

Agosto 2020



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Agosto 2020

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di agosto 2020, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.072GWh, in lieve flessione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,4%). In particolare si registra una riduzione della produzione idroelettrica (-3,9%), del saldo estero (-31,1%) e un aumento della produzione eolica (+66,0%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2020 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (198.604GWh) risulta in riduzione (-7,7%) rispetto al 2019. Il risultato di agosto 2020 è stato ottenuto con lo stesso numero di giorni lavorativi (21) e con una temperatura media mensile pressoché uguale a quella di agosto dello scorso anno, ma superiore rispetto alla media decennale di 0,8°C. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a -1,2%.



02 Sistema Elettrico pag. 12

Nel mese di agosto 2020, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 54% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 40% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero. Nel mese di agosto, la composizione di dettaglio della produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili fa registrare una riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-4,5%), della produzione geotermoelettrica (-2,9%), della produzione da biomasse (-1,1%) e un aumento della produzione eolica (+66,0%) e fotovoltaica (+2,2%) rispetto all'anno precedente.



03 Mercato Elettrico pag. 15

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP ad agosto è pari a circa 1 Mld €, in riduzione del 5% rispetto al mese precedente e del 20% rispetto ad agosto 2019. Ad agosto il differenziale tra prezzi a salire e a scendere in MSD è pari a 80,6 €/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 8% e in riduzione rispetto ad agosto 2019 del 5%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+15%). Il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a 83,9 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (81,2 €/MWh; +3%) e in riduzione rispetto ad agosto 2019 (91,8 €/MWh; -9%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-3%).



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.



Agosto 2020

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di agosto 2020, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.072GWh, in lieve flessione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,4%). In particolare si registra una riduzione della produzione idroelettrica (-3,9%), del saldo estero (-31,1%) e un aumento della produzione eolica (+66,0%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2020 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (198.604GWh) risulta in riduzione (-7,7%) rispetto al 2019.

Bilancio Energia

[GWh]	Agosto 2020	Agosto 2019	%20/19	Gen-Ago 20	Gen-Ago 19	%20/19
Idrica	4.333	4.511	-3,9%	32.345	31.357	3,2%
di cui Pompaggio in produzione ⁽²⁾	107	88	22,4%	1.148	1.063	8,0%
Termica	15.746	15.749	0,0%	112.974	124.837	-9,5%
di cui Biomasse	1.464	1.481	-1,1%	11.760	11.657	0,9%
Geotermica	470	484	-2,9%	3.778	3.810	-0,8%
Eolica	1.207	727	66,0%	12.656	13.200	-4,1%
Fotovoltaica	2.937	2.873	2,2%	19.977	18.402	8,6%
Totale produzione netta	24.693	24.344	1,4%	181.730	191.606	-5,2%
di cui Produzione da FER ⁽³⁾	10.304	9.989	3,2%	79.368	77.363	2,6%
Importazione	2.186	2.783	-21,5%	24.542	28.904	-15,1%
Esportazione	654	559	17,0%	6.028	3.740	61,2%
Saldo estero	1.532	2.224	-31,1%	18.514	25.164	-26,4%
Pompaggi	153	125	22,4%	1.640	1.519	8,0%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.072	26.443	-1,4%	198.604	215.251	-7,7%

Ad agosto 2020 si registra una riduzione della produzione geotermoelettrica (-2,9%), un aumento della produzione fotovoltaica (+2,2%) e la produzione termoelettrica risulta in linea (0,0%) rispetto all'anno precedente. Nel 2020, si registra una variazione dell'export +61,2% rispetto all'anno precedente. Ad agosto la produzione totale netta è in aumento (+1,4%) rispetto allo stesso mese del 2019.

(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

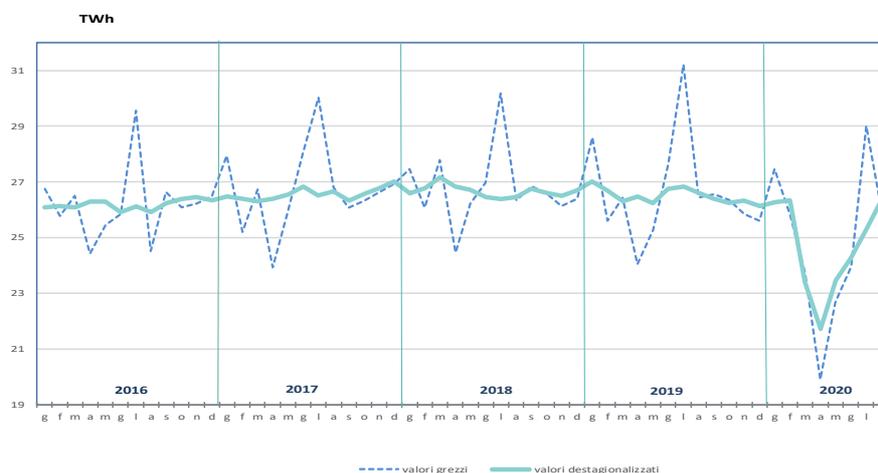
Fonte: Terna

Il risultato di agosto 2020 è stato ottenuto con lo stesso numero di giorni lavorativi (21) e con una temperatura media mensile pressoché uguale a quella di agosto dello scorso anno, ma superiore rispetto alla media decennale di 0,8°C. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a -1,2%.

I primi otto mesi del 2020 risultano in flessione del 7,7% rispetto al corrispondente periodo del 2019. In termini rettificati la variazione resta pressoché uguale (-7,5%).

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di agosto 2020 ha fatto registrare una variazione positiva ormai per il quarto mese consecutivo: +4% rispetto al mese precedente. Tale risultato cambia il profilo del trend che si porta su un andamento crescente.

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 +4%.

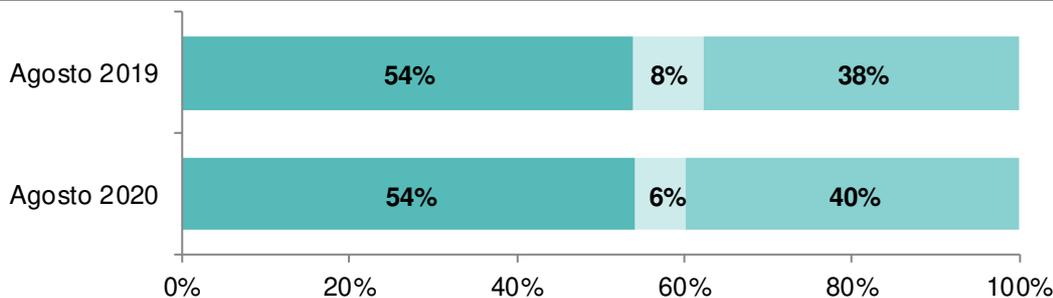
Fonte: Terna

Composizione Fabbisogno

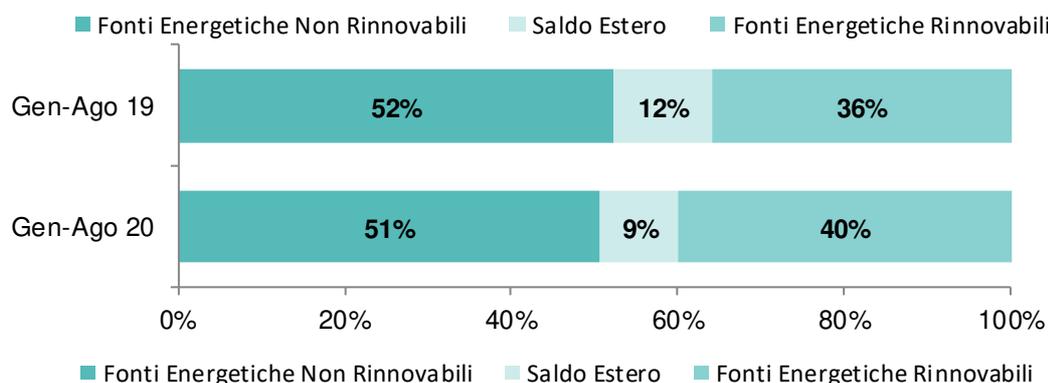
Nel mese di agosto 2020, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 54% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 40% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2020, la richiesta di energia elettrica è stata di 198.604GWh ed è stata soddisfatta al 51% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 40% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Composizione Fabbisogno



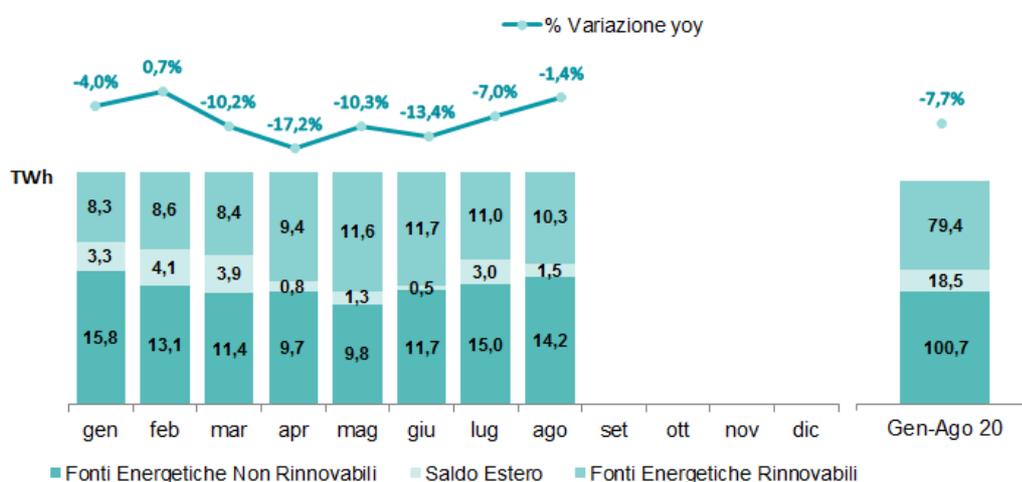
Nel mese di agosto la produzione da fonti energetiche rinnovabili è in aumento (+3,2%) rispetto allo stesso mese del 2019.



