

Novembre 2020



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Novembre 2020

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di novembre 2020, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.517 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,5%). In particolare si registra la riduzione della produzione idroelettrica (-27,0%), della produzione eolica (-51,4%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+37,6%) rispetto allo stesso mese del 2019. Il valore progressivo della richiesta di energia elettrica del 2020 (276.807GWh) risulta in riduzione (-5,8%) rispetto al 2019. Il risultato di novembre 2020 è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (21 vs 20) ed una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C rispetto a novembre dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a -1,7%.



02 Sistema Elettrico pag. 13

Nel mese di novembre 2020, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 54% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 30% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero. Nel mese di novembre, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in riduzione (-21,1%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra un forte riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-27,7%), della produzione eolica (-51,4%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+37,6%) rispetto all'anno precedente.



03 Mercato Elettrico pag. 16

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a novembre è pari a circa €1,2Mld, in crescita del 12% rispetto al mese precedente ed in riduzione del 1% rispetto a novembre 2019. A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €110/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 8% e rispetto a novembre 2019 del 3%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+25%). A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €130/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€131/MWh) e in aumento rispetto a novembre 2019 (€106/MWh; 23%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+5%).



04 Regolazione pag. 24

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



Novembre 2020

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di novembre 2020, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.517 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,5%). In particolare si registra la riduzione della produzione idroelettrica (-27,0%), della produzione eolica (-51,4%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+37,6%) rispetto allo stesso mese del 2019.

Il valore progressivo della richiesta di energia elettrica del 2020 (276.807GWh) risulta in riduzione (-5,8%) rispetto al 2019.

Bilancio Energia

[GWh]	Novembre 2020	Novembre 2019	%20/19	Gen-Nov 20	Gen-Nov19	%20/19
Idrica	3.444	4.719	-27,0%	44.375	42.891	3,5%
di cui Pompaggio in produzione ⁽²⁾	135	139	-3,0%	1.611	1.530	5,4%
Termica	15.355	14.737	4,2%	159.315	173.229	-8,0%
di cui Biomasse	1.524	1.479	3,1%	16.456	16.415	0,2%
Geotermica	462	465	-0,6%	5.171	5.228	-1,1%
Eolica	1.057	2.173	-51,4%	16.538	17.611	-6,1%
Fotovoltaica	1.200	872	37,6%	24.811	22.439	10,6%
Totale produzione netta	21.518	22.966	-6,3%	250.210	261.398	-4,3%
di cui Produzione da FER ⁽³⁾	7.552	9.569	-21,1%	105.740	103.055	2,6%
Importazione	4.561	3.601	26,7%	35.928	40.021	-10,2%
Esportazione	369	452	-18,4%	7.029	5.280	33,1%
Saldo estero	4.192	3.149	33,1%	28.899	34.741	-16,8%
Pompaggi	193	199	-3,0%	2.302	2.185	5,4%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	25.517	25.916	-1,5%	276.807	293.954	-5,8%

(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

A novembre 2020 si registra una lieve riduzione della produzione geotermoelettrica (-0,6%) e un aumento della produzione termoelettrica (+4,2%) e del saldo estero (+33,1%).

Nel 2020, si registra una variazione dell'export +33,1% rispetto all'anno precedente.

A novembre l'andamento della produzione totale netta fa registrare un -6,3% rispetto allo stesso mese del 2019.

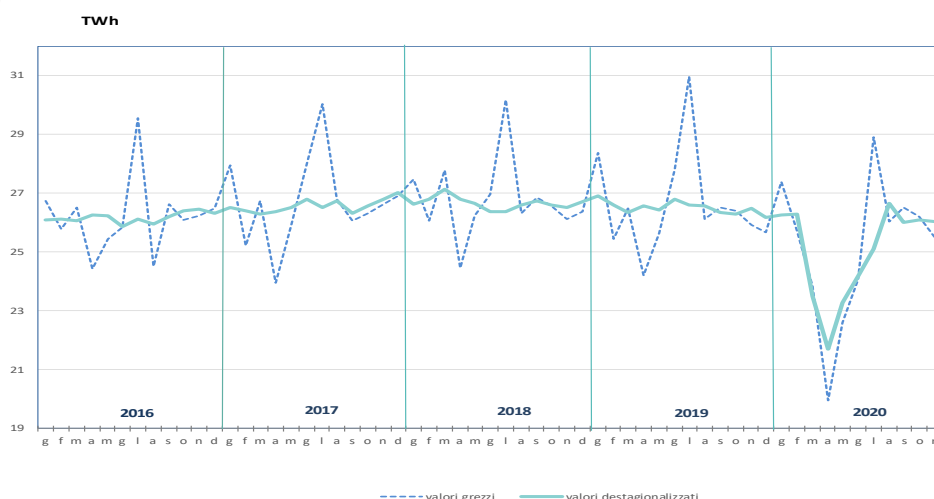
Fonte: Terna

Il risultato di novembre 2020 è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (21 vs 20) ed una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C rispetto a novembre dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a -1,7%.

I primi undici mesi del 2020 risultano in flessione del 5,8% rispetto al corrispondente periodo del 2019. In termini rettificati la variazione non cambia.

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di novembre 2020 ha fatto registrare una variazione in leggera diminuzione: -0,3% rispetto al mese precedente. Tale risultato mantiene il 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 leggermente negativa: -0,3%.

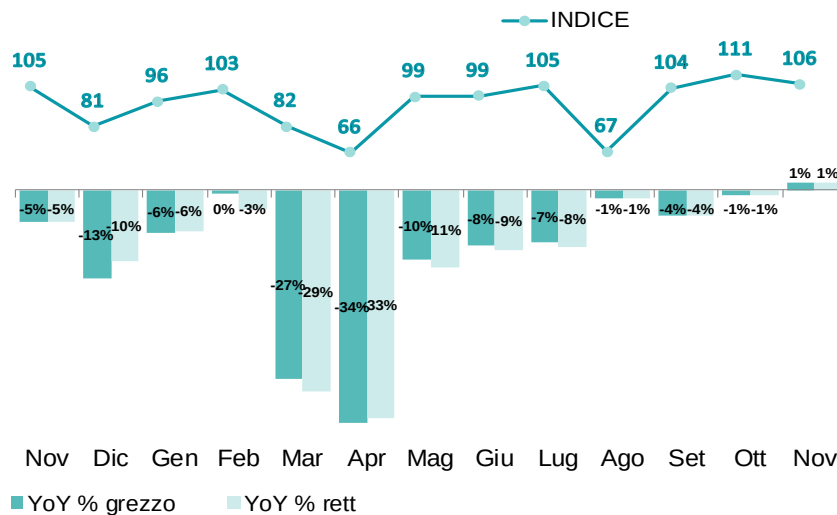
Fonte: Terna

IMCEI

La variazione tendenziale di novembre 2020 (rispetto a novembre 2019) risulta in aumento dell' 1,1% con dati grezzi. Con dati destagionalizzati e corretti dagli effetti di calendario tale variazione non cambia.

Nei primi undici mesi del 2020, la variazione dei prelievi dei clienti AT risulta pari a -9,1%, con dati destagionalizzati e corretti dagli effetti di calendario la variazione si porta a -9,5%.

Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali - IMCEI (base 2015 = 100)

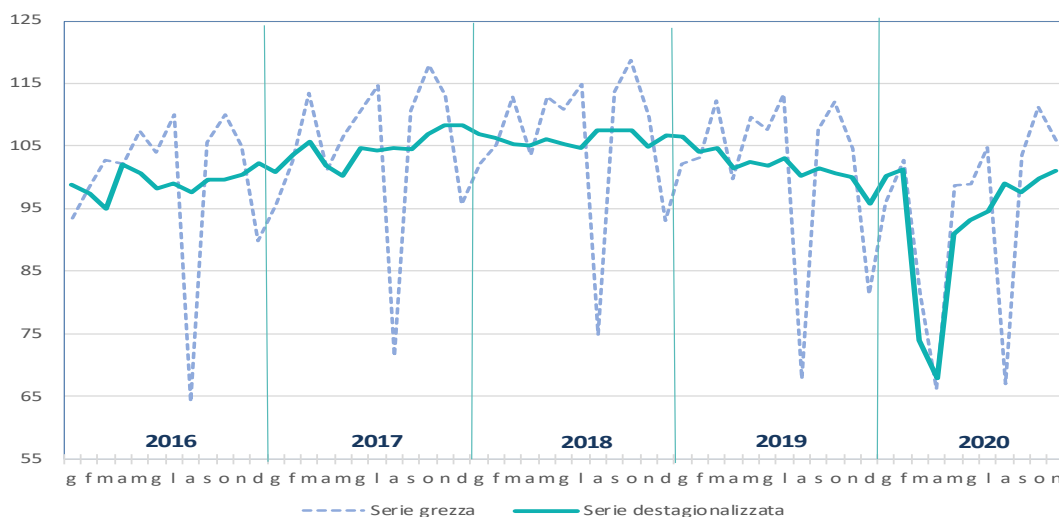


A novembre, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici italiani risulta in aumento dell' 1,1% rispetto a novembre 2019.

Fonte: Terna

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti del calendario, dell'indice dei consumi elettrici industriali di novembre 2020, risulta in crescita dell'1,2% rispetto a ottobre.

