una variazione percentuale del +2,6% rispetto al 2018.

Fonte: Terna

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



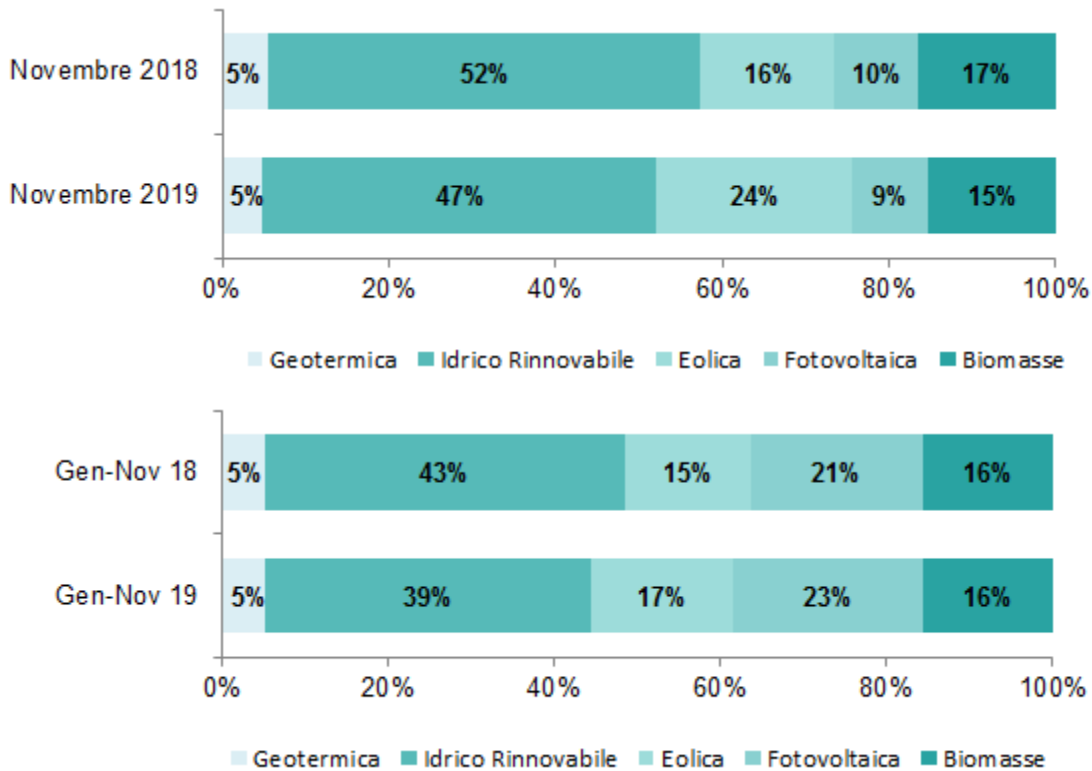
Nel 2019 la richiesta di energia elettrica sulla rete è in lieve flessione -0,4% rispetto al 2018.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Nel mese di Novembre, con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+58,6%), della produzione fotovoltaica (+1,2%) e una flessione produzione geotermoelettrica (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili

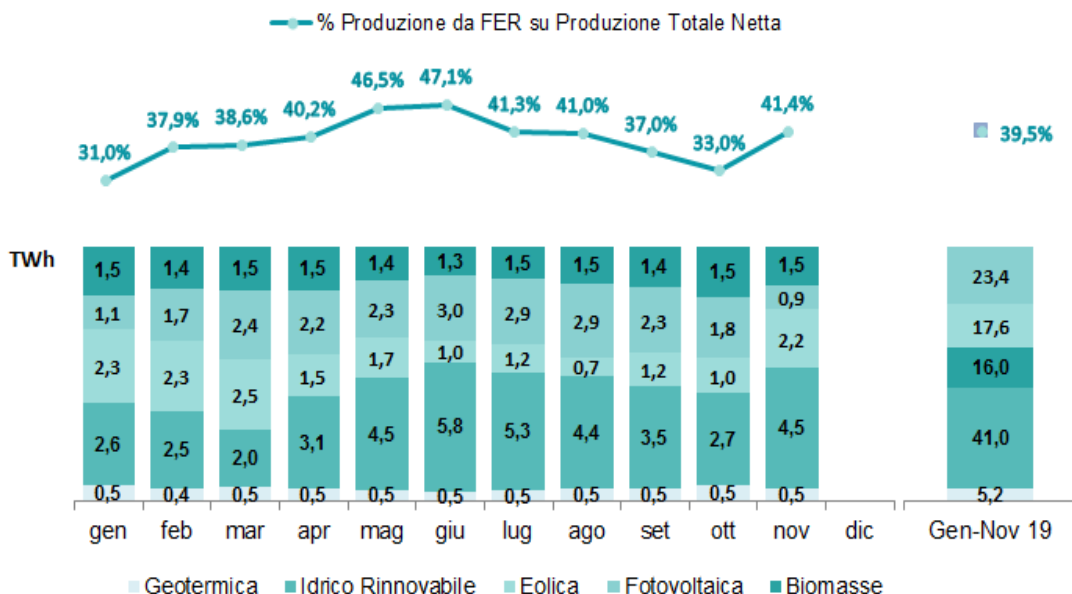


Ad novembre del 2019 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+25,3%).

Nel 2019 la produzione da fonte energetiche rinnovabili è in linea +0,0% rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

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



Nel 2019 il 39,5% della produzione nazionale netta è stata da Fonti Energetiche Rinnovabili per un valore pari a 103,3TWh.

Fonte: Terna

Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2019 la produzione totale netta (261.366GWh) ha soddisfatto per 89% della richiesta di energia elettrica nazionale (293.985GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2019

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Itrica	2.815	2.612	2.136	3.267	4.649	5.942	5.425	4.511	3.613	2.910	4.621		42.501
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	176	128	156	159	139	125	95	88	108	185	137		1.495
Termica	19.328	14.902	15.418	14.326	13.215	14.181	17.718	15.749	16.396	16.669	14.728		172.630
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		16.009
Geotermica	496	438	482	472	490	468	480	484	469	482	465		5.226
Eolica	2.321	2.339	2.450	1.473	1.652	993	1.245	727	1.165	1.044	2.197		17.606
Fotovoltaica	1.069	1.661	2.380	2.203	2.312	2.958	2.946	2.873	2.311	1.814	876		23.403
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		261.366
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		103.251
Import	3.352	4.154	4.202	3.040	3.559	3.694	4.120	2.782	3.343	4.176	3.596		40.018
Export	531	325	418	509	398	409	589	559	581	495	450		5.264
Saldo Estero	2.821	3.829	3.784	2.531	3.161	3.285	3.531	2.223	2.762	3.681	3.146		34.754
Pompaggi	251	183	223	227	198	179	135	126	154	264	195		2.135
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	28.599	25.598	26.427	24.045	25.281	27.648	31.210	26.441	26.562	26.336	25.838		293.985

A novembre la produzione totale netta risulta in riduzione (-4,0%) rispetto al 2018.

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

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	2.871	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

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

Fonte: Terna

(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 = Itrico+Pompaggio in Produzione+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

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

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Novembre 2019	2.648	5.685	4.117	4.018	3.566	3.615	1.462	727
Novembre 2018	2.751	5.889	4.111	4.043	3.601	3.606	1.422	707
% Novembre 19/18	-3,7%	-3,5%	0,1%	-0,6%	-1,0%	0,2%	2,8%	2,8%
Progressivo 2019	29.651	63.512	45.554	45.659	41.117	42.937	17.317	8.238
Progressivo 2018	30.604	64.581	45.842	45.919	40.400	41.921	17.450	8.329
% Progressivo 19/18	-3,1%	-1,7%	-0,6%	-0,6%	1,8%	2,4%	-0,8%	-1,1%

Nel 2019 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -1,6% in zona Nord, al +0,5% al Centro, +2,4% al Sud e -0,9% nelle Isole.