Nel 2020 la produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili fa registrare una variazione percentuale del -10,6% 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 -7,7% rispetto al 2019.

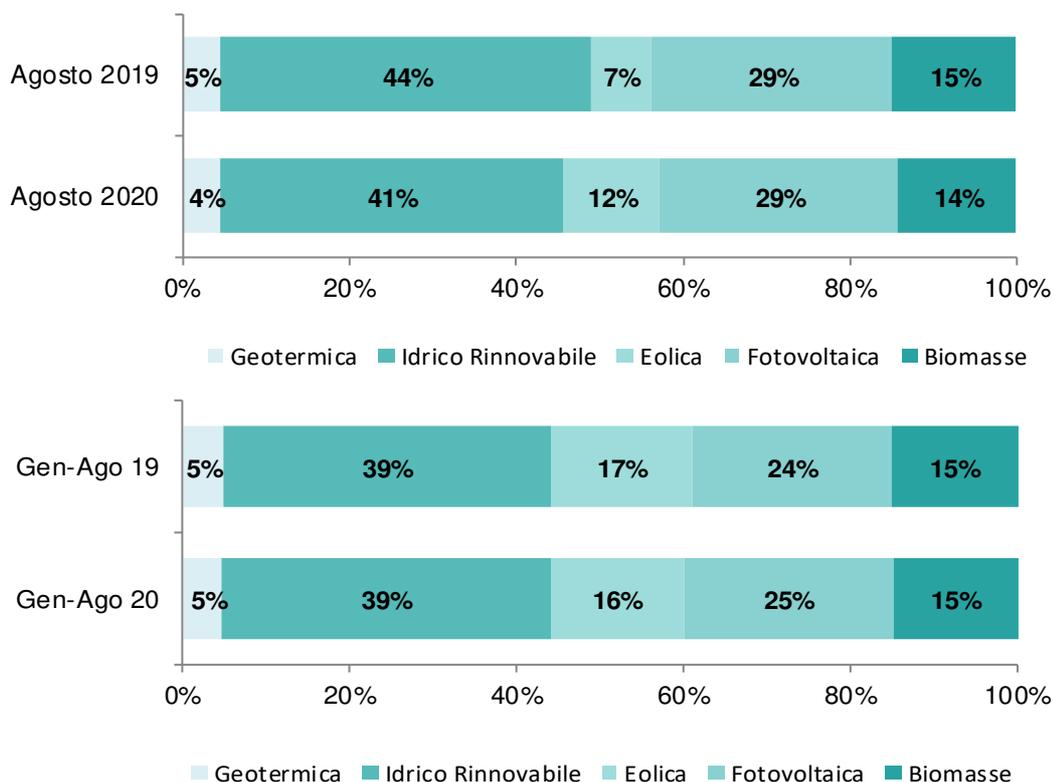
Nel 2020 la produzione energetica da fonti rinnovabili (79,4TWh) fa registrare una variazione del +2,6% rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Nel mese di agosto, la composizione di dettaglio della produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili fa registrare una riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-4,5%), della produzione geotermoelettrica (-2,9%), della produzione da biomasse (-1,1%) e un aumento della produzione eolica (+66,0%) e fotovoltaica (+2,2%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili

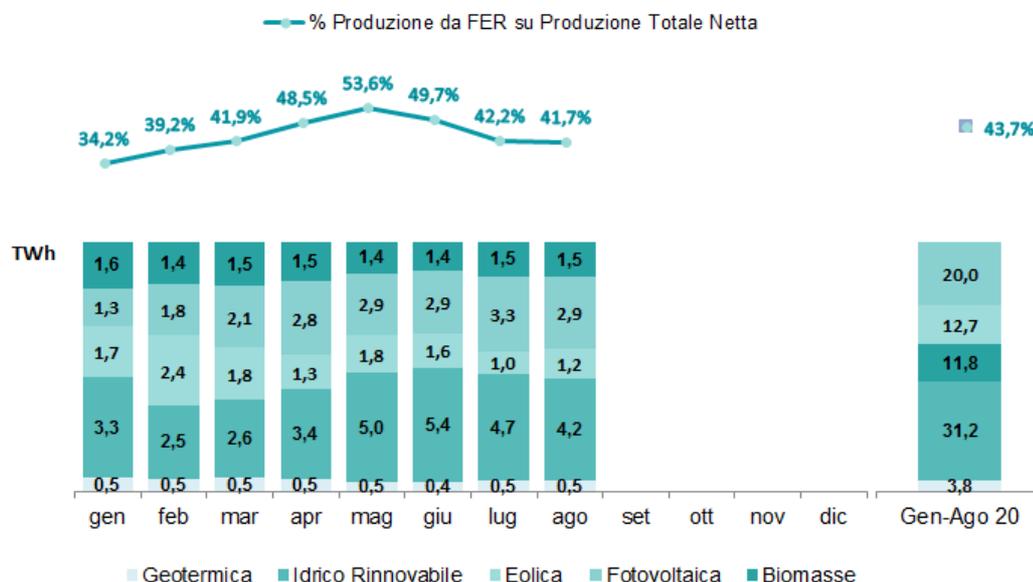


Ad agosto del 2020 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in flessione mom (-6,4%).

Nel 2020 si registra un aumento della produzione da idrico rinnovabile (+3,0%) e della produzione fotovoltaica (+8,6%) rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

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



Nel 2020 il 43,7% della produzione nazionale netta è stata da Fonti Energetiche Rinnovabili per un valore pari a 79,4TWh. Nel mese di agosto 2020 la produzione da FER ha contribuito per il 41,7% alla produzione totale netta nazionale, in aumento rispetto allo stesso mese del 2019 (41,0%).

Fonte: Terna

Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2020 la produzione totale netta destinata al consumo (180.090GWh) ha soddisfatto il 90,7% della richiesta di energia elettrica nazionale (198.604GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2020

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	3.431	2.631	2.822	3.607	5.216	5.466	4.839	4.333					32.345
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	120	130	213	211	179	95	94	107					1.148
Termica	17.421	14.615	12.948	11.255	11.307	13.156	16.526	15.746					112.974
di cui Biomasse	1.550	1.434	1.492	1.471	1.446	1.383	1.523	1.464					11.763
Geotermica	489	460	498	477	479	442	463	470					3.778
Eolica	1.711	2.403	1.761	1.263	1.756	1.578	977	1.207					12.656
Fotovoltaica	1.263	1.786	2.071	2.795	2.893	2.932	3.300	2.937					19.977
Produzione Totale Netta	24.315	21.895	20.100	19.397	21.651	23.574	26.105	24.693					181.730
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	8.324	8.584	8.431	9.402	11.612	11.706	11.008	10.304					79.371
Import	4.068	4.622	4.436	1.798	2.325	1.565	3.542	2.186					24.542
Export	749	549	499	984	1.048	1.050	495	654					6.028
Saldo Estero	3.319	4.073	3.937	814	1.277	515	3.047	1.532					18.514
Pompaggi	171	186	304	301	255	136	134	153					1.640
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	27.463	25.782	23.733	19.910	22.673	23.953	29.018	26.072					198.604

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

Fonte: Terna

Nel 2020 la produzione totale netta risulta in riduzione (-5,2%) rispetto al 2019 e la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 29.018GWh.