Analisi congiunturale IMCEI (base 2015 = 100)



Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale di novembre 2020 in aumento dell'1,2% rispetto al mese precedente

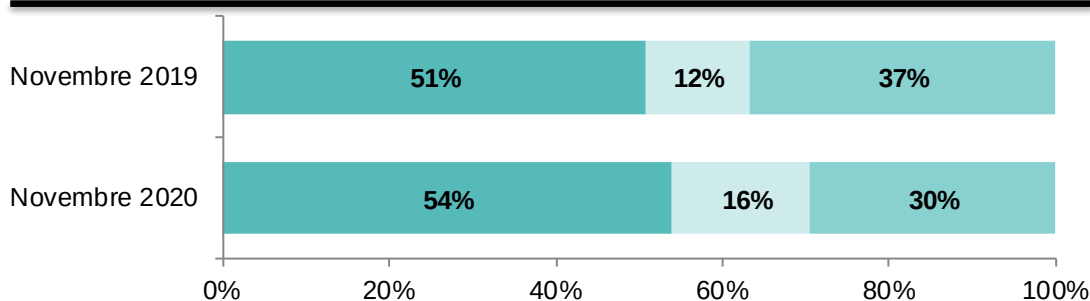
Fonte: Terna

Composizione Fabbisogno

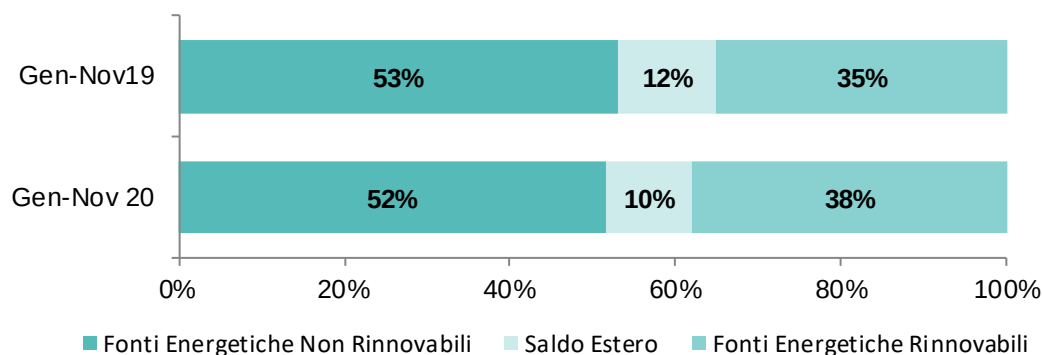
Nel mese di novembre 2020, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 54% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 30% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2020, la richiesta di energia elettrica è stata di 276.807 GWh ed è stata soddisfatta al 52% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 38% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Composizione Fabbisogno



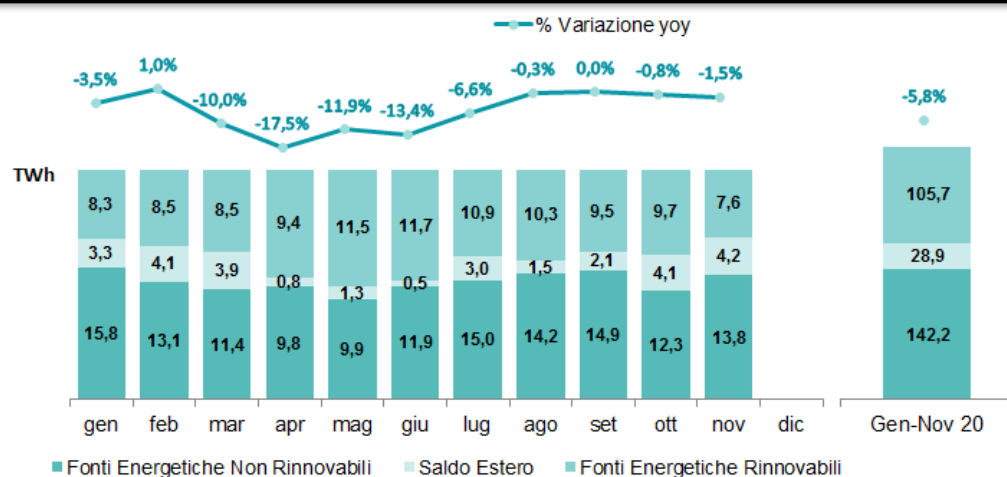
Nel mese di novembre la produzione da fonti energetiche rinnovabili è in riduzione (-21,1%) rispetto allo stesso mese del 2019.



Nel 2020 la produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili fa registrare una variazione percentuale del -9,0% rispetto al 2019.

Fonte: Terna

Andamento della composizione del fabbisogno nel 2020 e variazione con il 2019



Nel 2020 la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -5,8% rispetto al 2019.

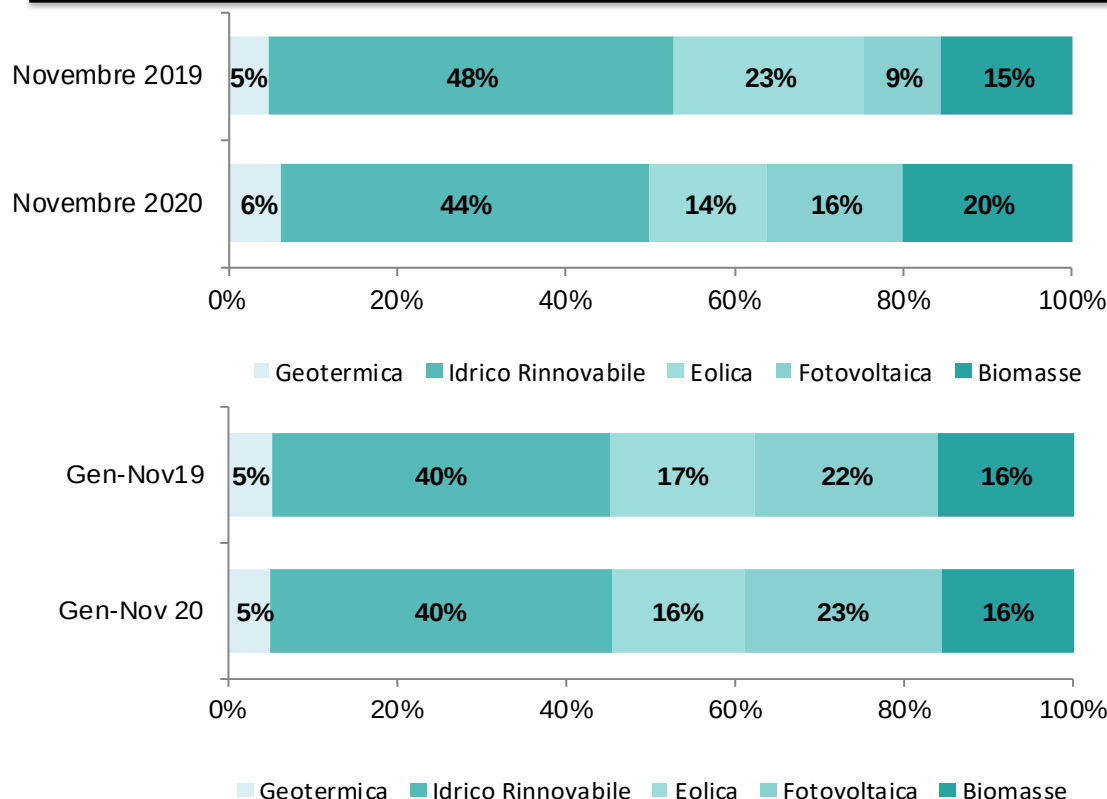
Nel 2020 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 105,7 TWh, in aumento del +2,6% rispetto al 2019.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Nel mese di novembre, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in riduzione (-21,1%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra un forte riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-27,7%), della produzione eolica (-51,4%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+37,6%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili

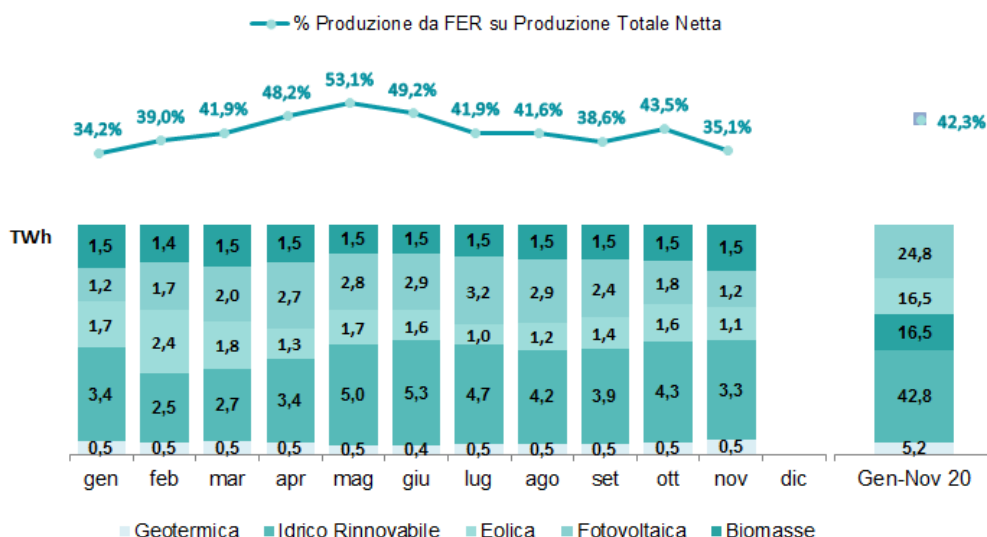


A novembre del 2020 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in forte riduzione mom (-22,3%).

Nel 2020 la produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare un aumento del +2,6% dovuto principalmente all'aumento della produzione fotovoltaica (+10,6%) e all'idrico rinnovabile (+3,4%).

Fonte: Terna

Andamento della produzione netta da FER nel 2020 e variazione con il 2019



Nel 2020 il 42,3% della produzione nazionale netta è stata da Fonti Energetiche Rinnovabili in aumento rispetto al 2019 (39,4%).

Nel mese di novembre 2020 la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili ha contribuito per il 35,1% alla produzione totale netta nazionale, in riduzione rispetto allo stesso mese del 2019 (41,7%).