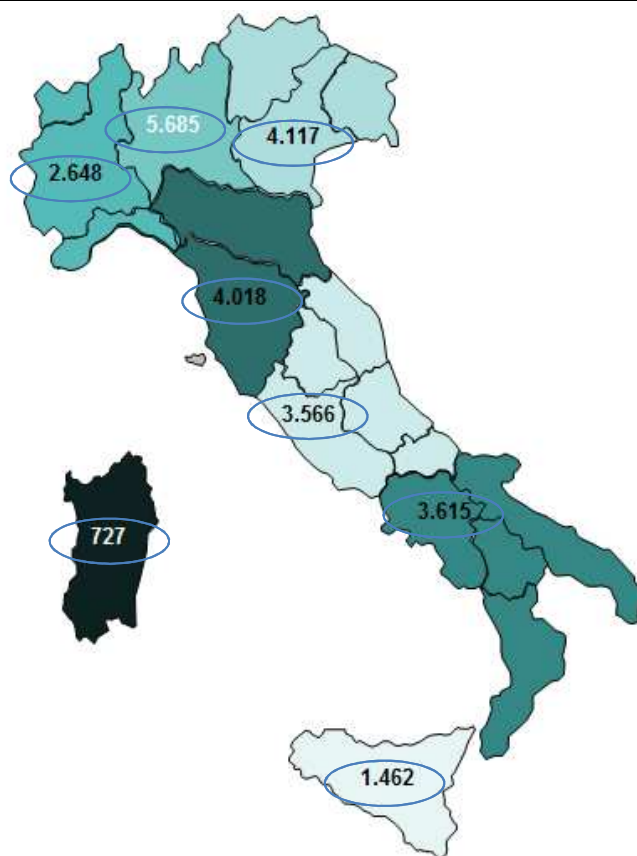
Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

Le regioni sono accorpate in cluster in base a logiche di produzione e consumo:

- TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
- MILANO: Lombardia (*)
- VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
- FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
- ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
- NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicilia
- CAGLIARI: Sardegna



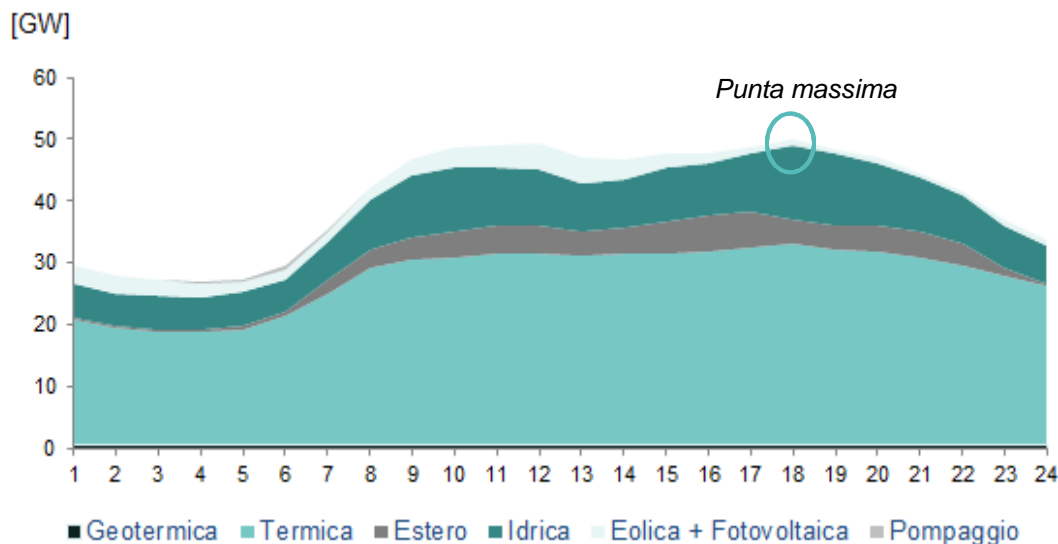
Fonte: Terna

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

Punta in Potenza

Nel mese di novembre 2019 la punta in potenza è stata registrata il giorno **giovedì 19 novembre 18:00-19:00** ed è risultato pari a 49.887 MW (-3,5% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

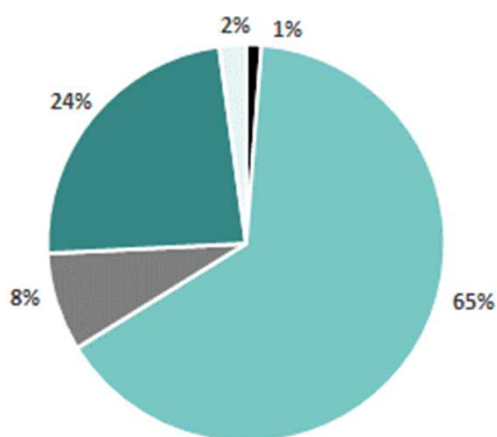
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 32.480 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 19 novembre 2019 18:00-19:00



Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 27%, la produzione termica per il 65% e la restante parte il saldo estero.

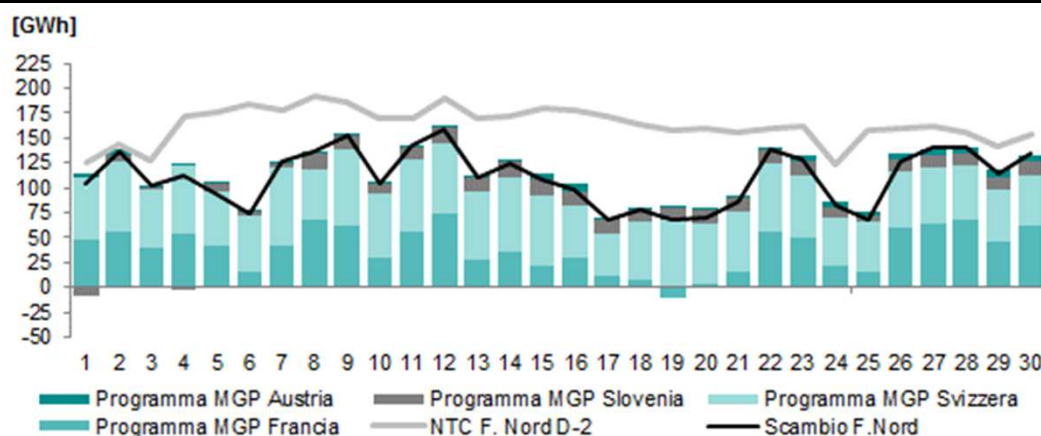
■ Geotermica ■ Termica ■ Estero ■ Idrica ■ Eolica+Fotovoltaica

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Novembre 2019

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

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di novembre 2019 si registra un Import pari a 3.596GWh e un Export pari a 450GWh.

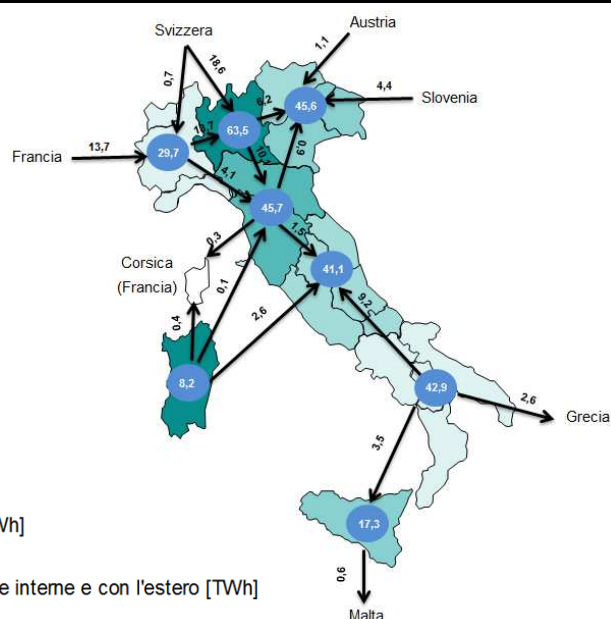
Fonte: Terna

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 13,3TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,5TWh.