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
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	138	125	95	88	108	185	137	197	1.690
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	10.373	11.571	11.481	9.989	8.858	7.559	9.473	9.639	112.891
Import	3.352	4.154	4.202	3.040	3.559	3.694	4.120	2.783	3.343	4.183	3.602	3.955	43.987
Export	531	325	418	509	399	410	589	559	581	494	452	555	5.822
Saldo Estero	2.821	3.829	3.784	2.530	3.161	3.284	3.531	2.224	2.762	3.689	3.150	3.400	38.165
Pompaggi	251	183	223	227	197	178	135	125	154	264	195	282	2.414
Richiesta di Energia elettrica⁽¹⁾	28.599	25.598	26.427	24.045	25.281	27.648	31.210	26.443	26.562	26.344	25.842	25.598	319.597

Fonte: Terna

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

(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 agosto 2020 si evidenzia un fabbisogno in linea in zona Nord (To-Mi-Ve) e in riduzione 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
Agosto 2020	2.541	4.748	3.871	3.968	3.850	4.405	1.846	843
Agosto 2019	2.505	4.913	3.837	4.137	3.841	4.464	1.882	864
% Agosto 20/19	1,4%	-3,4%	0,9%	-4,1%	0,2%	-1,3%	-1,9%	-2,4%
Progressivo 2020	19.736	41.603	30.802	30.214	28.119	30.025	12.413	5.692
Progressivo 2019	21.589	46.079	33.357	33.430	30.220	31.702	12.810	6.064
% Progressivo 20/19	-8,6%	-9,7%	-7,7%	-9,6%	-7,0%	-5,3%	-3,1%	-6,1%

Nel 2020 la variazione percentuale progressiva yoy del fabbisogno è pari al -8,8% in zona Nord, al -8,4% al Centro, -5,3% al Sud e -4,1% nelle Isole.

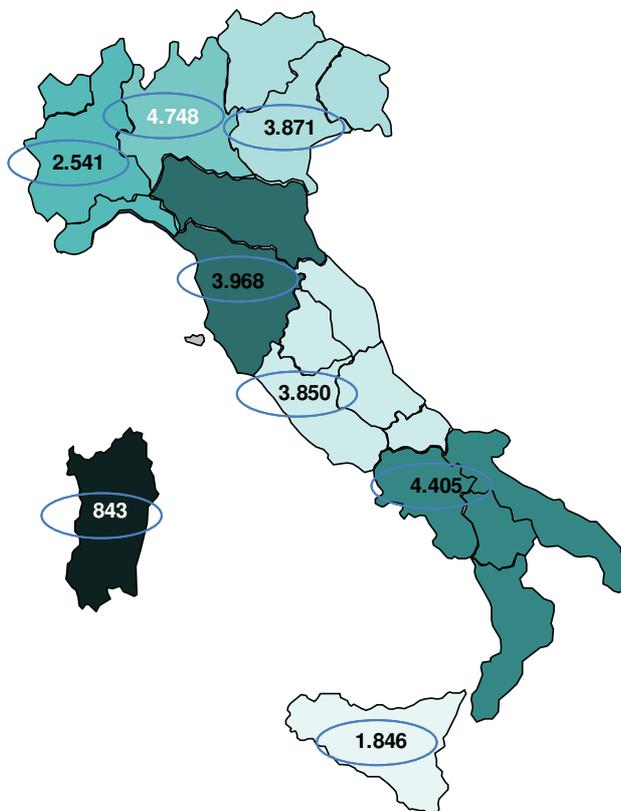
Fonte: Terna

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



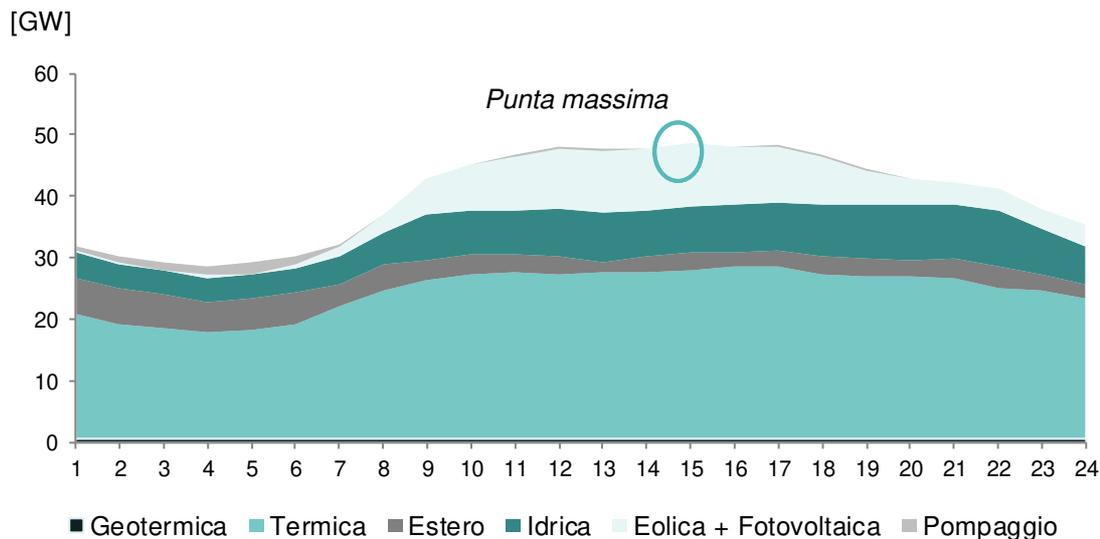
Fonte: Terna

(*) 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 agosto 2020 la punta in potenza è stata registrata il giorno **Lunedì 3 agosto 14:00-15:00** ed è risultato pari a 46.608MW (-6,4% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

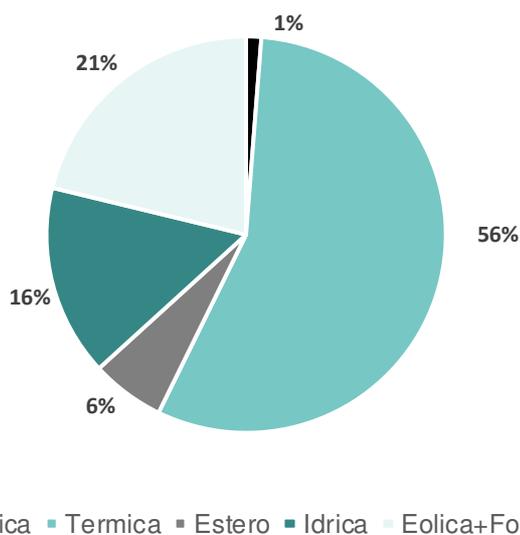
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è stato pari a 27.395 MW, in riduzione del -4,7% rispetto al contributo del termico alla punta di agosto 2019 (28.755 MW).

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 03 agosto 2020 14:00-15:00



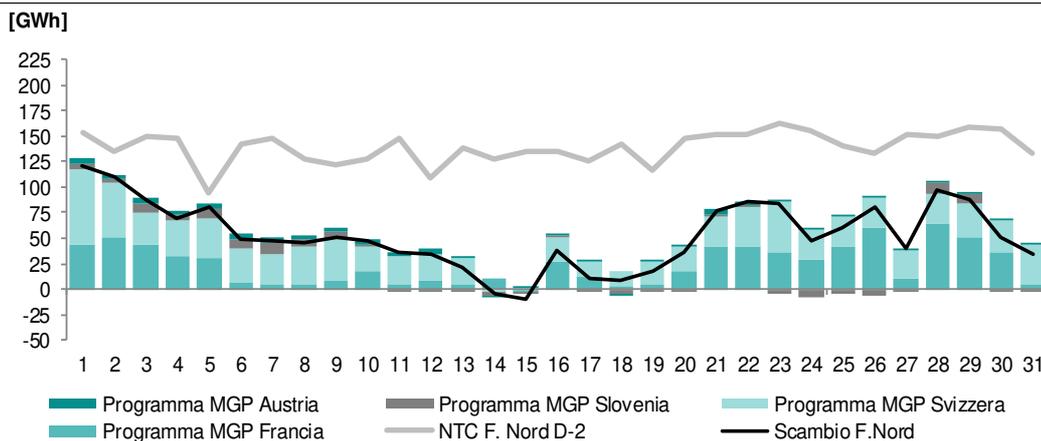
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 38%, la produzione termica per il 56% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Agosto 2020

Nel mese di agosto si evidenziano situazioni di export netto, principalmente sulla frontiera slovena e una scarsa saturazione nella parte centrale del mese.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di agosto 2020 si registra un Import pari a 2.186GWh e un Export pari a 654GWh.