Fonte: Terna

Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2020 la produzione totale netta (250.210 GWh) ha soddisfatto per 90% della richiesta di energia elettrica nazionale (276.807 GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2020

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Iidrica	3.476	2.674	2.878	3.641	5.188	5.416	4.812	4.322	4.046	4.478	3.444		44.375
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	120	130	213	211	179	95	92	107	136	194	135		1.611
Termica	17.364	14.605	13.069	11.379	11.385	13.408	16.528	15.813	16.458	13.951	15.355		159.315
di cui Biomasse	1.543	1.408	1.531	1.518	1.452	1.459	1.519	1.524	1.458	1.520	1.524		16.456
Geotermica	489	460	498	477	479	442	463	470	454	477	462		5.171
Eolica	1.686	2.351	1.755	1.255	1.725	1.573	975	1.206	1.350	1.605	1.057		16.538
Fotovoltaica	1.222	1.740	2.025	2.704	2.801	2.861	3.215	2.859	2.353	1.831	1.200		24.811
Produzione Totale Netta	24.237	21.830	20.225	19.456	21.578	23.700	25.993	24.670	24.661	22.342	21.518		250.210
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	8.296	8.503	8.474	9.384	11.467	11.656	10.892	10.274	9.525	9.717	7.552		105.740
Import	4.069	4.622	4.434	1.797	2.326	1.566	3.542	2.186	2.519	4.306	4.561		35.928
Export	749	549	499	984	1.046	1.051	495	654	458	175	369		7.029
Saldo Estero	3.320	4.073	3.935	813	1.280	515	3.047	1.532	2.061	4.131	4.192		28.899
Pompaggi	171	186	304	301	255	136	132	153	194	277	193		2.302
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	27.386	25.717	23.856	19.968	22.603	24.079	28.908	26.049	26.528	26.196	25.517		276.807

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

Fonte: Terna

Nel 2020 la produzione totale netta risulta in riduzione (-4,3%) rispetto al 2019 e la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 28.908 GWh.

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2019.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2019

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Iidrica	2.765	2.591	2.194	3.456	4.948	6.013	5.246	4.367	3.585	3.007	4.719	4.699	47.590
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	179	131	158	162	143	130	97	90	110	190	139	199	1.728
Termica	19.239	14.912	15.504	14.346	13.333	14.311	17.748	15.790	16.513	16.796	14.737	14.088	187.317
di cui Biomasse	1.528	1.391	1.570	1.509	1.488	1.389	1.507	1.529	1.470	1.556	1.479	1.551	17.967
Geotermica	496	438	482	473	491	468	480	484	469	482	465	461	5.689
Eolica	2.308	2.329	2.486	1.495	1.655	997	1.240	714	1.189	1.025	2.173	2.423	20.034
Fotovoltaica	1.016	1.547	2.277	2.139	2.296	2.930	2.858	2.680	2.157	1.667	872	881	23.320
Produzione Totale Netta	25.824	21.817	22.943	21.909	22.723	24.719	27.572	24.035	23.913	22.977	22.966	22.552	283.950
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	7.935	8.165	8.851	8.910	10.735	11.667	11.233	9.684	8.760	7.547	9.569	9.816	112.871
Import	3.352	4.155	4.203	3.039	3.548	3.694	4.119	2.783	3.344	4.183	3.601	3.954	43.975
Export	531	326	419	509	411	409	588	559	582	494	452	554	5.834
Saldo Estero	2.821	3.829	3.784	2.530	3.137	3.285	3.531	2.224	2.762	3.689	3.149	3.400	38.141
Pompaggi	255	187	226	232	204	186	139	129	157	271	199	284	2.469
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	28.390	25.459	26.501	24.207	25.656	27.818	30.964	26.130	26.518	26.395	25.916	25.668	319.622

Fonte: Terna

Nel 2019 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 30.964 GWh.

(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 = Iidrico-Pompaggio in Produzione+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di novembre 2020 si evidenzia un fabbisogno in riduzione in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi) e sulle Isole (Pa-Ca), in linea 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 2020	2.648	5.605	4.059	3.925	3.558	3.545	1.463	714
Novembre 2019	2.734	5.839	4.038	4.020	3.549	3.543	1.461	732
% Novembre 20/19	-3,1%	-4,0%	0,5%	-2,4%	0,3%	0,1%	0,1%	-2,5%
Progressivo 2020	27.794	59.358	42.702	42.421	38.825	40.935	17.049	7.723
Progressivo 2019	30.049	64.168	45.303	45.634	40.341	42.447	17.611	8.402
% Progressivo 20/19	-7,5%	-7,5%	-5,7%	-7,0%	-3,8%	-3,6%	-3,2%	-8,1%

Nel 2020 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -6,9% in zona Nord, al -5,5% al Centro, -3,6% al Sud e -4,8% nelle Isole.

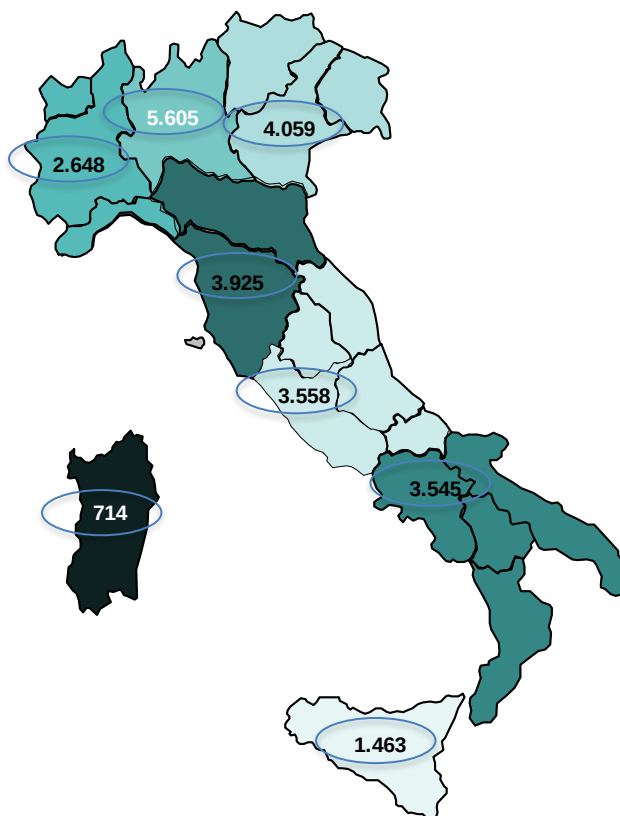
Fonte: Terna

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



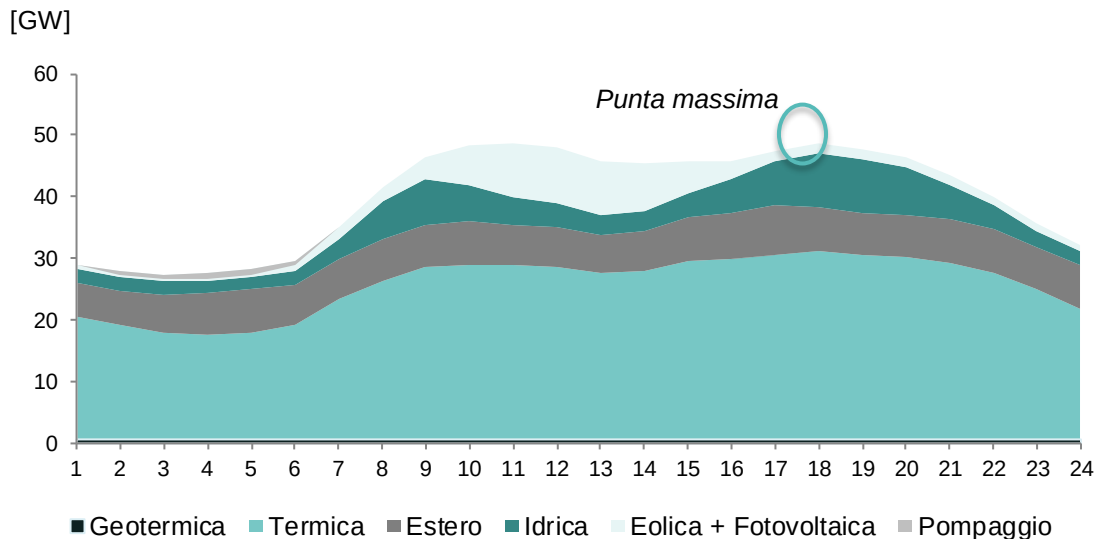
Fonte: Terna

(*) 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 novembre 2020 la punta in potenza è stata registrata il giorno **Martedì 24 Novembre 17:00-18:00** ed è risultato pari a 48.731MW (-4,5% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

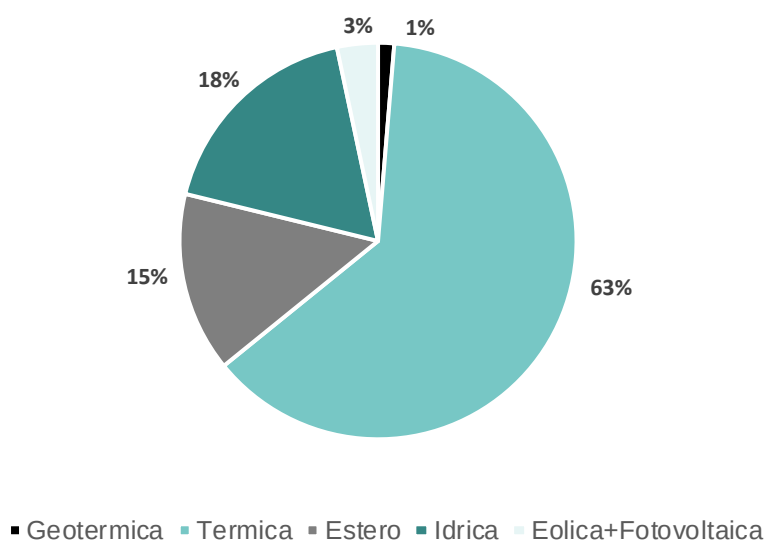
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 30.614 MW, in riduzione del -6,1% rispetto al contributo del termico alla punta di ottobre 2019 (32.603 MW).