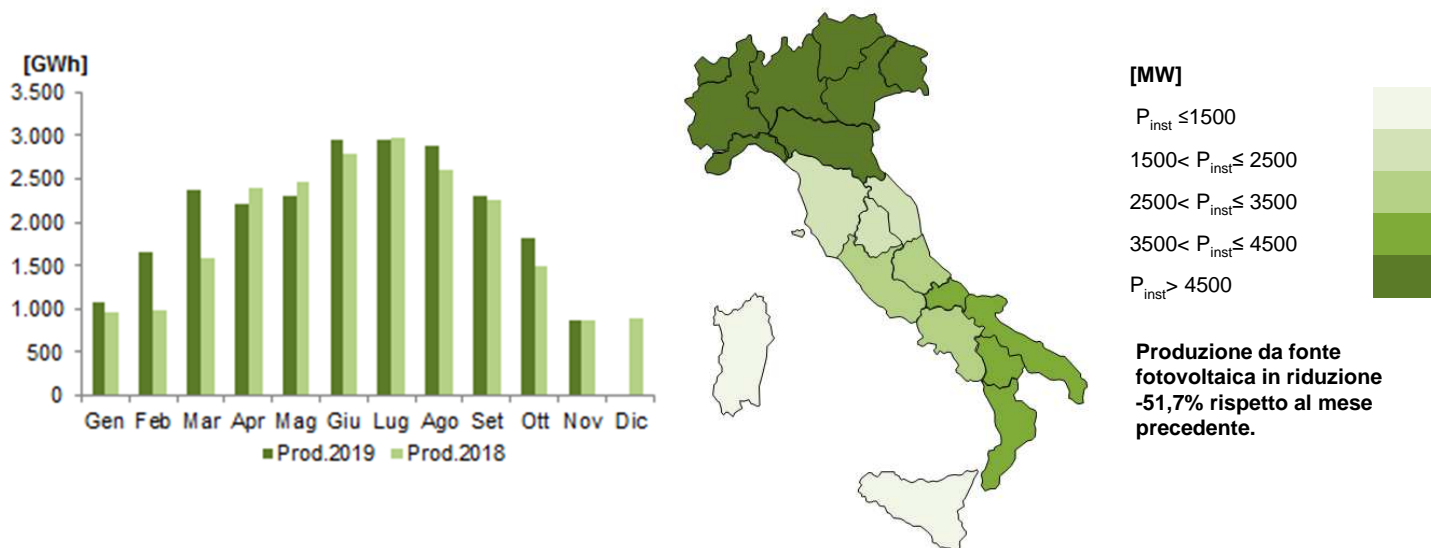
Fonte: Terna

* 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 novembre 2019 si attesta a 876GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 938GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+9,5%).

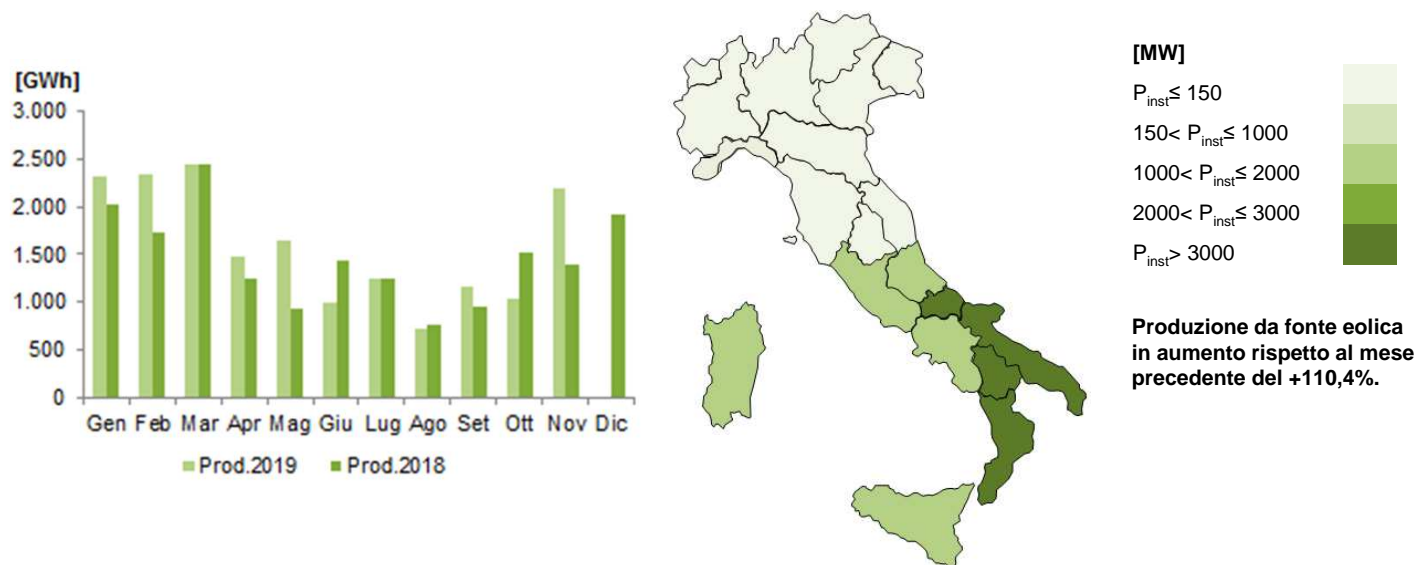
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di novembre 2019 si attesta a 2.197GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.153GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+12,6%).

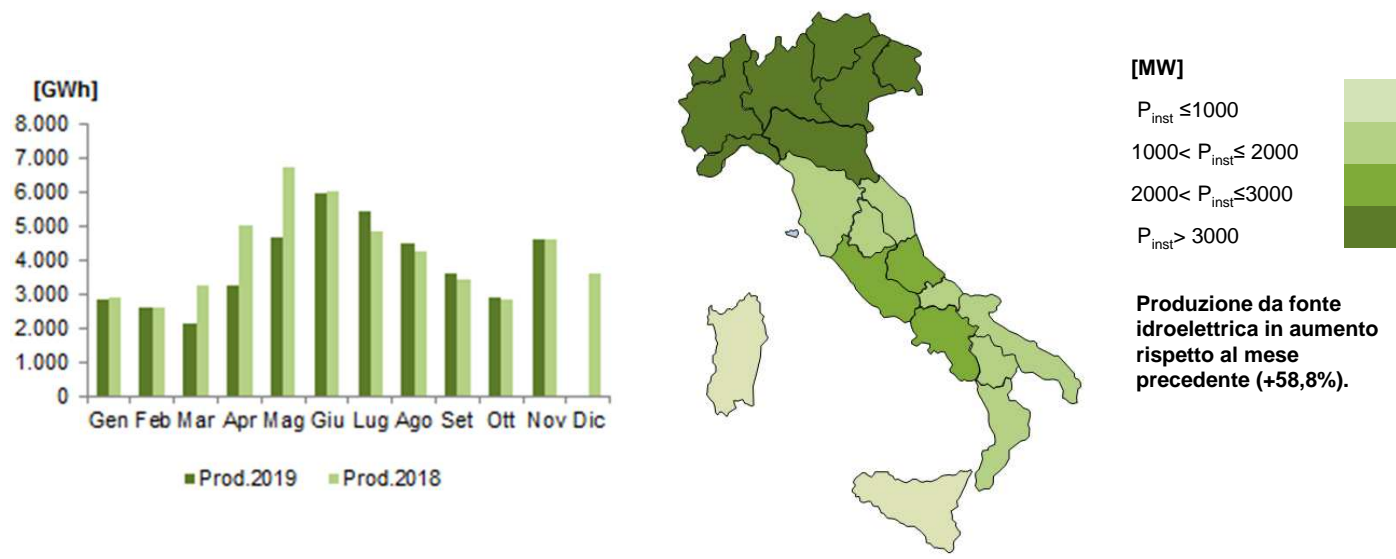
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di novembre 2019 si attesta a 4.621GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.711GWh. Il dato progressivo annuo è riduzione (-8,3%) rispetto all'anno precedente.