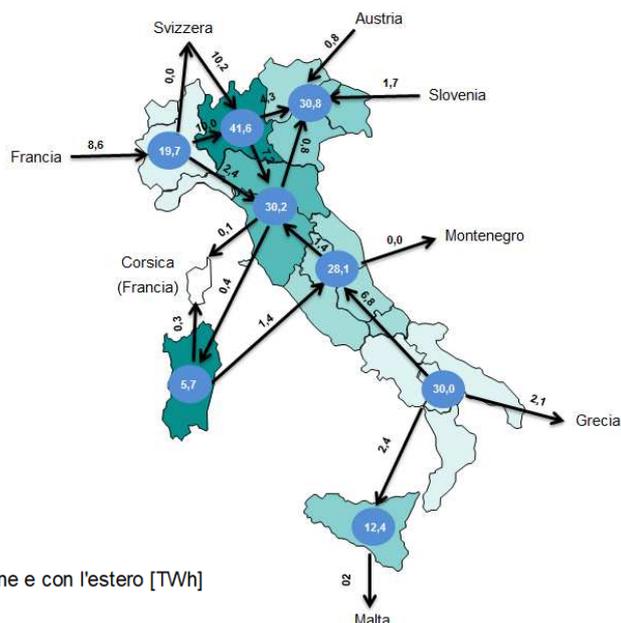
Fonte: Terna

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



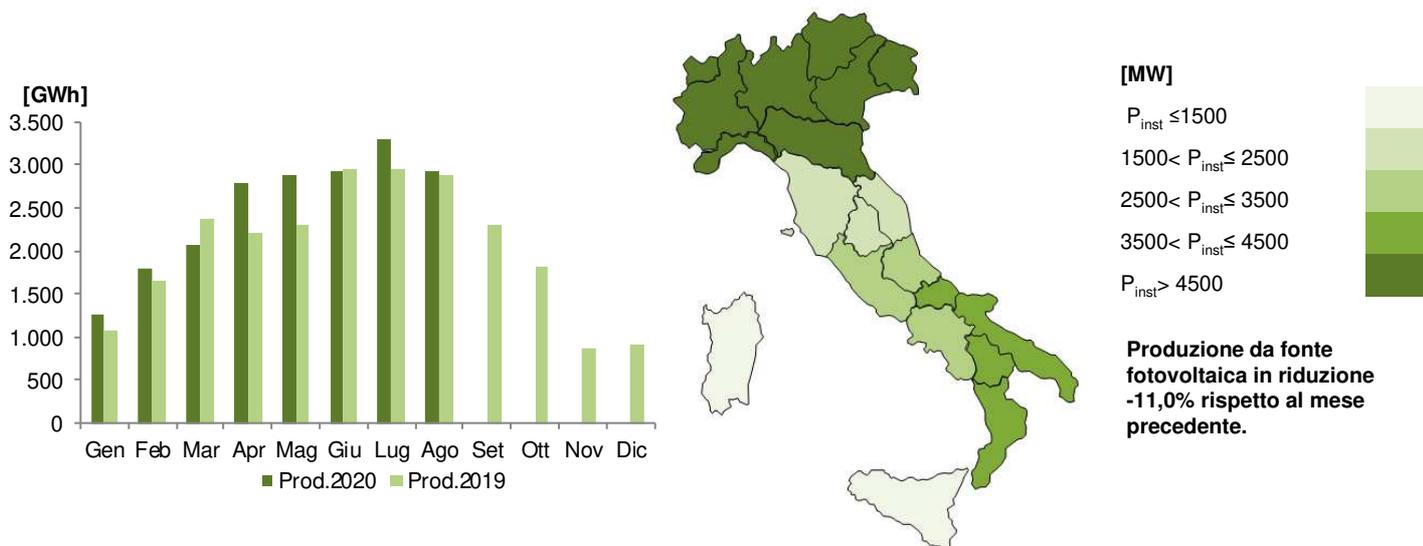
Nel 2020 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 8,8TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 2,4TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di agosto 2020 si attesta a 2.937GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 363GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+8,6%).

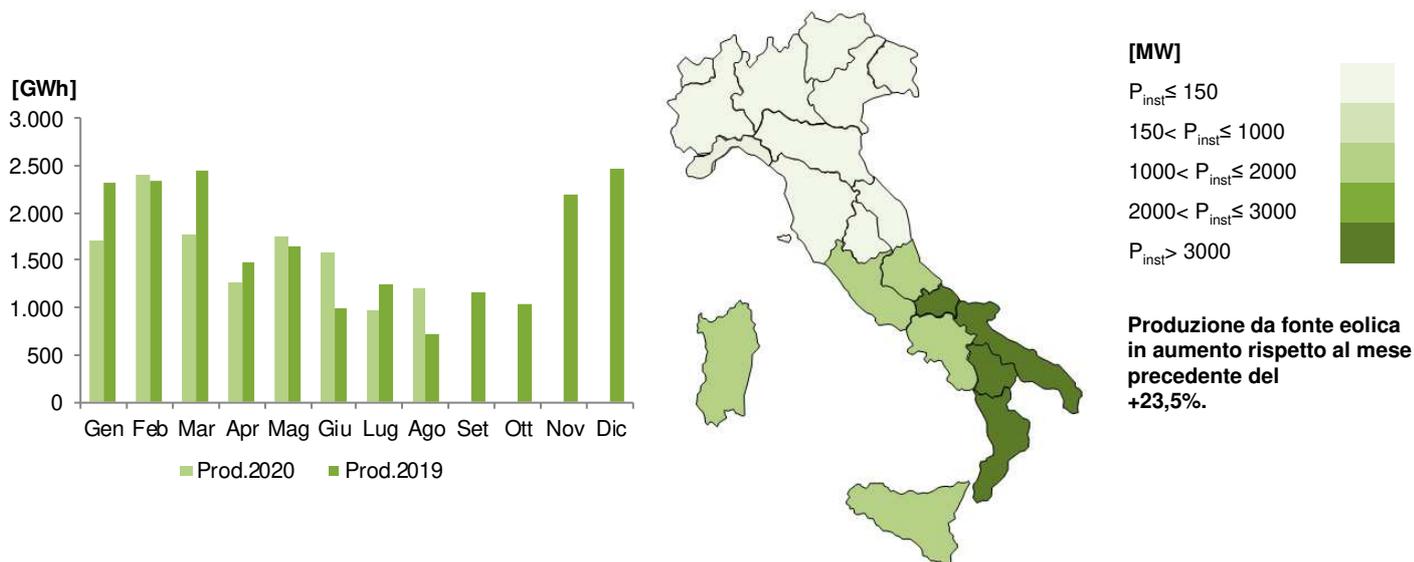
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di agosto 2020 si attesta a 1.207GWh in aumento rispetto al mese precedente di 230GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-4,1%).

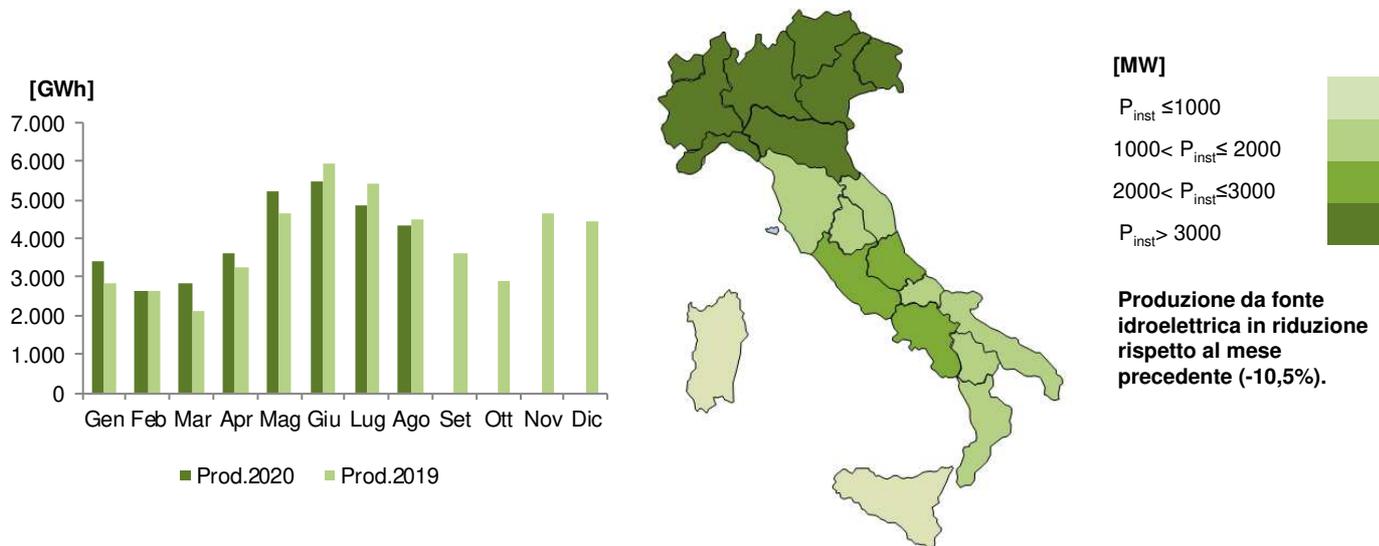
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di agosto 2020 si attesta a 4.333GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 506GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+3,2%) rispetto all'anno precedente.