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 24 Novembre 2020 17:00-18:00



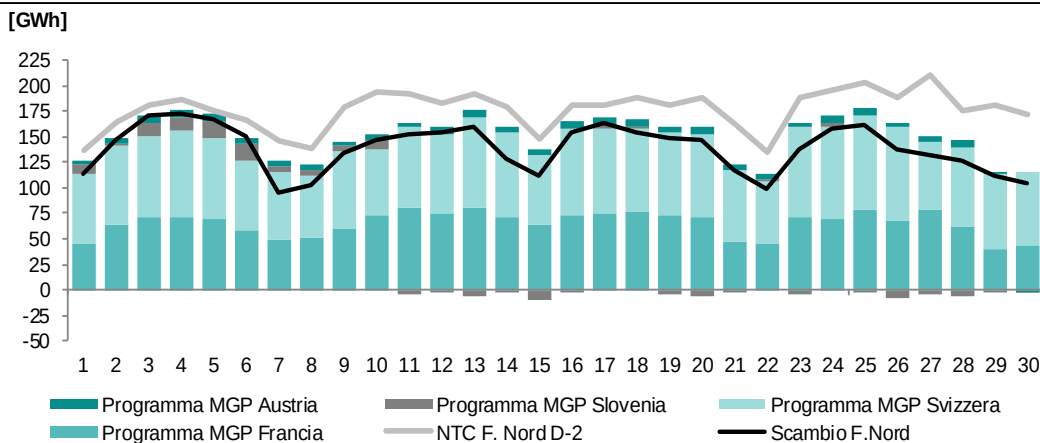
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 22%, la produzione termica per il 63% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Novembre 2020

Nel mese di novembre si evidenzia una buona saturazione sulla frontiera Nord principalmente nella prima decade del mese. Si evidenziano situazioni di export netto con la frontiera slovena.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di novembre 2020 si registra un Import pari a 4.561 GWh e un Export pari a 369 GWh.

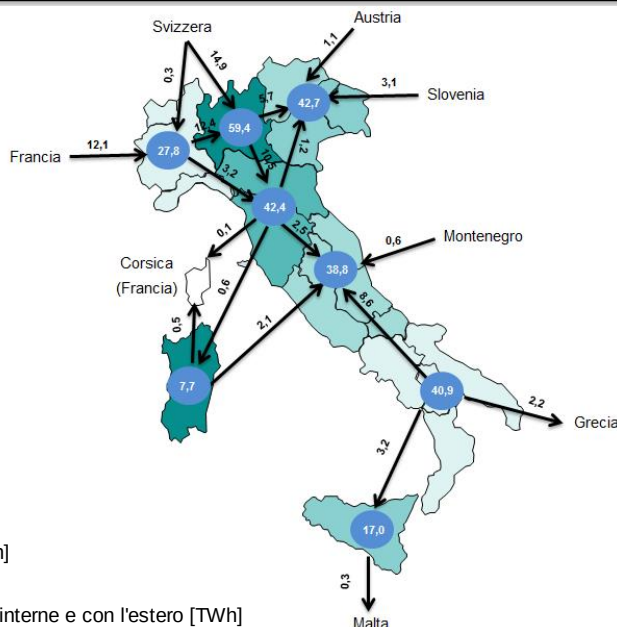
Fonte: Terna

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.

Mapa Saldo Movimenti Fisici di Energia



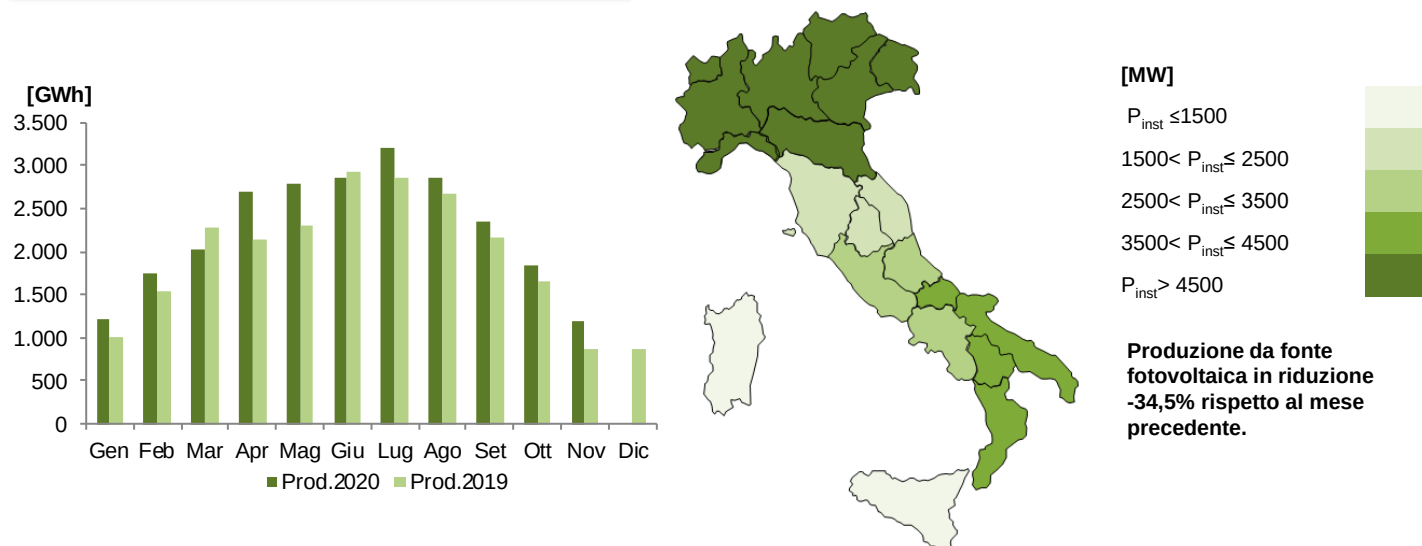
Nel 2020 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 12,5 TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,2 TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di novembre 2020 si attesta a 1.200 GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 631 GWh. Il dato progressivo annuo è in forte aumento rispetto all'anno precedente (+10,6%).

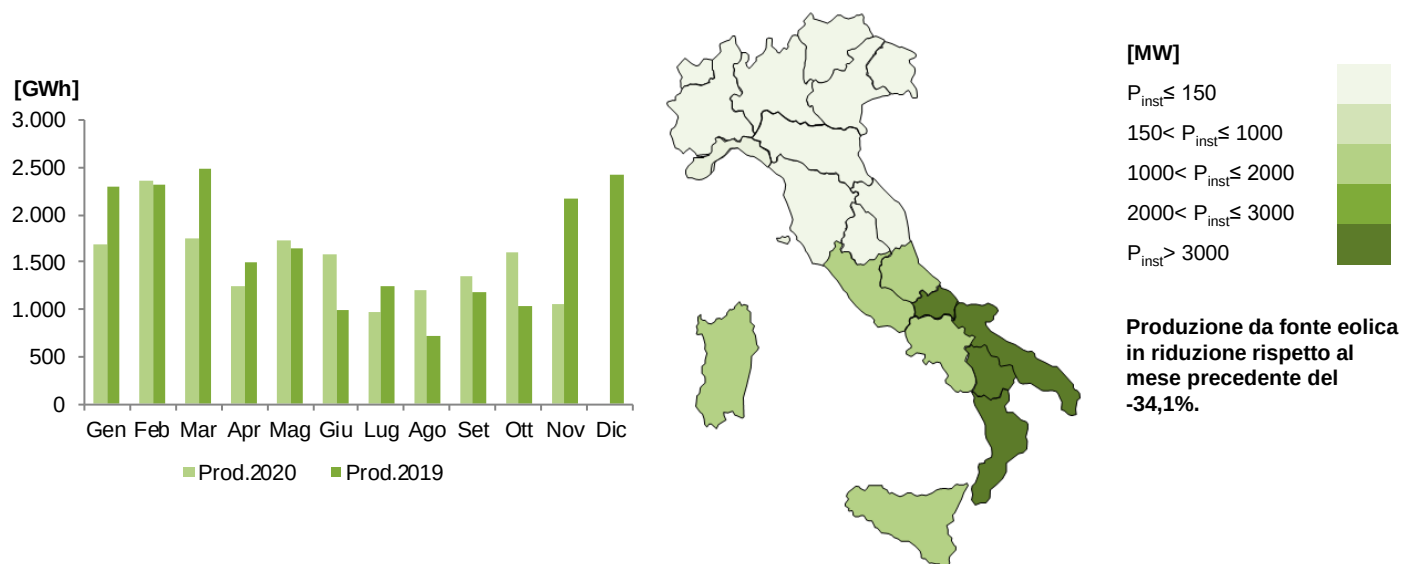
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di novembre 2020 si attesta a 1.057 GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 548 GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-6,1%).

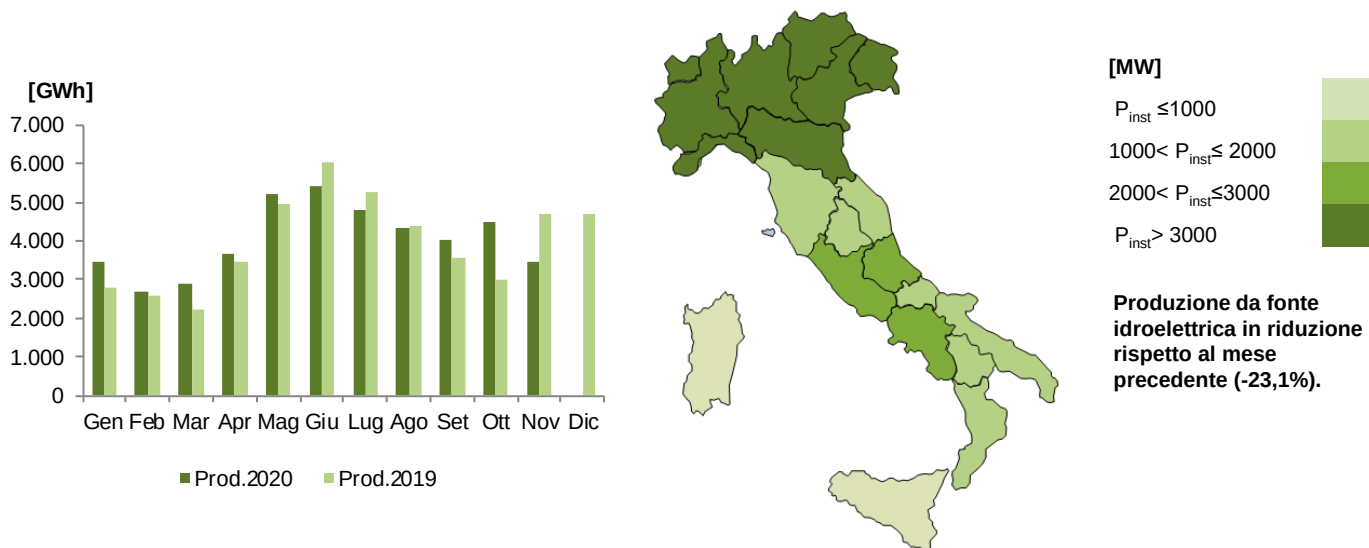
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di novembre 2020 si attesta a 3.444 GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 1.034 GWh. Il dato progressivo annuo è aumento (+3,5%) rispetto all'anno precedente.