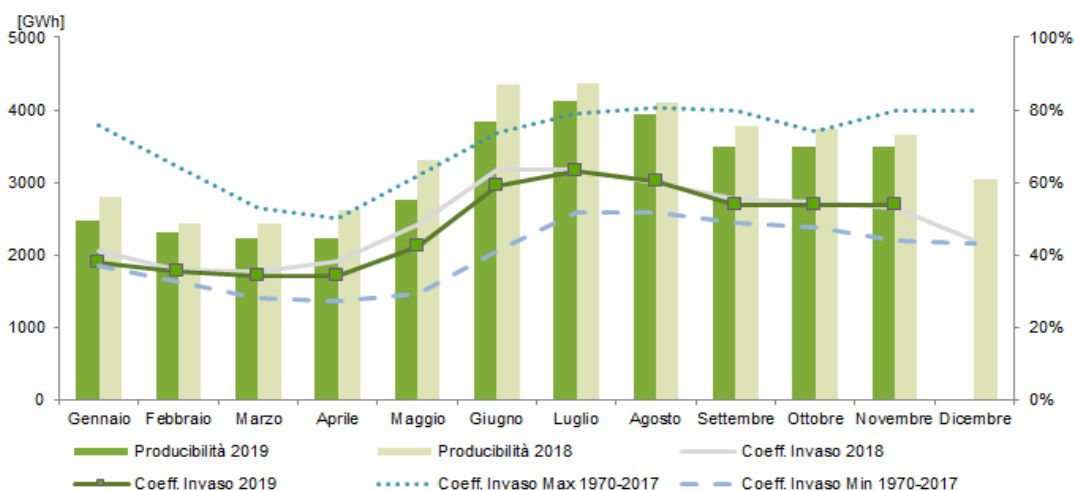
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



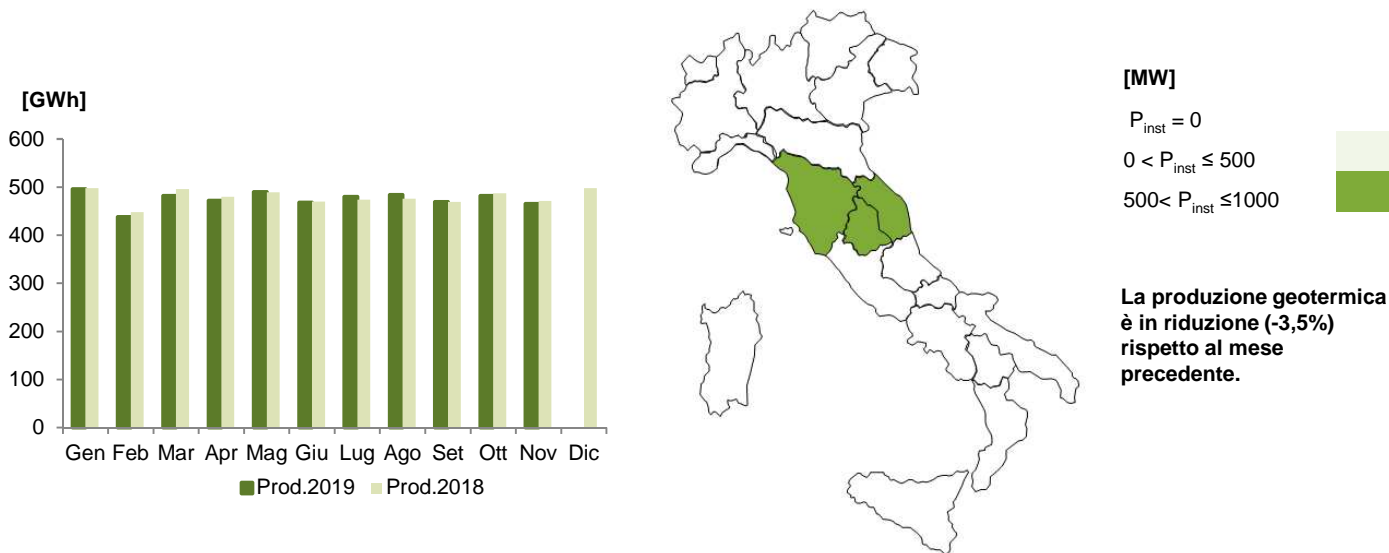
Nel mese di novembre 2019, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +53,6% in linea con lo stesso mese del 2018.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE	
2019	[GWh]	2.657	661	179	3.497	
	% (Invaso / Invaso Massimo)	61,4%	36,4%	46,9%	53,6%	
	2018	[GWh]	2.596	848	212	3.656
		% (Invaso / Invaso Massimo)	55,9%	46,8%	55,7%	53,5%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di novembre 2019 si attesta a 465GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 17GWh. Il dato progressivo annuo è in flessione (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

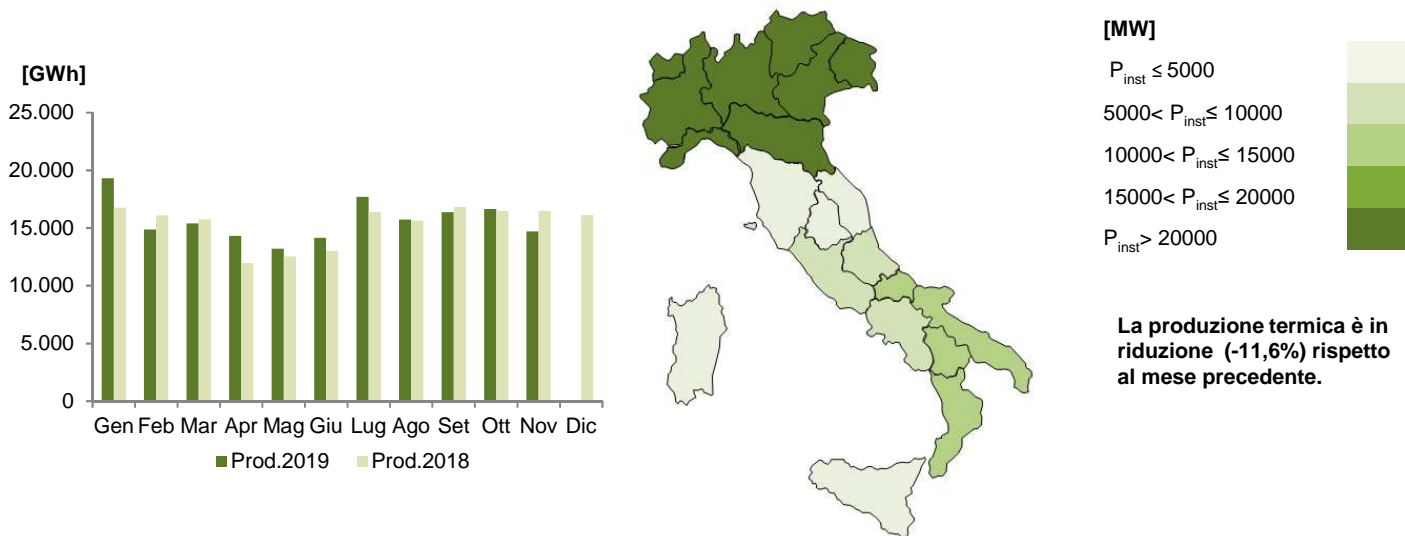
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di novembre 2019 si attesta a 14.728GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 1.941GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+2,6%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza