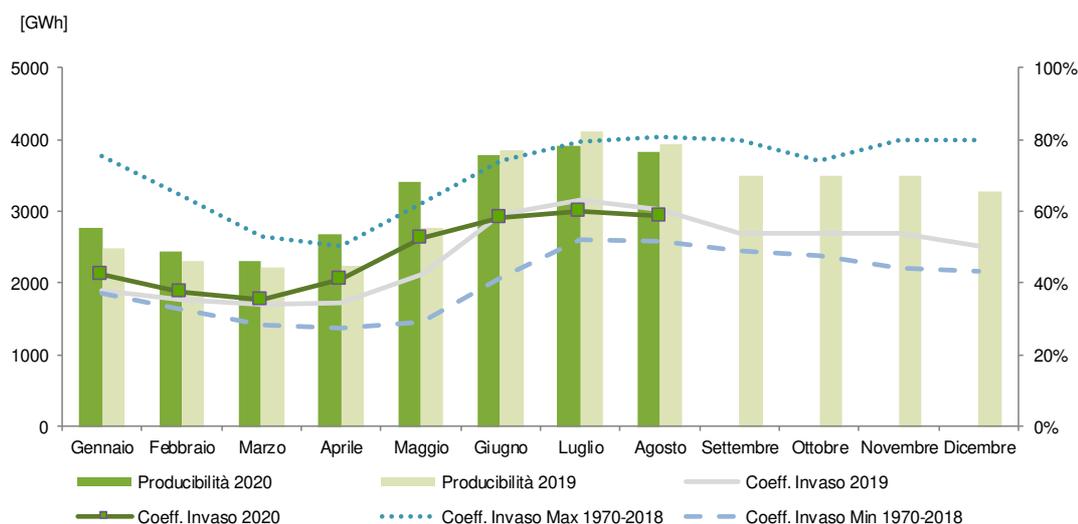
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



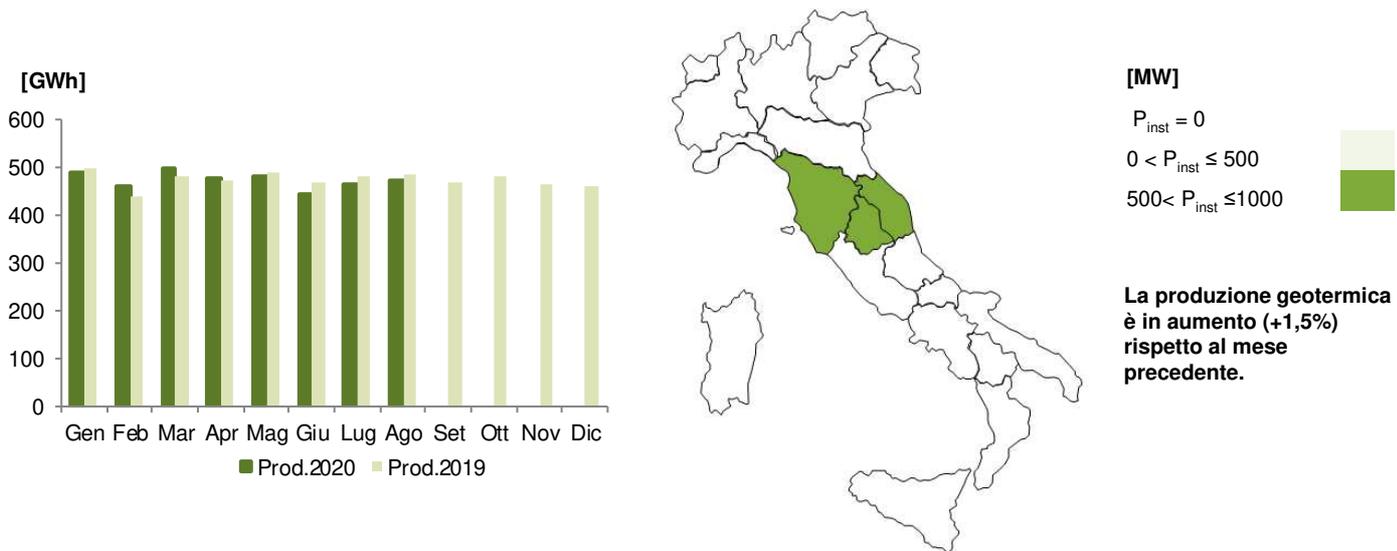
Nel mese di agosto 2020, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al 58,7% in riduzione rispetto allo stesso mese del 2019.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2020	[GWh]	2.729	893	204	3.826
	% (Invaso / Invaso Massimo)	63,1%	49,3%	53,5%	58,7%
	[GWh]	2.870	855	214	3.938
	% (Invaso / Invaso Massimo)	66,4%	47,1%	56,1%	60,4%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di agosto 2020 si attesta a 470GWh in aumento rispetto al mese precedente di 7GWh. Il dato progressivo annuo è in linea (-0,8%) rispetto all'anno precedente.

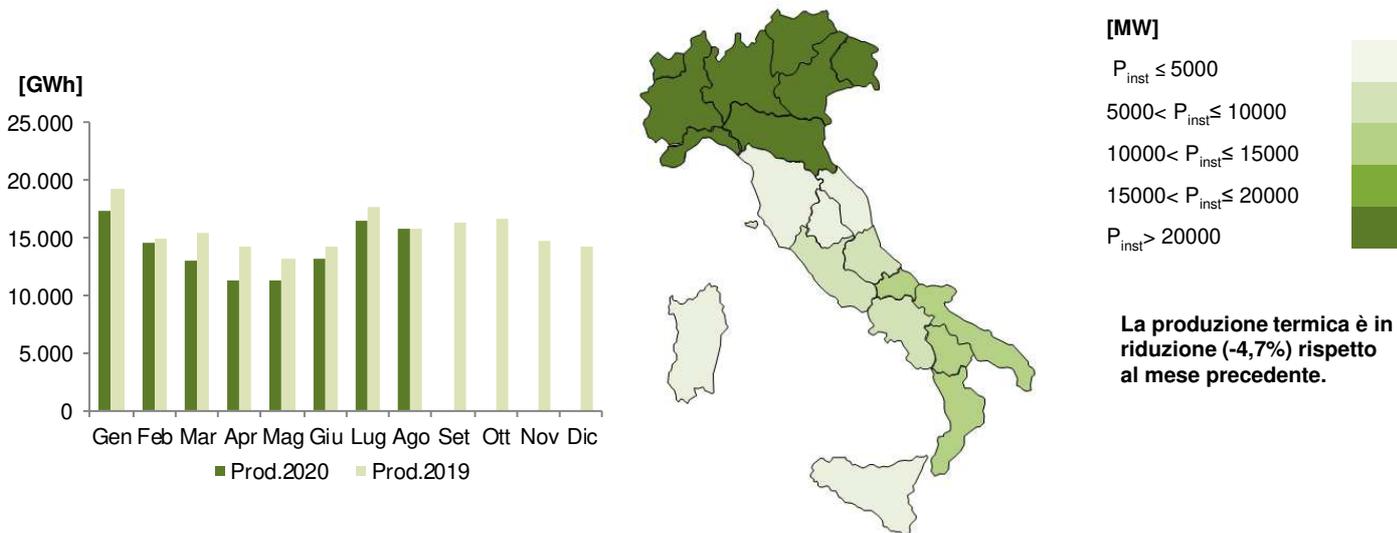
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di agosto 2020 si attesta a 15.746GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 780GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-9,5%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



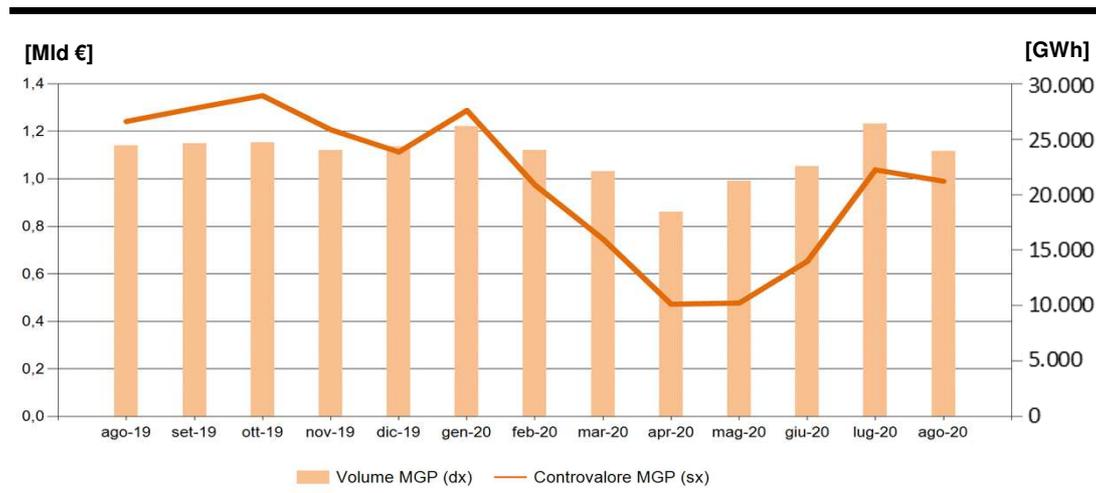
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP ad agosto è pari a circa 1 Mld €, in riduzione del 5% rispetto al mese precedente e del 20% rispetto ad agosto 2019.