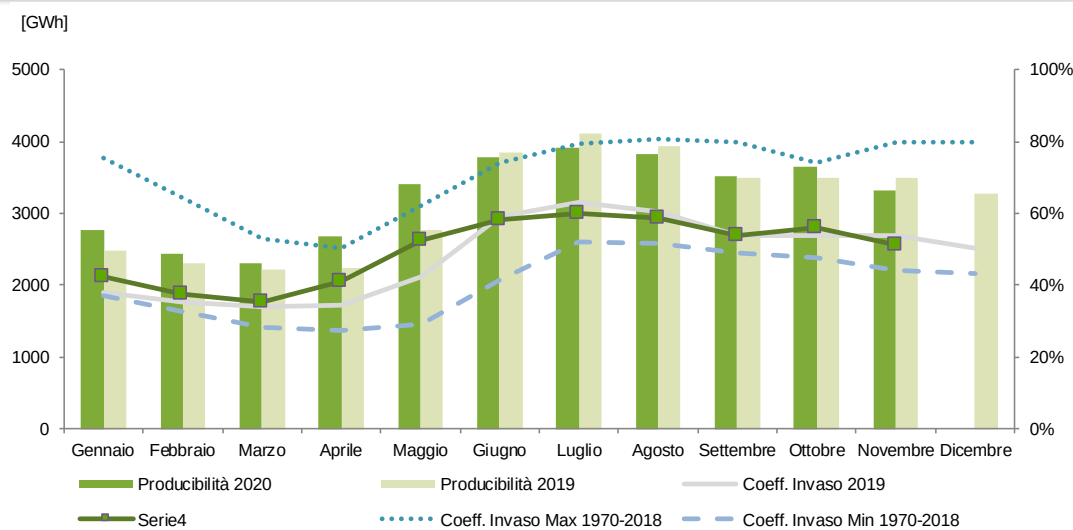
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



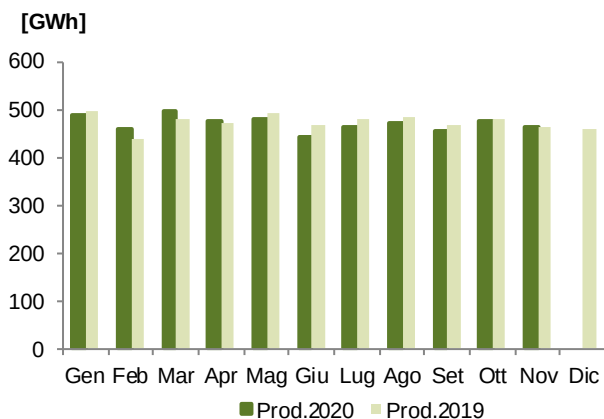
Nel mese di novembre 2020, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al 51,1% in riduzione rispetto allo stesso mese del 2019 (53,6%)

Invasi dei serbatoi		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2020	[GWh]	2.441	726	159	3.326
	% (Invaso / Invaso Massimo)	56,5%	40,0%	41,6%	51,1%
	[GWh]	2.657	661	179	3.497
	% (Invaso / Invaso Massimo)	61,4%	36,4%	46,9%	53,6%
2019					

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di novembre 2020 si attesta a 462 GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 15GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,1%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

P_{inst} = 0

0 < P_{inst} ≤ 500

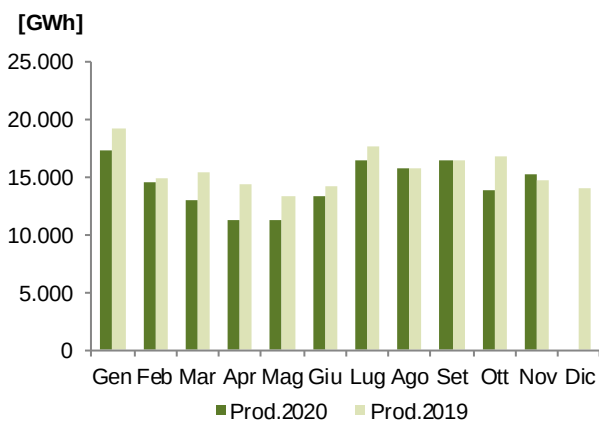
500 < P_{inst} ≤ 1000

La produzione geotermica è in riduzione (-3,1%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di novembre 2020 si attesta a 15.355GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.404GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-8,0%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

P_{inst} ≤ 5000

5000 < P_{inst} ≤ 10000

10000 < P_{inst} ≤ 15000

15000 < P_{inst} ≤ 20000

P_{inst} > 20000

La produzione termica è in aumento (+10,1%) rispetto al mese precedente.

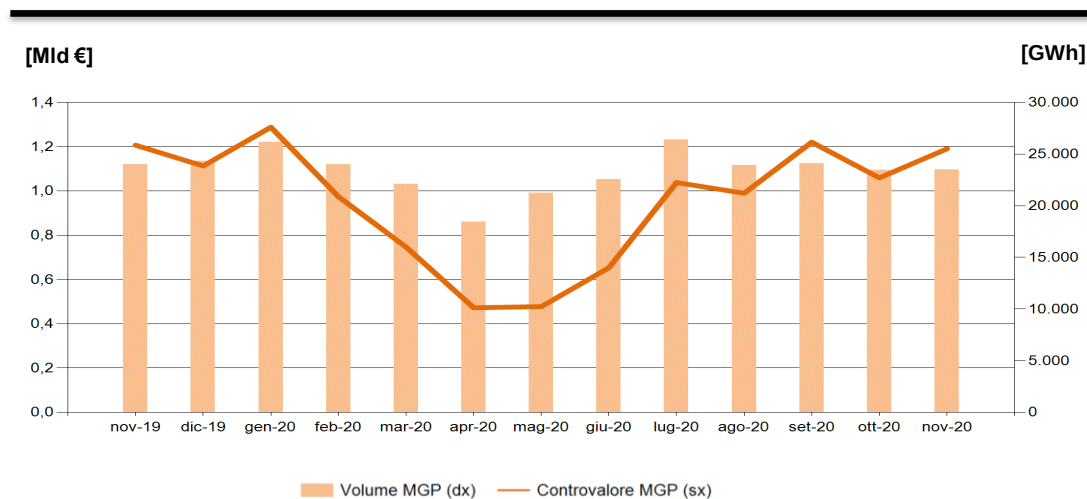
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a novembre è pari a circa €1,2Mld, in crescita del 12% rispetto al mese precedente ed in riduzione del 1% rispetto a novembre 2019.

L'aumento rispetto a ottobre è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre la lieve riduzione rispetto all'anno precedente è attribuibile a un calo della domanda, nonostante la crescita del PUN medio passato da €48,2/MWh (novembre 2019) a €48,7/MWh (novembre 2020).

Controvalore e volumi MGP

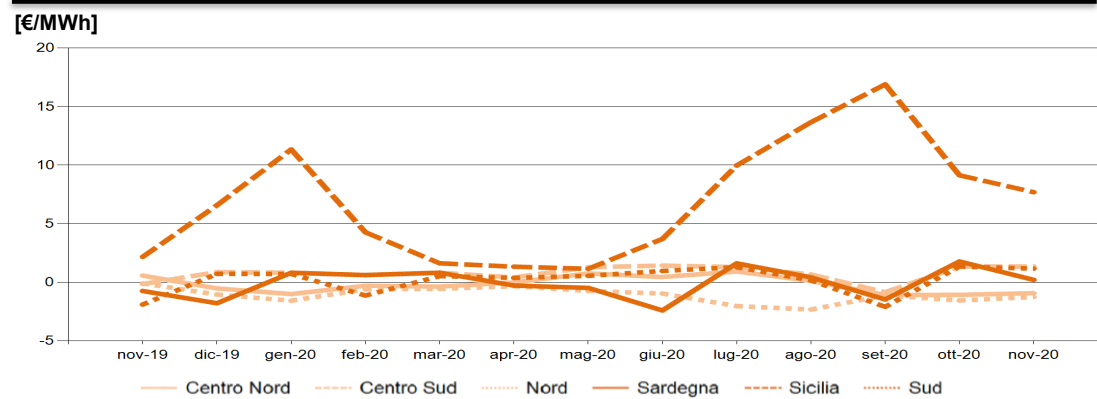


Controvalore novembre 2020 in riduzione del 1% rispetto a novembre 2019

Nel mese di novembre i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€7,7/MWh.