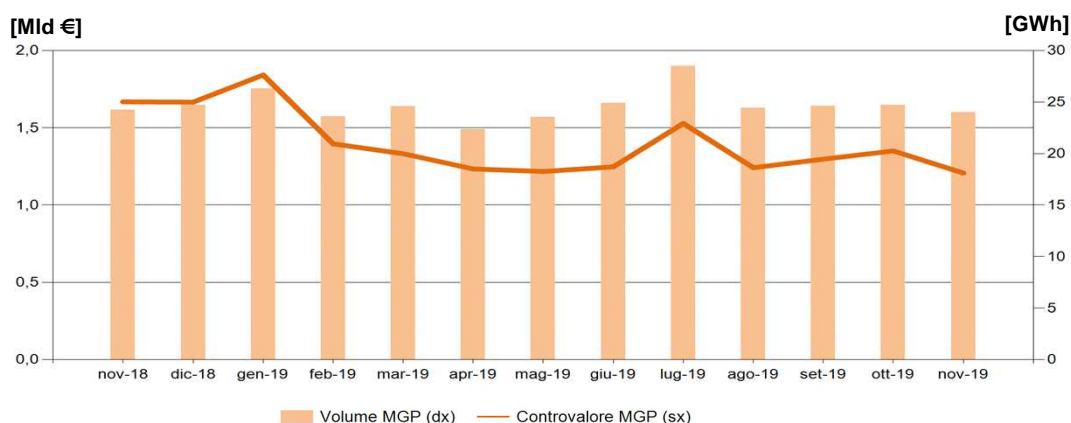


Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a novembre è pari a circa €1,2Mld, in riduzione del 11% rispetto al mese precedente e del 28% rispetto a novembre 2018. La riduzione rispetto a ottobre è dovuta ad una riduzione sia del PUN medio che della domanda, mentre la riduzione rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una diminuzione del PUN medio passato da €66,6/MWh (novembre 2018) a €48,2/MWh (novembre 2019).

Controvalore e volumi MGP

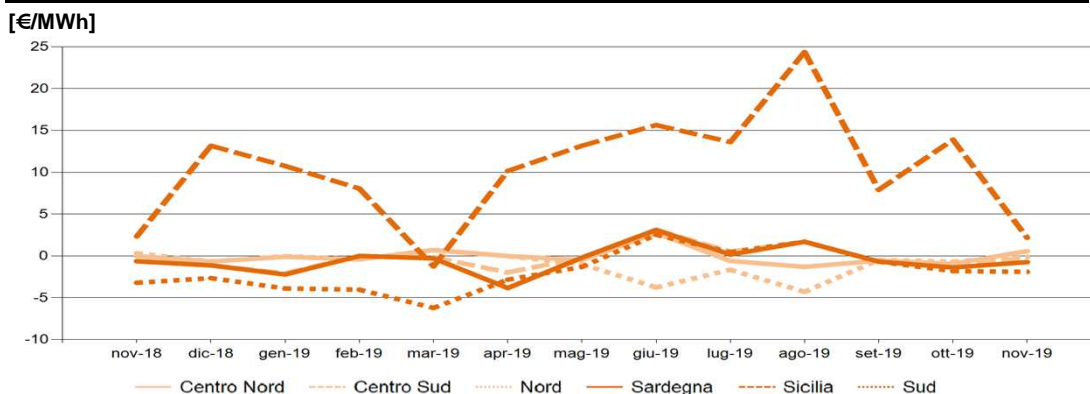


Controvalore novembre 2019 in riduzione del 28% rispetto a novembre 2018

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di novembre i prezzi zonalì sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€2,2/MWh. Rispetto a novembre 2018, il prezzo delle zone ha registrato una riduzione media pari a €18,2/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalì novembre 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 novembre è pari a 12,7 €/MWh per la zona Sicilia ed è mediamente pari a 13,7 €/MWh per le restanti zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a ottobre era pari a 6,2 €/MWh per la zona Sicilia e mediamente pari a 12,2 €/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	48,2	48,1	48,7	48	46,3	50,3	47,4
YoY	-18,4	-18,8	-17,8	-17,9	-17,1	-18,6	-18,5
Δ vs PUN	-	-0,1	0,6	-0,2	-1,9	2,2	-0,7
Δ vs PUN 2018	-	0,3	0	-0,6	-3,2	2,3	-0,6
Picco	58,3	59	59,6	57	52,3	58,8	55,2
Fuori picco	43,1	42,6	43,3	43,5	43,2	46,1	43,5
Δ Picco vs Fuori Picco	15,2	16,4	16,3	13,5	9,1	12,7	11,7
Minimo	7,1	7,1	7,1	7,1	0	0	0
Massimo	85	85	85	85	85	120	85

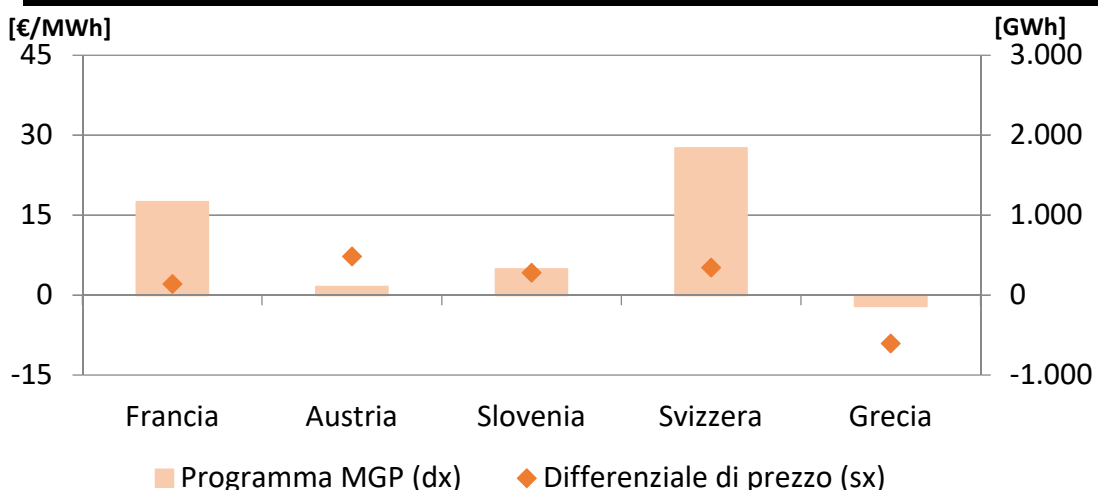
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente in tutte le zone salvo la zona Sud

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di novembre si registra una diminuzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere salvo la Slovenia.