La riduzione rispetto a luglio è dovuta ad una riduzione dei volumi, mentre la riduzione rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una diminuzione del PUN medio passato da 49,5 €/MWh (agosto 2019) a 40,3 €/MWh (agosto 2020).

Controvalore e volumi MGP

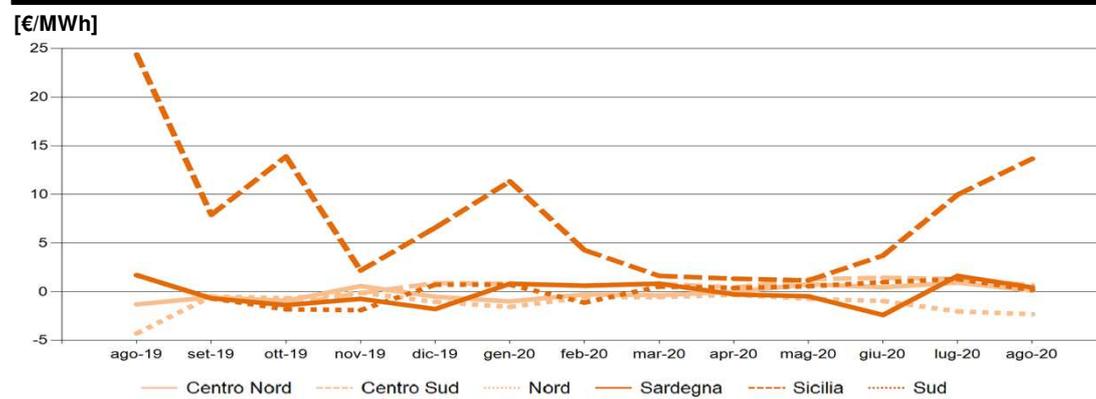


Controvalore agosto 2020 in riduzione del 20% rispetto a agosto 2019

Nel mese di agosto i prezzi zonali sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +13,7 €/MWh e della zona Nord che registra un differenziale pari a -2,3 €/MWh.

Rispetto ad agosto 2019 il prezzo della zona Sicilia ha registrato una riduzione media pari a 19,9 €/MWh, mentre per le altre zone si è avuta una riduzione media pari a 9,3 €/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonali agosto 2020 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione della Sicilia e del Nord

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco ad agosto è pari per la zona Sardegna a 3,4 €/MWh, per la zona Nord a 8,5 €/MWh ed è mediamente pari a 5 €/MWh per le restanti zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a luglio è stato pari per la zona Sicilia a 5,5 €/MWh, per la zona Nord a 10,9 €/MWh ed è stato mediamente pari a 7,1 €/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	40,3	38	40,4	41	40,5	54	40,7
YoY	-9,2	-7,2	-7,8	-10,3	-10,8	-19,9	-10,5
Δ vs PUN	-	-2,3	0,1	0,7	0,2	13,7	0,4
Δ vs PUN 2019	-	-4,3	-1,3	1,7	1,7	24,4	1,7
Picco	44,7	43,6	44,1	44,1	43,1	57,8	43
Fuori picco	38,1	35,1	38,5	39,4	39,1	52	39,6
Δ Picco vs Fuori Picco	6,6	8,5	5,6	4,7	4	5,8	3,4
Minimo	10	10	10	10	8	8	0
Massimo	75,7	75	75	75	75	84,9	75

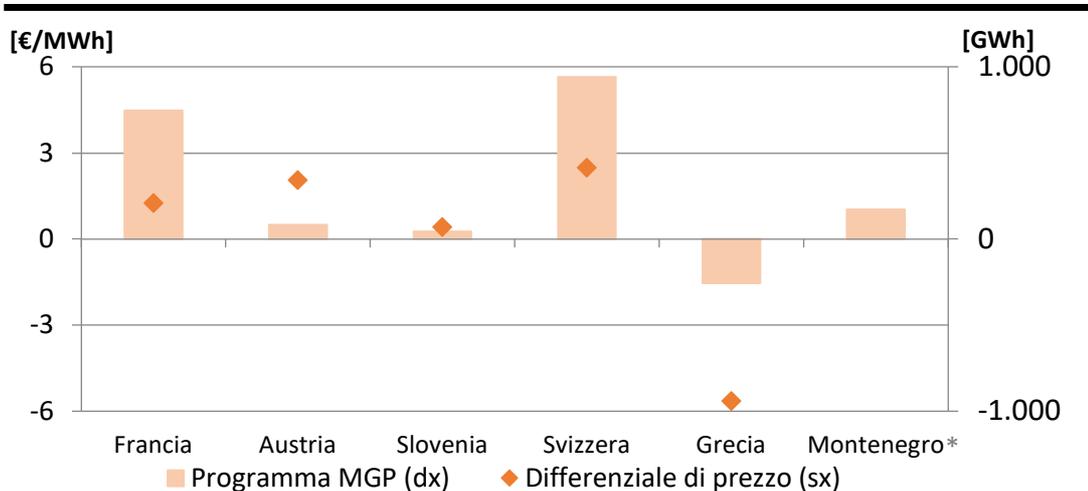
Differenziale picco-fuori picco in riduzione rispetto al mese precedente in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di agosto si registra una diminuzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

L'import complessivo è di 2,4 TWh, con Francia e Svizzera che rappresentano rispettivamente il 36% e il 43% del totale. L'export complessivo è pari a 0,6 TWh, di cui la Grecia rappresenta il 44% e la Francia il 18%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 1,8 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

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

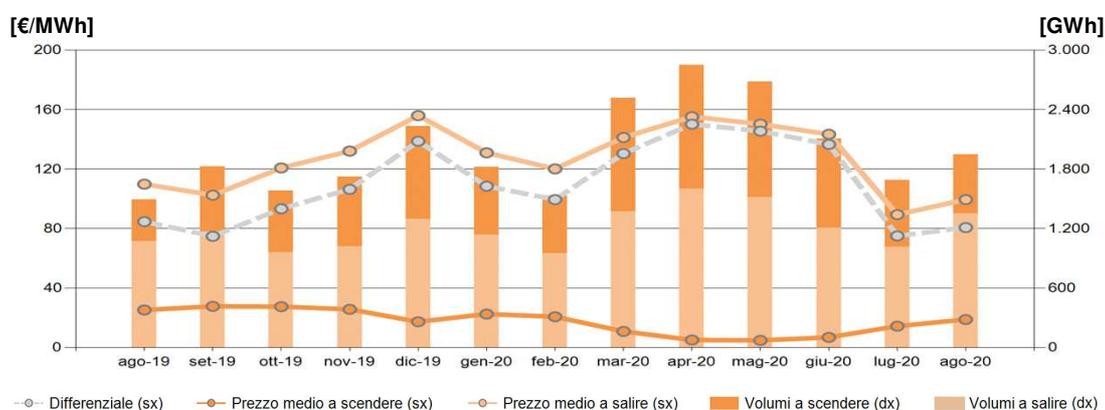
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

Ad agosto il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 80,6 €/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 8% e in riduzione rispetto ad agosto 2019 del 5%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+15%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 33% e quelle a scendere sono diminuite del 11%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 26% e quelle a scendere risultano aumentate del 42%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



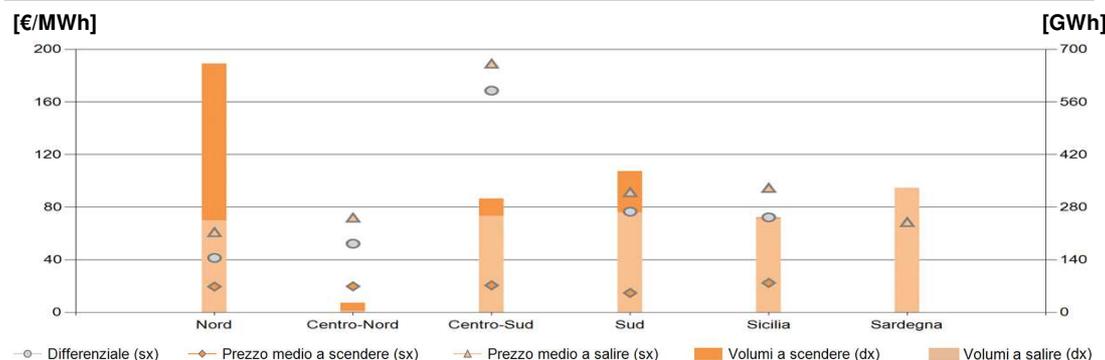
Prezzo medio a salire a agosto 2020 pari a 99,4 €/MWh
Prezzo medio a scendere a agosto 2020 pari a 18,8 €/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (168,5 €/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale è sostanzialmente in linea con il mese precedente per un aumento del prezzo medio a salire del 4% (da 181,7 €/MWh di luglio a 189,1 €/MWh di agosto) e del prezzo medio a scendere del 38% (da 14,9 €/MWh di luglio a 20,5 €/MWh di agosto).