Rispetto a novembre 2019 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €6,1/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €1,2/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal novembre 2020 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 per le zone Nord e Centro-Nord a €15,1/MWh, e mediamente pari a €11,2/MWh per le restanti zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a ottobre è stato pari per la zona Nord a €13,2/MWh, per la zona Centro Nord a €13,8/MWh e mediamente pari a €6,8/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	48,7	47,5	47,8	50,1	49,9	56,4	48,9
YoY	0,6	-0,6	-0,9	2,1	3,7	6,1	1,5
Δ vs PUN	-	-1,3	-0,9	1,3	1,2	7,7	0,2
Δ vs PUN 2019	-	-0,1	0,6	-0,2	-1,9	2,2	-0,7
Picco	57,7	57,3	57,6	57,8	57,3	61,8	57,5
Fuori picco	43,9	42,2	42,5	45,9	45,9	53,5	44,3
Δ Picco vs Fuori Picco	13,8	15,1	15,1	11,9	11,4	8,2	13,2
Minimo	18,9	6	6	29,8	29,8	29,8	0
Massimo	102,7	104,7	104,7	104,7	104,7	102,7	87,9

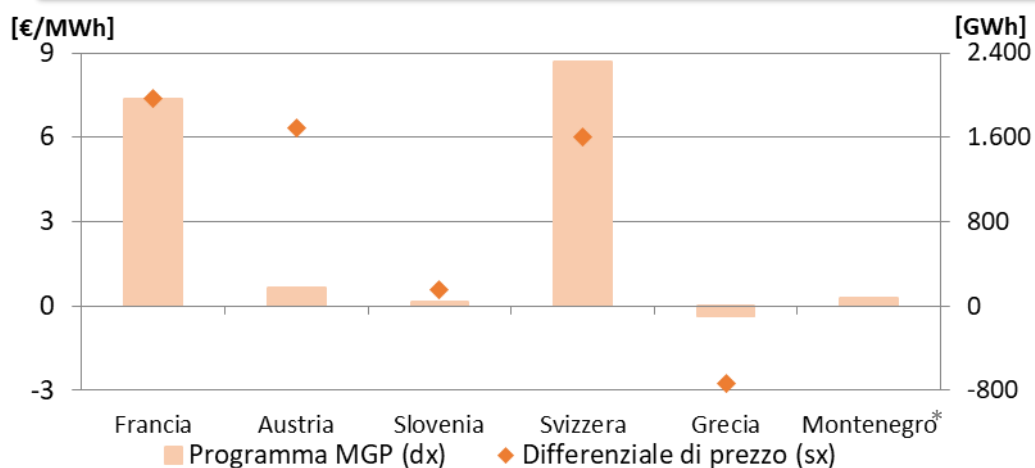
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di novembre si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo sulle frontiere Francia e Svizzera, mentre in leggero calo su tutte le altre.

L'import complessivo è di 4,9 TWh, con Francia e Svizzera che rappresentano rispettivamente il 40% e il 48% del totale. L'export complessivo è pari a 0,4 TWh, di cui la Grecia rappresenta il 41% e il Montenegro il 30%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 4,5 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

*Per il Montenegro non viene rappresentato alcuno spread in quanto non è presente una borsa elettrica.

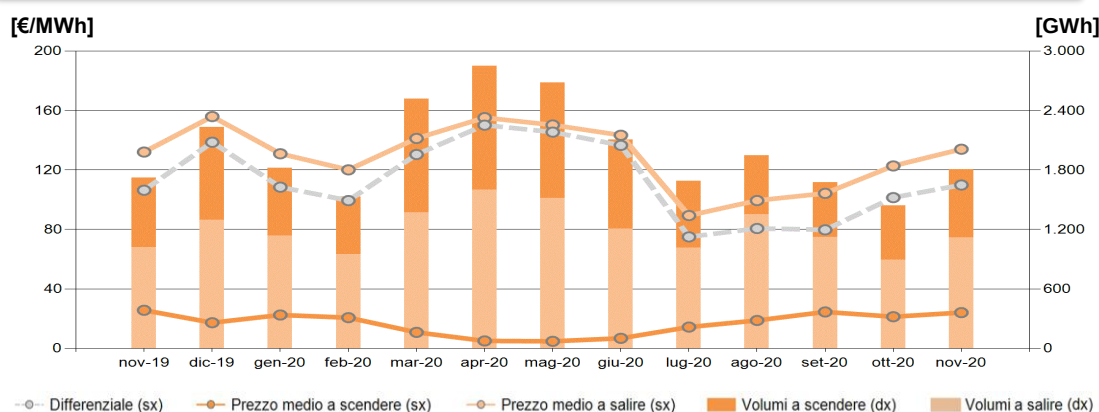
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €110/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 8% e rispetto a novembre 2019 del 3%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+25%), essendo aumentate del 25% sia le movimentazioni a salire che quelle a scendere.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 10% e quelle a scendere risultano ridotte del 2%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

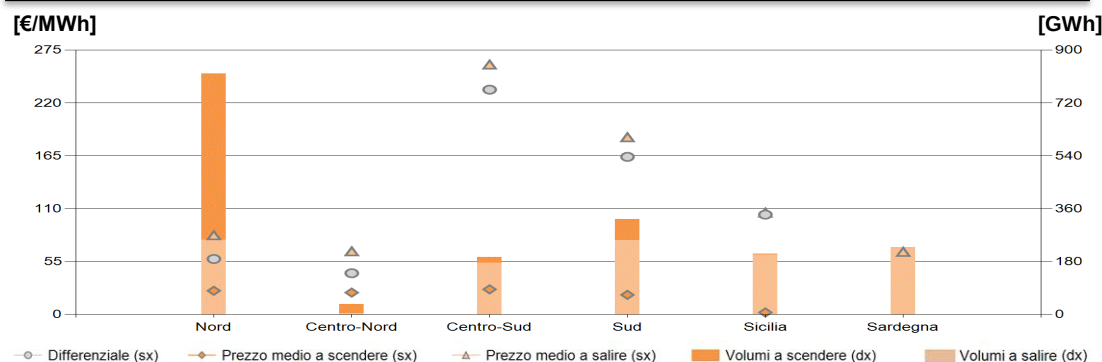


Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€234/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 15% (da €226/MWh di ottobre a €260/MWh di novembre) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 15% (da €23/MWh di ottobre a €26/MWh di novembre).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



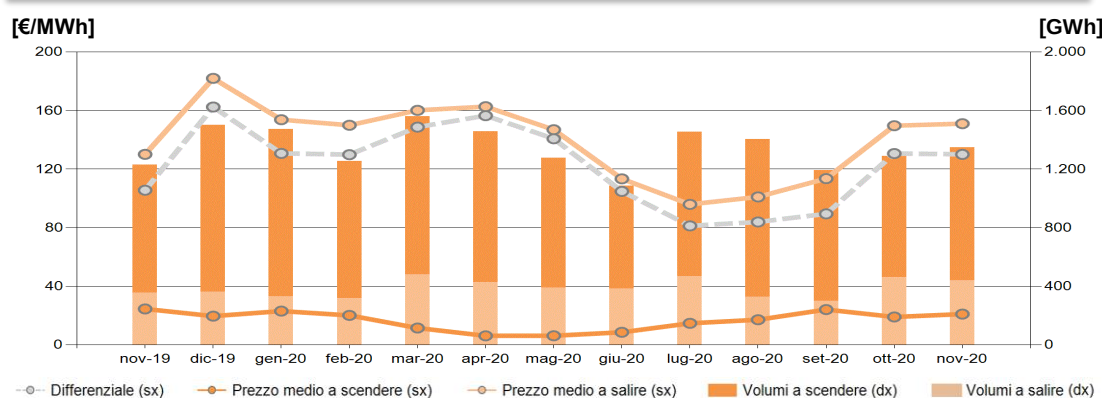
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A novembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €130/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€131/MWh) e in aumento rispetto a novembre 2019 (€106/MWh; 23%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+5%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 5% e quelle a scendere sono aumentate del 10%. Rispetto a novembre 2019, le movimentazioni a salire sono aumentate del 24% e le movimentazioni a scendere del 4%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a novembre 2020 pari a €151/MWh
Prezzo medio a scendere a novembre 2020 pari a €21/MWh

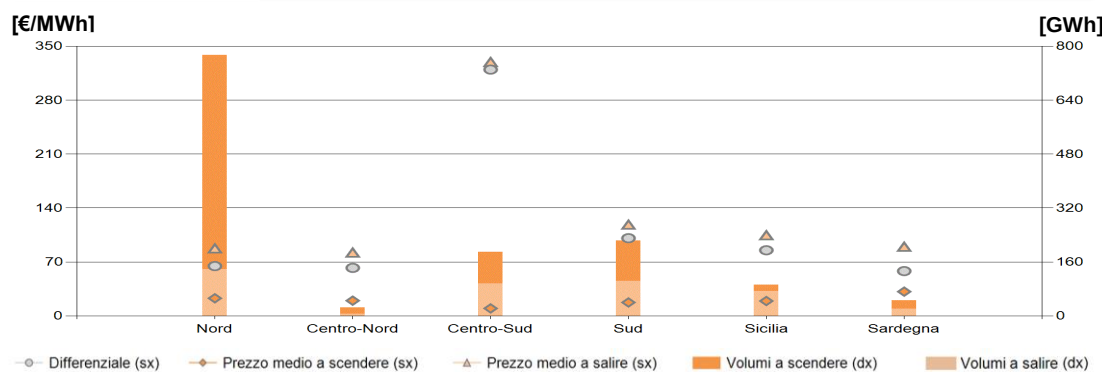
Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€320/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

A novembre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata dai volumi più elevati (635 GWh a scendere e 138 GWh a salire).