Nel mese di novembre si registra un import complessivo di 3,65 TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 34% e il 52% del totale. L'export complessivo è pari a 361 GWh, di cui la Grecia rappresenta il 53% e la Francia il 24%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 3,43 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

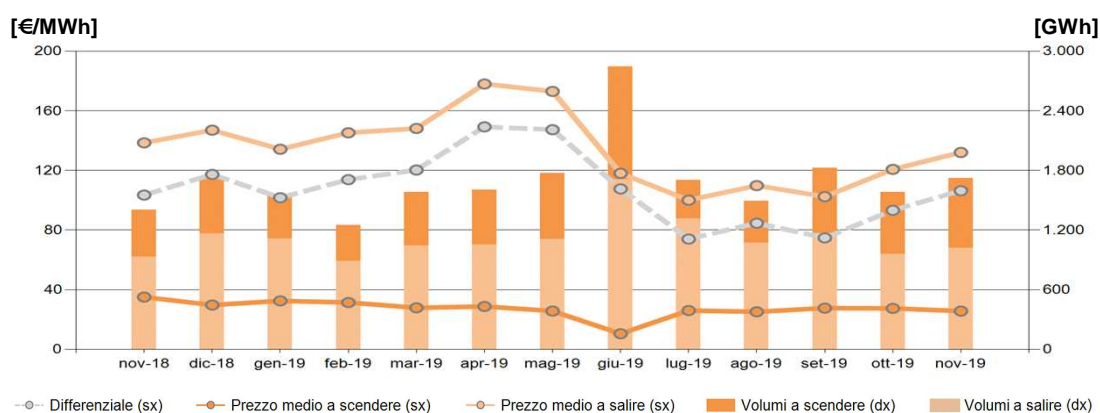
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €106,4/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 14% e rispetto a novembre 2018 del 3%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+9%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 6% e quelle a scendere sono aumentate del 13%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 9% e quelle a scendere risultano aumentate del 50%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



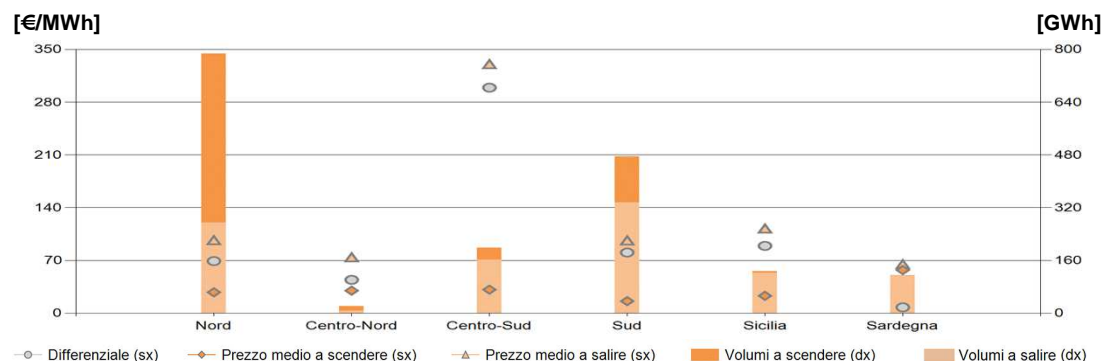
Prezzo medio a salire a novembre 2019 pari a €132,1/MWh
 Prezzo medio a scendere a novembre 2019 pari a €25,7/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€299,3/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 15% dovuto ad un aumento del prezzo medio a salire del 14% (da €289,4/MWh di ottobre a €330,5/MWh di novembre) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 3% (da €30,2/MWh di ottobre a €31,3/MWh di novembre).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

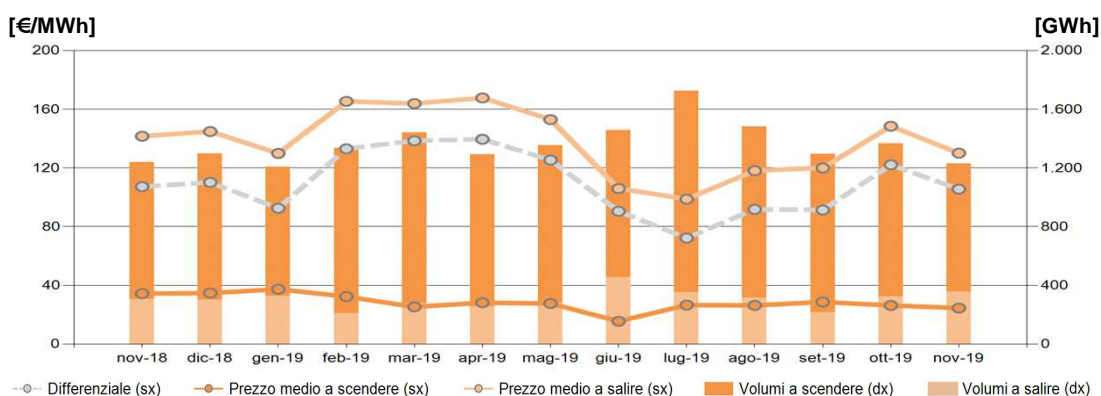
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €105,5/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente (€122,1/MWh ; -14%) e in lieve riduzione rispetto a novembre 2018 (€107,2/MWh; -2%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-10%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 9% e quelle a scendere sono diminuite del 16%. Rispetto a novembre 2018, le movimentazioni a salire sono aumentate del 16% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 6%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a novembre 2019 pari a €130,0/MWh
 Prezzo medio a scendere a novembre 2019 pari a €24,5/MWh

Fonte: Terna

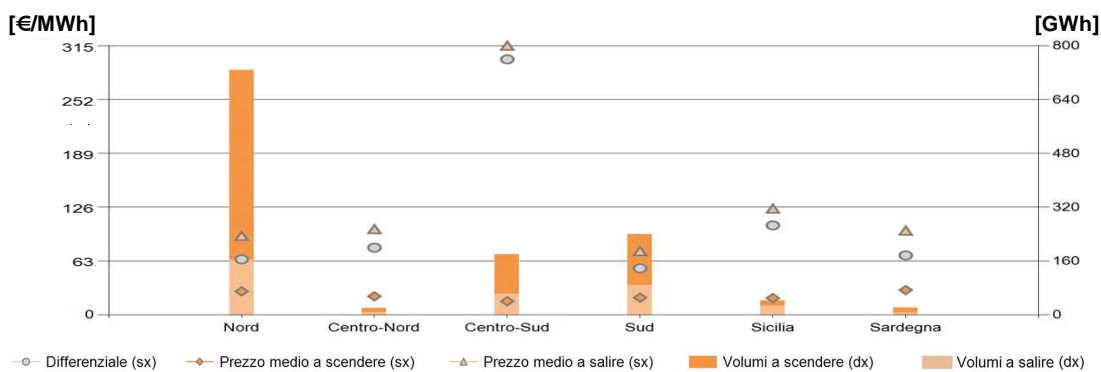
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€299,9/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 299,3 €/MWh).

A novembre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (564GWh).

Il differenziale di prezzo è aumentato in Sardegna (+26%) e nel Centro Nord (+11%) ma è diminuito a Nord e in Sicilia. A Sud e Centro Sud è invece rimasto stabile.

La zona che registra il maggior aumento rispetto al mese precedente in termini percentuali è la Sardegna (+14,4 €/MWh, +26%). In termini assoluti invece la zona caratterizzata dalla variazione più significativa risulta essere la Sicilia (-16,2 €/MWh, -13,4%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