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

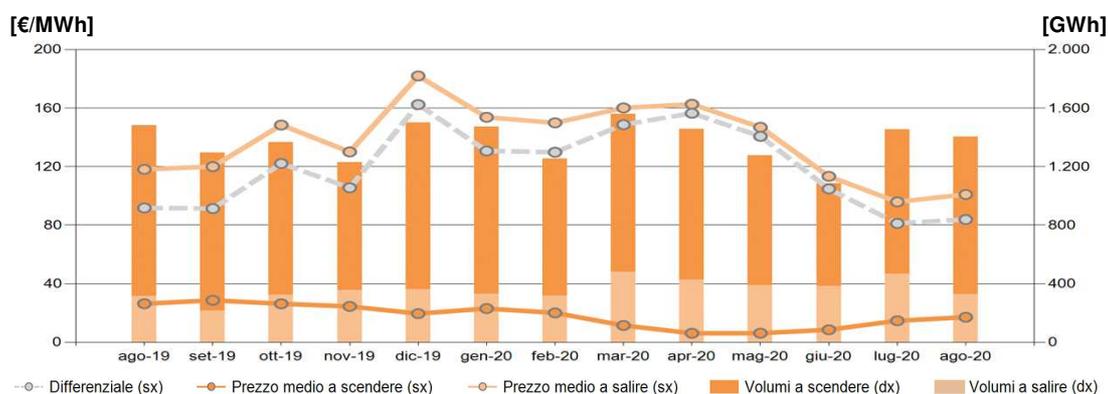
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

Ad agosto il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 83,9 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (81,2 €/MWh; +3%) e in riduzione rispetto ad agosto 2019 (91,8 €/MWh; -9%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-3%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 30% e quelle a scendere sono aumentate del 9%. Rispetto ad agosto 2019, le movimentazioni a salire sono aumentate del 3% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 8%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire ad agosto 2020 pari a 101 €/MWh
 Prezzo medio a scendere ad agosto 2020 pari a 17,1 €/MWh

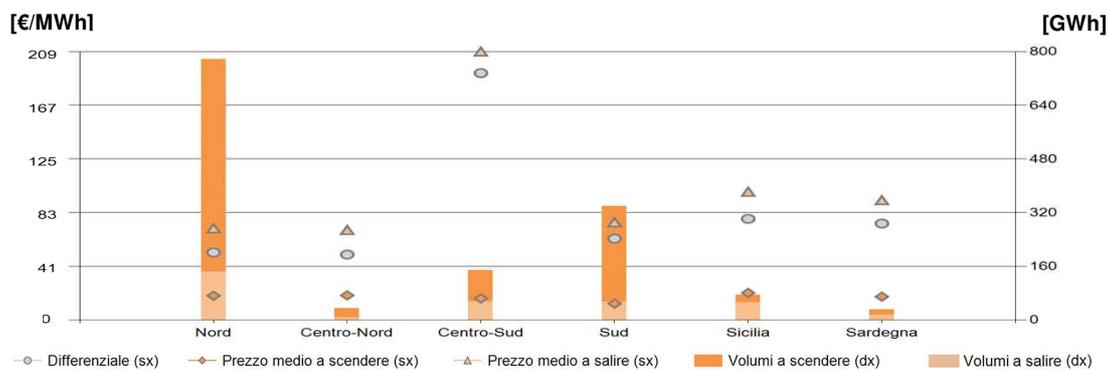
Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (192,8 €/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 226,1 €/MWh).

Ad agosto la zona Nord si conferma, analogamente al mese precedente, come la zona caratterizzata dai volumi più elevati.

Il differenziale di prezzo è aumentato in Sardegna, Sud e Sicilia, è invece diminuito a Centro-Sud, Centro-Nord e Nord. La zona che registra la maggiore variazione di differenziale rispetto al mese precedente è la zona Centro-Sud (-33,3 €/MWh, -14,7%).

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 agosto 2020 i prezzi del Brent sono risaliti rispetto a luglio attestandosi a \$44,1/bbl (+3%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a \$49,8/t in linea con il mese precedente (+0,3%).

I prezzi del gas in Europa ad agosto sono aumentati fino ad un valore medio mensile di €7,5/MWh (+53% rispetto al mese precedente); in aumento anche il PSV che si è attestato a €8,6/MWh (+32,3%).

I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di agosto sono aumentati rispetto al mese precedente con una media mensile di €40,7/MWh (+7,7%). In aumento anche la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €37,3/MWh (+12%) e quella tedesca con €35,6/MWh (+19,1%) rispetto a luglio.

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

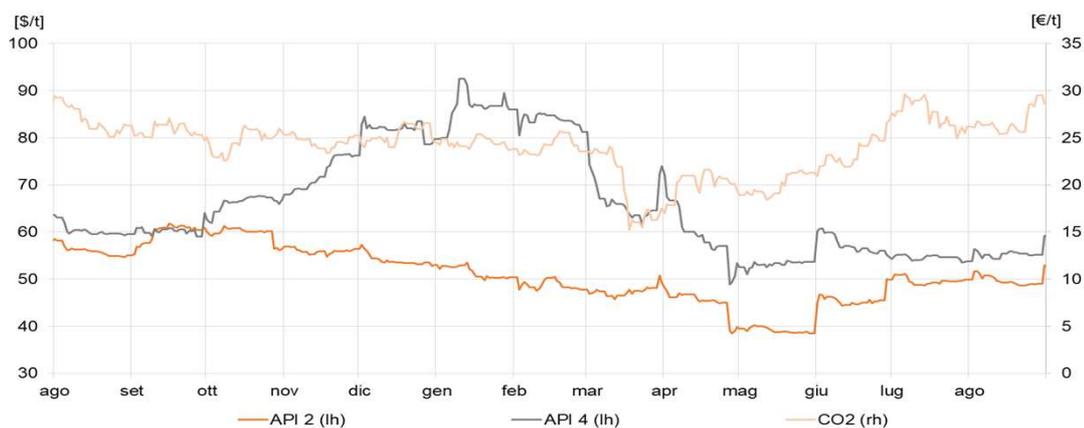
Prezzi spot Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

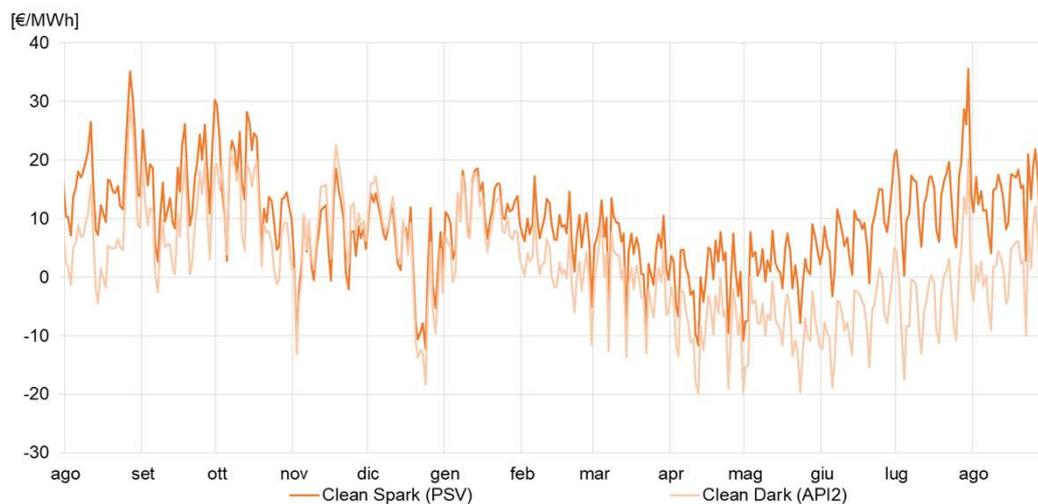
Prezzi spot Coal & Carbon



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark & Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
+€13,8/MWh**

**Clean dark spread API2
medio mensile = +€1,9/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di agosto 2020 i prezzi forward del Brent si sono attestati intorno ai \$45,7/bbl in aumento rispetto ai \$43,9/bbl di luglio (+4,1%).

I prezzi medi forward del carbone (API2) sono scesi rispetto a luglio, attestandosi a circa \$52,5/t (-4,2%).

I prezzi medi forward del gas in Italia (PSV) sono in lieve aumento rispetto al mese precedente (+1,4%), attestandosi intorno ai €14,3/MWh, e sono in aumento anche i prezzi forward del gas in Europa (TTF), che si sono attestati a €12,9/MWh (+2,4%).