Il differenziale di prezzo è aumentato in tutte le zone a esclusione di Sicilia e Nord dove si è invece ridotto. La zona che registra la maggiore variazione di differenziale rispetto al mese precedente è la zona Sicilia (-€17/MWh, -16%)

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

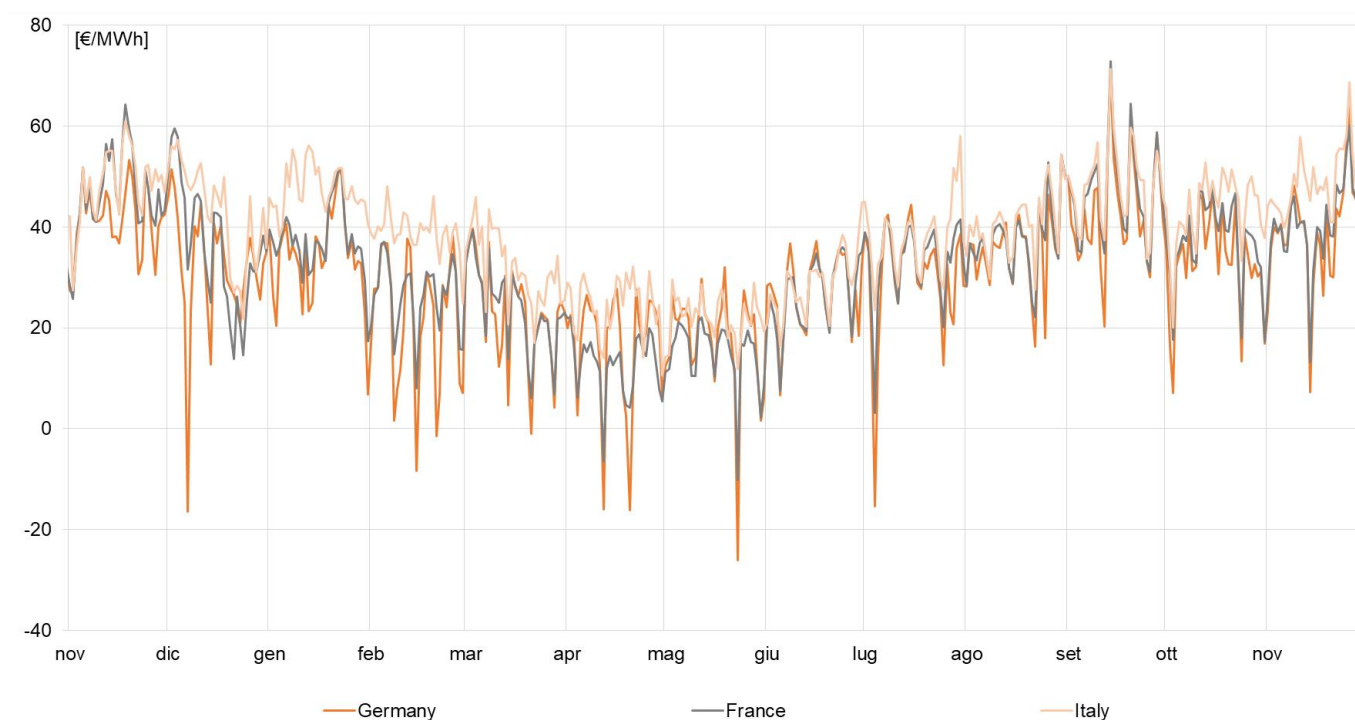
Nel mese di novembre 2020 i prezzi del Brent sono in aumento rispetto a ottobre, attestandosi a \$43/bbl (+6,4%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a \$52,7/t, in diminuzione rispetto al mese precedente (-7,3%).

I prezzi del gas in Europa a novembre sono diminuiti fino ad un valore medio mensile di €13,7/MWh (-1,4% rispetto al mese precedente); in aumento invece il PSV che si è attestato a €14/MWh (+2,9%).

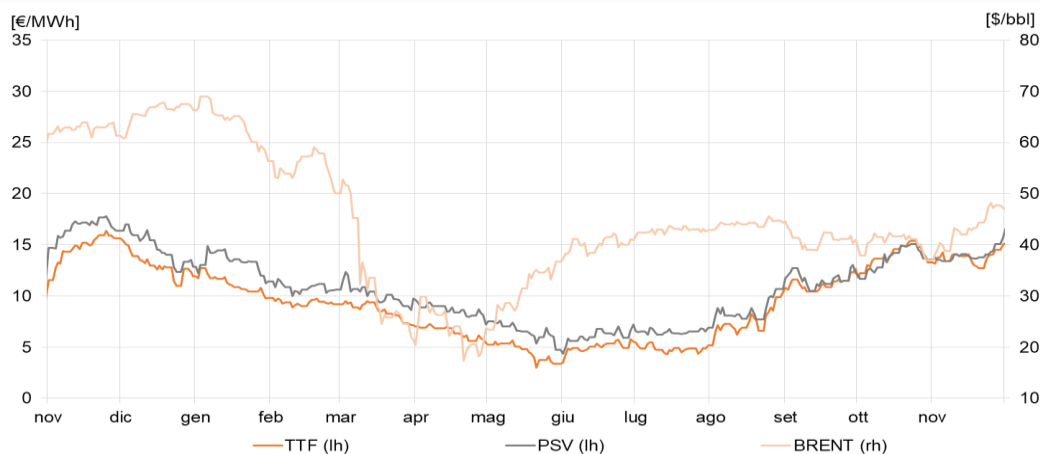
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di novembre sono aumentati rispetto al mese precedente con una media mensile di €49,5/MWh (+14,3%). In aumento anche la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €41,4/MWh (+11,6%) e quella tedesca con €40/MWh (+20,5%) rispetto ad ottobre.

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

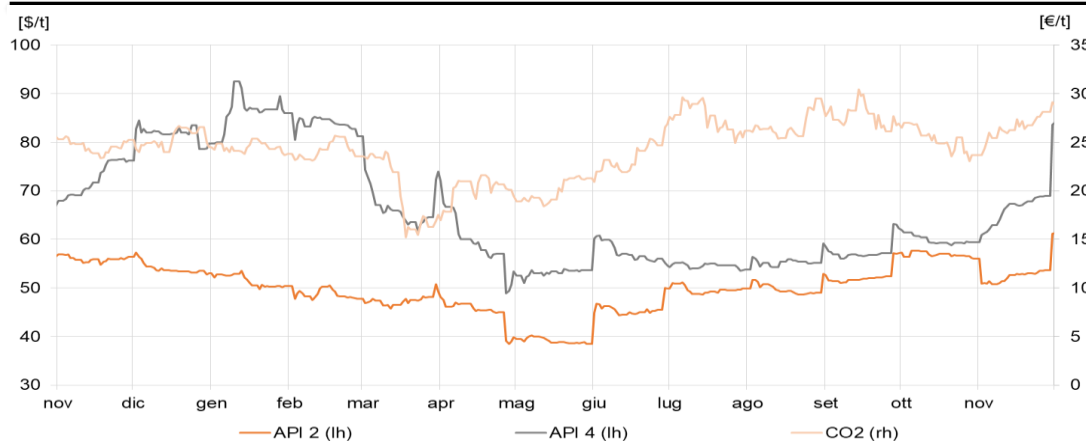
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile
PSV-TTF = +€0,3/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

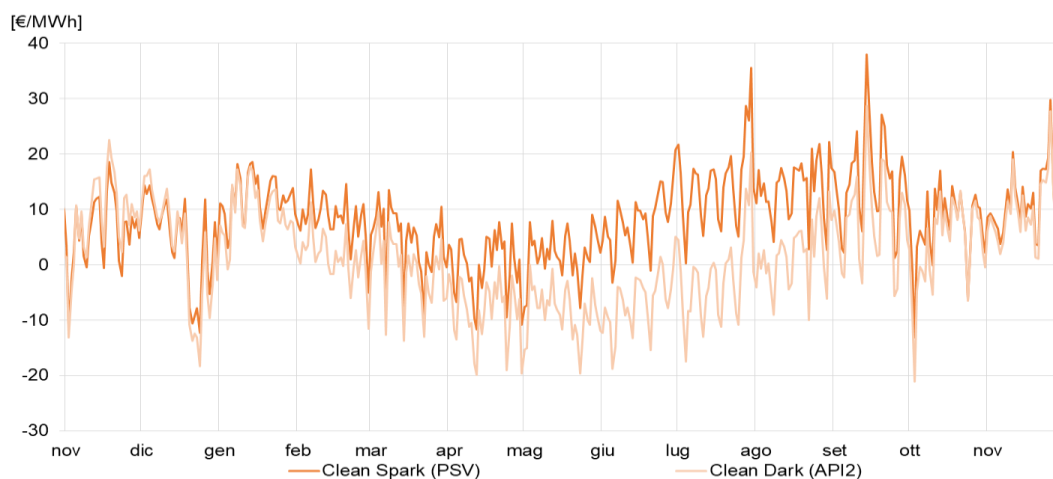
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile
API2-API4 = -\$13,8/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark & Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
medio mensile =
+€11,8/MWh

Clean dark spread API2
medio mensile = +€10/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di novembre 2020 i prezzi forward del Brent si sono attestati intorno ai \$45,3/bbl in aumento rispetto ai \$44,5/bbl di ottobre (+2%).

I prezzi medi forward del carbone (API2) sono diminuiti rispetto ad ottobre, attestandosi a circa \$54,6/t (-4,2%).

I prezzi medi forward del gas in Italia (PSV) sono in diminuzione rispetto al mese precedente (-2,8%), attestandosi intorno ai €14,1/MWh; in diminuzione anche i prezzi forward del gas in Europa (TTF), che si sono attestati a €13,6/MWh (-2,8%).