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

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

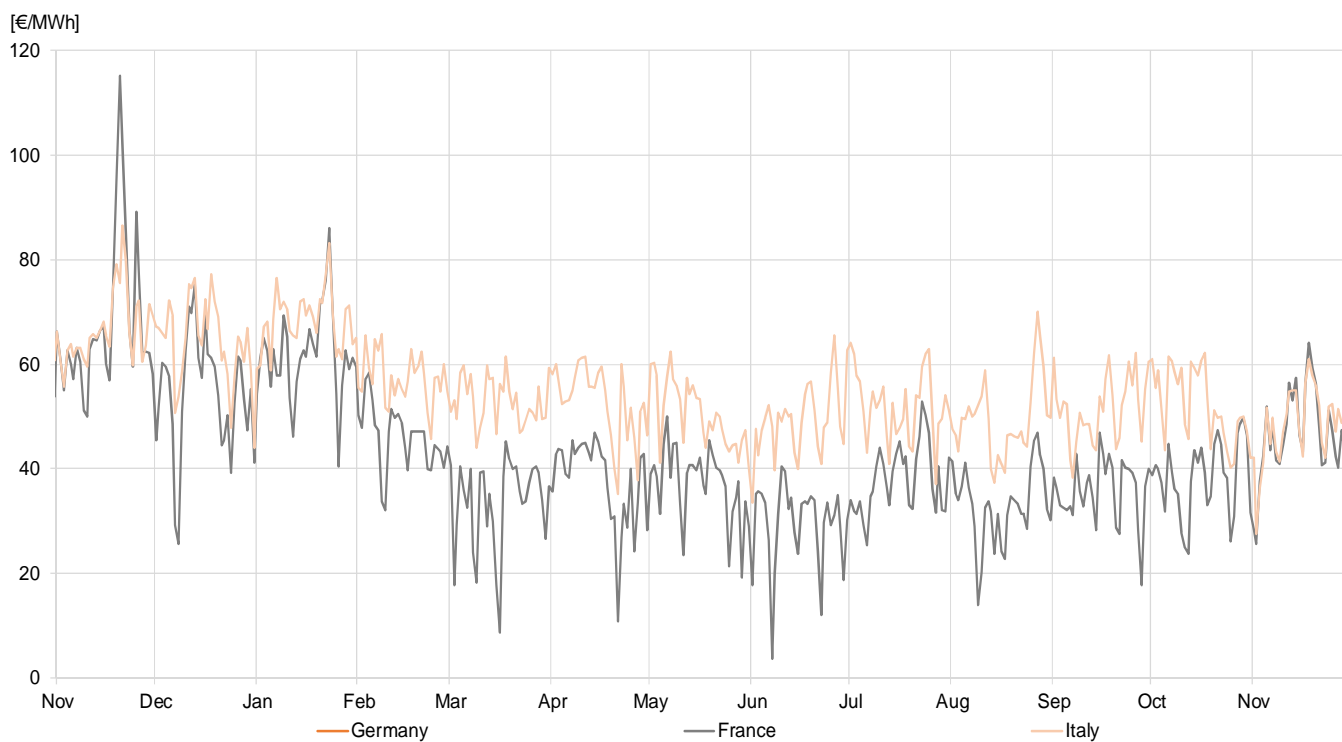
Nel mese di Novembre 2019 i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$62,7/bbl, in aumento rispetto ai \$ 59,5 /bbl di Ottobre (+5,4%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$56/t, in diminuzione rispetto ai prezzi di Ottobre (-6,2%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati a Novembre attestandosi a €14,7MWh (+41,8% rispetto al mese precedente); in aumento anche il PSV che si è attestato a €16,6/MWh (+21,1%).

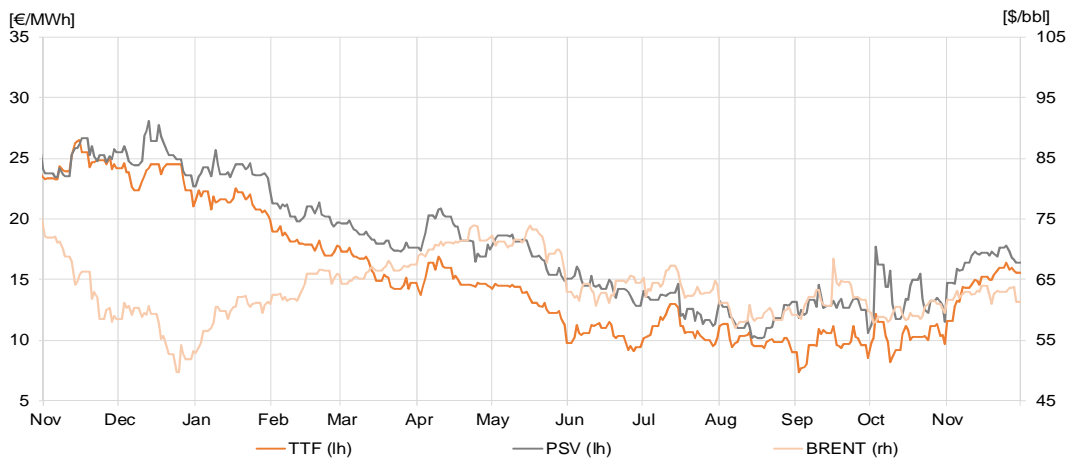
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di ottobre sono in diminuzione rispetto al mese precedente con una media mensile di €48,3/MWh (-7,5%). In aumento invece la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €46,3 (+20,8%) e quella tedesca con €41,3/MWh (+13%) rispetto a Ottobre.

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

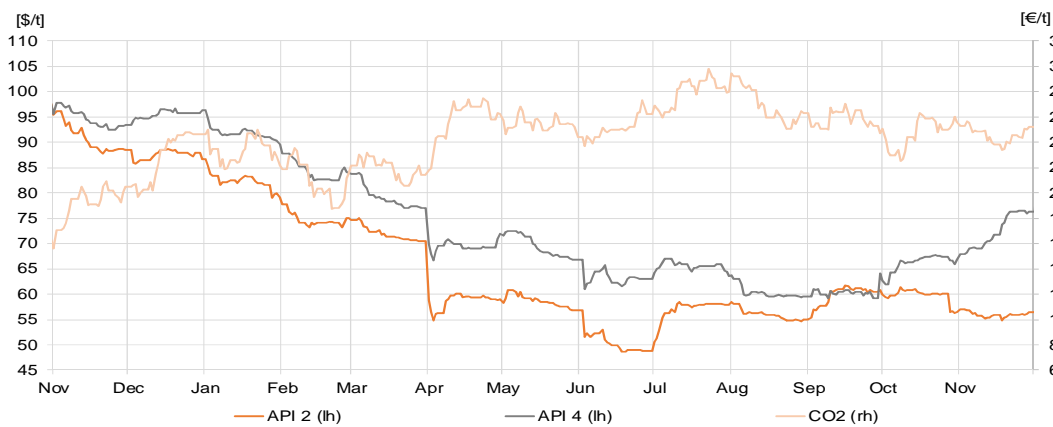
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +1,9/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

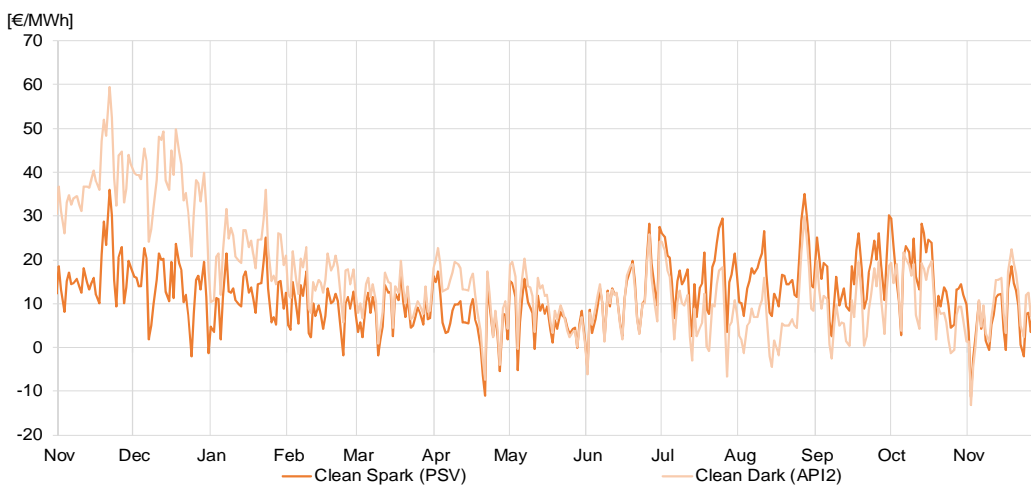
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$16,4/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €16,1/MWh

Clean dark spread API2 medio mensile = €8,4/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di Novembre i prezzi forward del Brent sono stati intorno ai \$58,4/bbl in aumento rispetto ai \$56,7/bbl di ottobre (+3%).