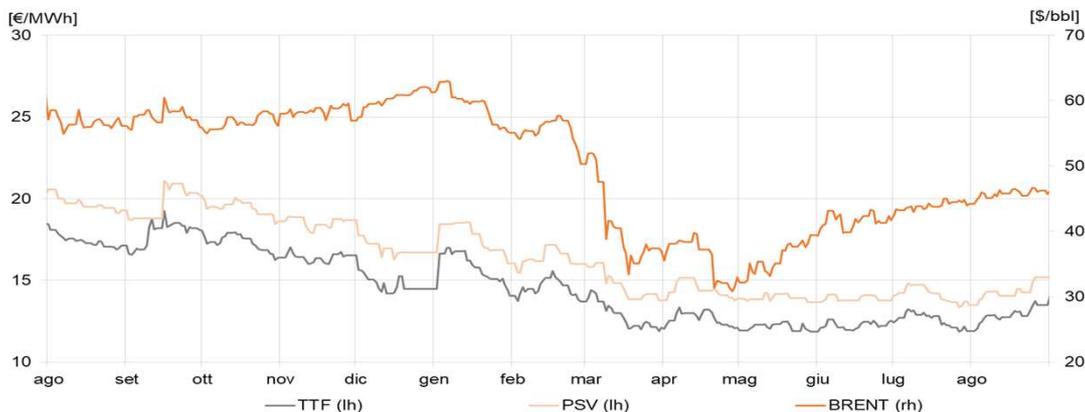
I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €48,3/MWh, in diminuzione rispetto al mese precedente (-4,4%). Trend in diminuzione anche per la borsa francese, dove il prezzo si attesta a circa €45,5/MWh (-1,3%), e per la borsa tedesca dove il prezzo è sceso a circa €40,1/MWh (-2,2%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

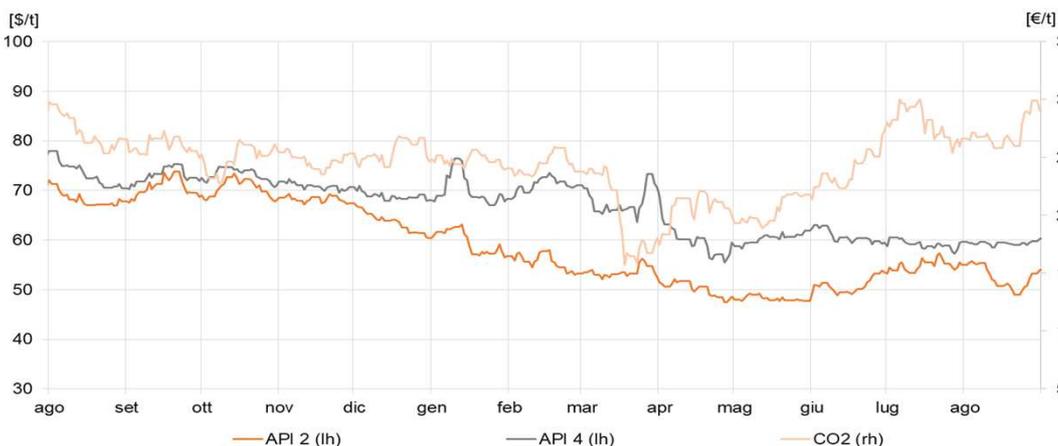
Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,4/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

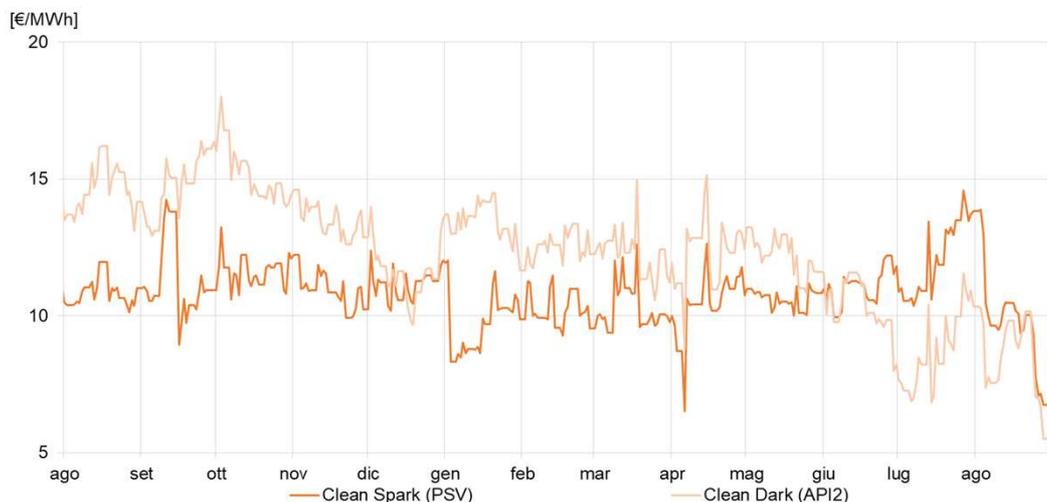
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$6,9/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile = +€9,8/MWh**

**Clean dark spread API2
medio mensile = +€8,4/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 agosto 2020. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Condizioni procedurali ed economiche semplificate per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore a 800 W. Aggiornamento del Testo Integrato Connessioni Attive (TICA)

[Delibera 315/2020/R/eel](#)

L'Autorità ha modificato il TICA allo scopo di introdurre modalità semplificate di connessione alla rete di distribuzione per gli impianti di produzione con potenza inferiore a 800 W (tra cui rientrano anche gli impianti c.d. "Plug & Play", ossia gli impianti con potenza inferiore o uguale a 350 W, collegati direttamente a una presa elettrica senza necessità di installazione).

La procedura di connessione semplificata si applica a condizione che l'impianto venga installato presso un punto di connessione esistente in cui: *i*) è già attivo un contratto di fornitura di energia elettrica in prelievo con potenza disponibile non inferiore alla potenza dell'impianto di produzione da connettere; *ii*) non sono connessi altri impianti di produzione. La delibera prevede tra altro che Terna definisca, coordinandosi con le imprese distributrici, procedure semplificate per il censimento in GAUDÌ di questi impianti.

Meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico ai sensi del Regolamento UE 2017/2196

[Delibera 324/2020/R/eel](#)

L'Autorità ha introdotto un meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di generazione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico definite da Terna ai sensi del Regolamento UE *Emergency and Restoration* (2017/2196). La delibera prevede, in particolare, il riconoscimento ai produttori da parte di Terna di un premio in caso di adeguamento tempestivo degli impianti. Il premio è definito in funzione dei costi per l'adeguamento degli impianti e differenziato in base alla tipologia di intervento. I costi sostenuti da Terna vengono poi coperti tramite l'uplift.

Approvazione della seconda versione 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 323/2020/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le modifiche alla metodologia per il calcolo coordinato della capacità da rendere disponibile ai mercati del giorno prima e infragiornaliero nella regione Capacity Calculation Region (CCR) Italy North predisposta da Terna congiuntamente agli altri TSOs della Regione ai sensi del Regolamento EU 1225/2015 (CACM). Rispetto alla precedente versione della metodologia (novembre 2019), le modifiche sono volte principalmente a:

- **recepire il requisito** del Regolamento UE 943/2019 **di garantire ai mercati almeno il 70% della capacità di transito tra zone** a partire dal 2020 (per tale requisito Terna ha ottenuto una deroga per l'anno in corso). A tal fine i TSO dovranno completare gli sviluppi richiesti per l'aggiornamento del calcolo coordinato entro il 2021 e, nelle more del suddetto aggiornamento, **ARERA raccomanda a Terna di valutare la richiesta di un'ulteriore deroga per il 2021**;
- **rivedere il piano di implementazione** della metodologia anche a seguito dell'emergenza COVID-19, posticipando oltre che gli sviluppi legati alla 70% rule, l'implementazione del calcolo coordinato della capacità in esportazione.

Approvazione della metodologia per il coordinamento delle attività finalizzate al mantenimento della sicurezza della rete per la regione (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 76 del Regolamento (UE) 2017/1485 (SO GL).

[Delibera 322/2020/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la metodologia per il coordinamento regionale delle analisi di sicurezza effettuate in day-ahead e intraday per la Regione di calcolo della capacità Italy North. La metodologia:

- designa le società Coreso e TSCNET come *regional security coordinators* (RSC) competenti, cui i TSO della regione delegano le operazioni di coordinamento della sicurezza operativa, la creazione del common grid model, il coordinamento regionale delle indisponibilità e l'assessment regionale di adeguatezza in conformità all'Art.77 delle SOGL. I due RSC si alterneranno nella fornitura dei servizi, come consentito dalle stesse Linee Guida;
- disciplina le modalità e la frequenza con cui i TSO e gli RSC effettuano il coordinamento regionale delle analisi di sicurezza.

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 2019 e 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.