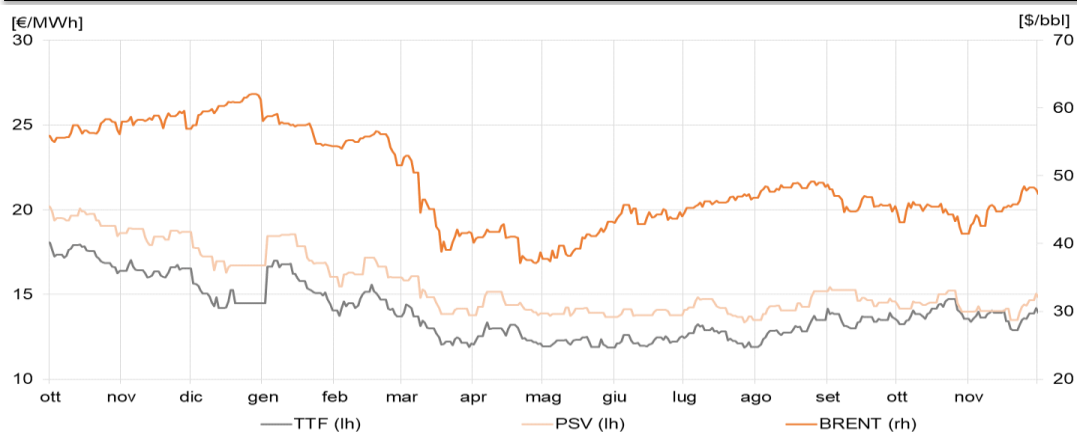
I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €47,6/MWh, in calo rispetto al mese precedente (-3,4%). Trend in diminuzione anche per la borsa francese, dove il prezzo si attesta a circa €43,1/MWh (-2,5%), e per la borsa tedesca, dove il prezzo è pari a €39,4/MWh (-1%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



Variazione media mensile
PSV-TTF = +€0,5/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

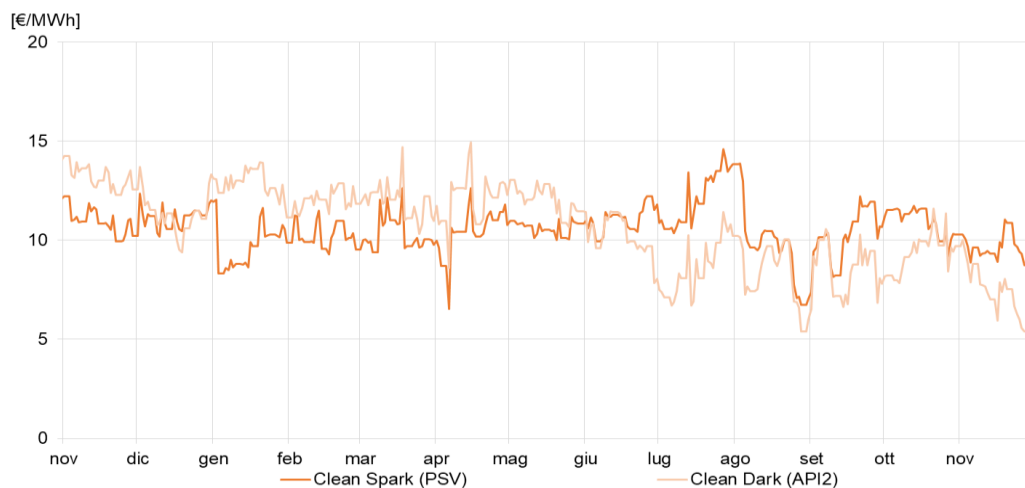
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



Variazione media mensile
API2-API4 = -\$15,6/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
medio mensile = +€9,7/MWh

Clean dark spread API2
medio mensile = +€7,4/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 2020. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Misure straordinarie in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica in relazione all'emergenza epidemiologica COVID-19 e disposizioni accessorie in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione

[Delibera 436/2020/R/eel](#)

L'Autorità ha aggiornato la regolazione infrastrutturale al fine di neutralizzare gli effetti penalizzanti per Terna dell'emergenza COVID-19 e ha definito alcune disposizioni accessorie in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione. In particolare, l'Autorità:

- estende di 3 mesi (al 30 settembre 2020) la franchigia rispetto alla data obiettivo, definita con delibera 579/17, di entrata in esercizio per i progetti O-NPR1 (opere nuovo periodo di regolazione 2016-19), ai fini dell'applicabilità dei meccanismi incentivanti previsti e del riconoscimento dei lavori in corso;
- prevede che Terna, entro il 30 giugno 2022, possa presentare specifiche istanze per l'applicazione dei meccanismi incentivanti la realizzazione di capacità di trasporto e l'efficienza dei costi di investimento per progetti di incremento della capacità di trasporto tra zone realizzati anche successivamente al 31 dicembre 2023, qualora l'entrata in esercizio dell'intervento sia stata ritardata oltre tale data esclusivamente in ragione dell'emergenza COVID-19;
- fissa la scadenza per la predisposizione della seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo al 31 gennaio 2021;
- ammette al meccanismo incentivante la realizzazione della capacità obiettivo le sezioni che collegano la zona Sicilia ad altre zone italiane o estere.

Approvazione del documento “Glorenza (IT) – Nauders (AT)” exemption application - Opinion of the Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment

[Delibera 473/2020/R/eel](#)

L'Autorità, previo coordinamento con l'Autorità di regolazione austriaca (E-Control), ha espresso parere favorevole al rilascio da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di una esenzione dall'articolo 9 (obblighi in materia di *unbundling*) della direttiva UE 72/2009 e dall'articolo 19, commi 2 e 3 (in materia di destinazione dei ricavi d'asta) del Regolamento UE 943/2019, in favore della Società Resia, per una potenza pari a 150 MW e per una durata di 10 anni dall'entrata in esercizio commerciale dell'*interconnector* Passo Resia (Glorenza-Nauders).

Ulteriori disposizioni per l'implementazione a livello nazionale del Regolamento UE 2017/2196 in materia di ripristino del sistema elettrico

[Delibera 446/2020/R/eel](#)

Nell'ambito dell'implementazione a livello nazionale del Regolamento UE 2017/2196 (Regolamento Emergency and Restoration) l'Autorità ha:

- definito i criteri per la valorizzazione delle risorse di dispacciamento e degli sbilanciamenti in caso di sospensione delle attività di mercato;
- fornito precisazioni in merito al meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di generazione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico;
- dato mandato a Terna di adeguare, in coerenza con i criteri di cui al primo alinea, l'Allegato A75 al Codice di Rete (relativo alle Modalità di gestione della rete in caso di sospensione e ripristino delle attività di mercato)

Approvazione della richiesta di deroga al termine per l'applicazione di un periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti, di cui all'articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 (Regolamento Balancing)

[Delibera 474/2020/R/eel](#)

L'Autorità ha prorogato al 1 gennaio 2025 (dal 18 dicembre 2020) il termine per l'applicazione del periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti di cui al Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing).

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 2021

[Delibera 468/2020/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato il Regolamento per lo svolgimento delle procedure di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC) per l'anno 2021.

Rispetto alle procedure degli scorsi anni il Regolamento per il 2021 introduce alcune modifiche, tra cui:

- il calcolo della quantità massima richiedibile di CCC nelle aste annuali è effettuato per gruppo societario e non per singolo operatore di mercato;
- nell'asta multisessione, è introdotto il blocco delle offerte non accettate non rilanciate oltre il prezzo marginale della sessione precedente;
- sono eliminati i CCP che coprono il differenziale di prezzo tra il polo di produzione limitata e la zona di mercato adiacente come diretta conseguenza della nuova configurazione zonale in vigore dal 1 gennaio 2021.

Approvazione dello schema contrattuale per il servizio di importazione virtuale e del regolamento disciplinante le aste per l'assegnazione del servizio per l'anno 2021

[Delibera 492/2020/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato il Regolamento predisposto da Terna per l'assegnazione del servizio di importazione virtuale per l'anno 2021 e il relativo schema di contratto tra Terna e i soggetti selezionati per lo svolgimento di tale servizio (shipper).

Il Regolamento e lo schema di contratto, analoghi a quelli valevoli per il 2020, prevedono procedure per l'assegnazione del servizio anche per periodi inferiori all'anno.

Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza)

[Delibera 491/2020/R/eeI](#)

L'Autorità ha definito la regolazione del servizio a tutele graduali per le imprese connesse in bassa tensione (BT) che si trovino senza fornitore a partire dal 1° gennaio 2021 per effetto del superamento del servizio di maggior tutela. Si tratta di imprese che si qualificano come piccole imprese (imprese che hanno tra i 10 e i 50 dipendenti e un fatturato annuo tra i 2 ed i 10 mln di €) oppure imprese con livello di potenza impegnata superiore a 15 kW.

Dal 1° gennaio 2021 al 30 giugno 2021, il servizio verrà erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela che continueranno ad approvvigionarsi direttamente da AU (assegnazione provvisoria) mentre dal 1° luglio 2021, l'erogazione del servizio verrà assegnata su base triennale mediante una procedura concorsuale (assegnazione a regime).

Alle gare potranno partecipare gli operatori in possesso di specifici requisiti minimi, di solidità economico-finanziaria e di natura gestionale/operativa (tra cui ad esempio il versamento delle garanzie richieste da Terna e dal distributore, la puntualità di pagamento delle fatture di dispacciamento e trasporto, rispettivamente, nei confronti di Terna e delle imprese distributrici).

Perfezionamento della disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021 e revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi in bassa tensione, di cui alla Tabella 4 del Testo Integrato Settlement

[Delibera 449/2020/R/eeI](#)

L'Autorità ha ridotto i coefficienti delle perdite standard di natura commerciale da applicare alle imprese distributrici ai fini perequativi per il triennio 2019-2021, in ragione dei tassi di miglioramento registrati nel triennio 2016-2018. Coerentemente con tale modifica, ARERA prevede l'aggiornamento dal 1° gennaio 2021 dei coefficienti di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo su rete BT di cui al TIS (Testo Integrato Settlement), che passano dall'attuale 10,4% al 10,2%.

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

IMCEI – Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali: L'indice IMCEI mensile è stato costruito partendo dalle misure dei prelievi mensili dei circa 530 clienti direttamente connessi in alta tensione e di cui Terna è responsabile della misura. Tali clienti sono stati riclassificati in base ai Codici Ateco2007 e aggregati per classi merceologiche significative dal punto di vista elettrico. L'indice adimensionale è stato costruito prendendo come base 100 l'anno 2015.



Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili del 2019 sono definitivi, mentre quelli del 2020 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2020 – 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.