I prezzi medi forward del carbone (API2) sono in diminuzione rispetto a ottobre attestandosi a circa \$68,3t (-3,2%).

I prezzi medi forward del gas in Italia (PSV) sono lievemente diminuiti tra Novembre e il mese precedente attestandosi intorno ai €18,6/MWh (-4,5%) e in diminuzione anche i prezzi forward del gas in Europa (TTF), che si sono attestati a €16,4/MWh (-5,2%).

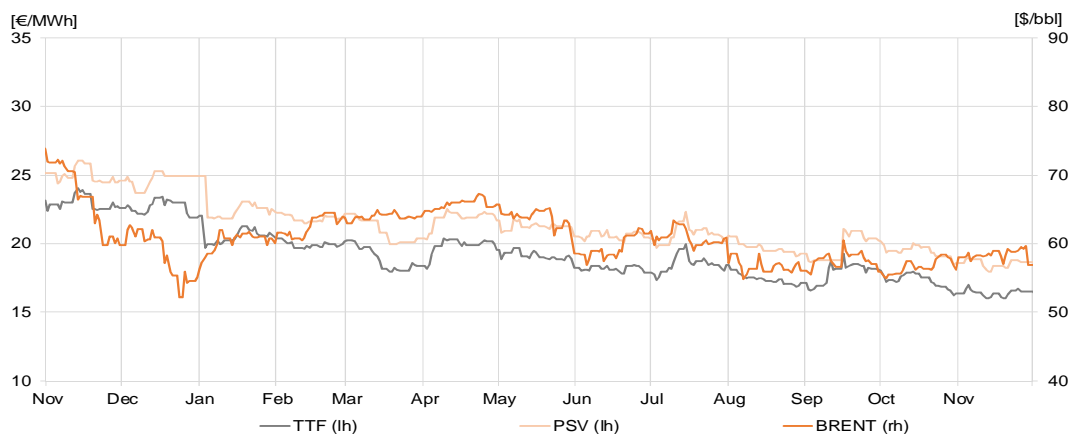
I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €57,1/MWh, in diminuzione rispetto al mese precedente (-4,1%). Trend in diminuzione anche per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €48,7/MWh (-3,5%), così come in Germania in cui il prezzo si attesta a circa €45,8/MWh (-3,2%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

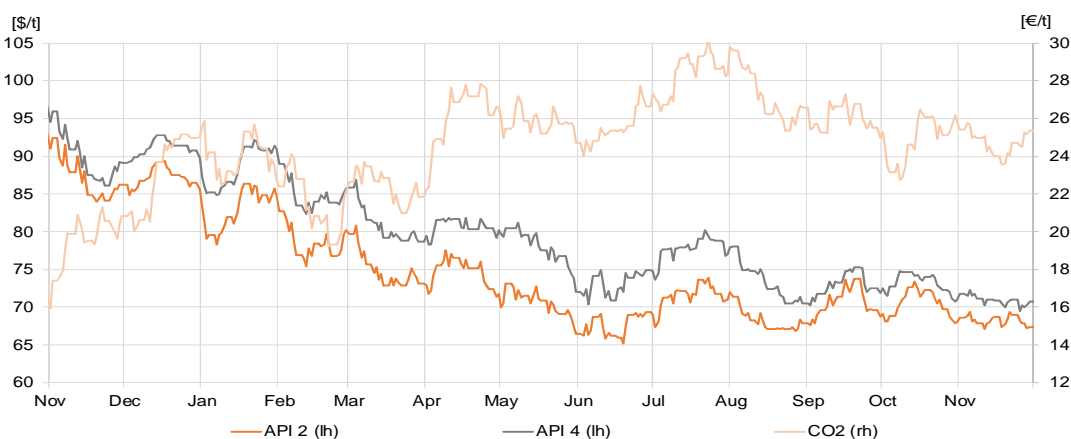
Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

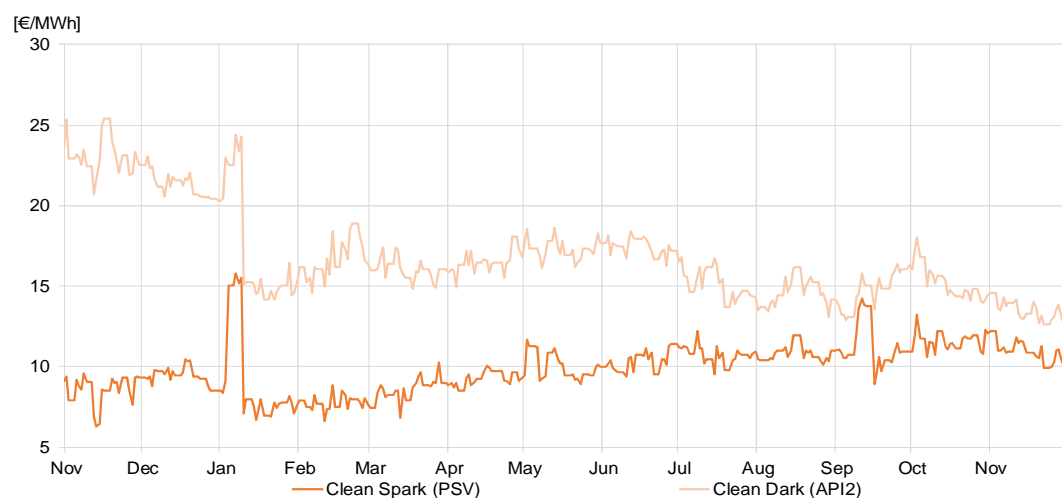
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,7/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€11,0/MWh**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€13,5/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 Novembre 2019. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Approvazione della proposta di Terna S.p.A. per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, per l'anno 2020

[Delibera 458/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la proposta di Terna recante il regolamento delle procedure di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC e CCP), per l'anno 2020.

Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità per la regione (CCR) Italy North, ai sensi degli articoli 20 e 21 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)

[Delibera 463/2019/R/eel](#)

Nell'ambito dell'attività di implementazione del Regolamento (UE) 2015/1222 (*Capacity Allocation and Congestion Management*), l'Autorità, in coordinamento con le Autorità di Regolazione della Regione per il Calcolo della Capacità (*Capacity Calculation Regions - CCR*) Italy North, ha approvato la metodologia di calcolo della capacità elaborate dai TSO della Regione.

Approvazione delle regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine e dei diritti di trasmissione giornalieri sul confine con il Montenegro, a valere dall'anno 2020

[Delibera 464/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le regole di allocazione dei diritti di lungo termine relativi al di allocazione, attraverso aste esplicite, dei diritti di trasmissione di lungo termine e giornalieri predisposti da Terna e dal TSO montenegrino sul confine tra Italia e Montenegro, a partire dall'anno 2020.

Verifica di conformità della versione aggiornata della convenzione tra Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Terna S.p.A.

[Delibera 477/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici e Terna, aggiornata per tener conto delle modifiche alla disciplina del mercato elettrico e del gas - approvate con D.M. 2 agosto 2019 - funzionali all'introduzione di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore nei mercati dell'energia (MGP e MI) e nel mercato del gas a pronti.

Approvazione della proposta da parte di Terna della metodologia della correlazione del valore finanziario delle garanzie prestate dall'utente del dispacciamento al suo equivalente in MW ai fini della determinazione del valore di PMAmax per ciascun utente

[Delibera 494/2019/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la metodologia per la determinazione del valore massimo della Potenza Media Annuale sulla base delle garanzie prestate dall'utente del dispacciamento in favore di Terna (PMA max), in attuazione di quanto previsto dalla delibera 272/2019/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. 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 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.