

Gennaio 2021



# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Gennaio 2021

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## 01 Bilanci pag. 5

Nel mese di gennaio 2021, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.114 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,0%). In particolare si registra una riduzione della produzione termoelettrica (-6,9%), della produzione fotovoltaica (-24,7%) e un aumento della produzione eolica (+58,0%) rispetto allo stesso mese del 2020.

Il risultato di gennaio 2021 è stato ottenuto con due giorni lavorativi in meno (19 vs 21) ed una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C rispetto a gennaio dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a +0,2%.



## 02 Sistema Elettrico pag. 13

Nel mese di gennaio 2021, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 54% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 34% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel mese di gennaio, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in forte aumento (+11,0%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra un forte aumento della produzione eolica (+58,0%) e della produzione idroelettrica rinnovabile (+7,5%), solo in parte mitigata dalla forte riduzione della produzione fotovoltaica (-24,7%).



## 03 Mercato Elettrico pag. 16

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €1,6Mld, in crescita del 12% rispetto al mese precedente e del 22% rispetto a gennaio 2020.

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €136/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente del 4% e in aumento rispetto a gennaio 2020 del 25%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-20%).

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €116/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€118/MWh) e in riduzione rispetto a gennaio 2020 (€131/MWh; -11%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-17%).



## 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.



Gennaio 2021

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di gennaio 2021, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.114 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,0%). In particolare si registra una riduzione della produzione termoelettrica (-6,9%), della produzione fotovoltaica (-24,7%) e un aumento della produzione eolica (+58,0%) rispetto allo stesso mese del 2020.

### Bilancio Energia

[GWh]	Gennaio 2021	Gennaio 2020	%21/20	Gen-Gen 21	Gen-Gen 20	%21/20
Idrica	3.743	3.476	7,7%	3.743	3.476	7,7%
di cui Pompaggio in produzione <sup>(2)</sup>	136	120	13,5%	136	120	13,5%
Termica	16.160	17.364	-6,9%	16.160	17.364	-6,9%
di cui Biomasse	1.555	1.543	0,8%	1.555	1.543	0,8%
Geotermica	465	489	-4,9%	465	489	-4,9%
Eolica	2.664	1.686	58,0%	2.664	1.686	58,0%
Fotovoltaica	920	1.222	-24,7%	920	1.222	-24,7%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>23.952</b>	<b>24.237</b>	<b>-1,2%</b>	<b>23.952</b>	<b>24.237</b>	<b>-1,2%</b>
di cui Produzione da FER <sup>(3)</sup>	9.211	8.296	11,0%	9.211	8.296	11,0%
Importazione	3.863	4.069	-5,1%	3.863	4.069	-5,1%
Esportazione	507	749	-32,3%	507	749	-32,3%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.356</b>	<b>3.320</b>	<b>1,1%</b>	<b>3.356</b>	<b>3.320</b>	<b>1,1%</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>194</b>	<b>171</b>	<b>13,5%</b>	<b>194</b>	<b>171</b>	<b>13,5%</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>27.114</b>	<b>27.386</b>	<b>-1,0%</b>	<b>27.114</b>	<b>27.386</b>	<b>-1,0%</b>

(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

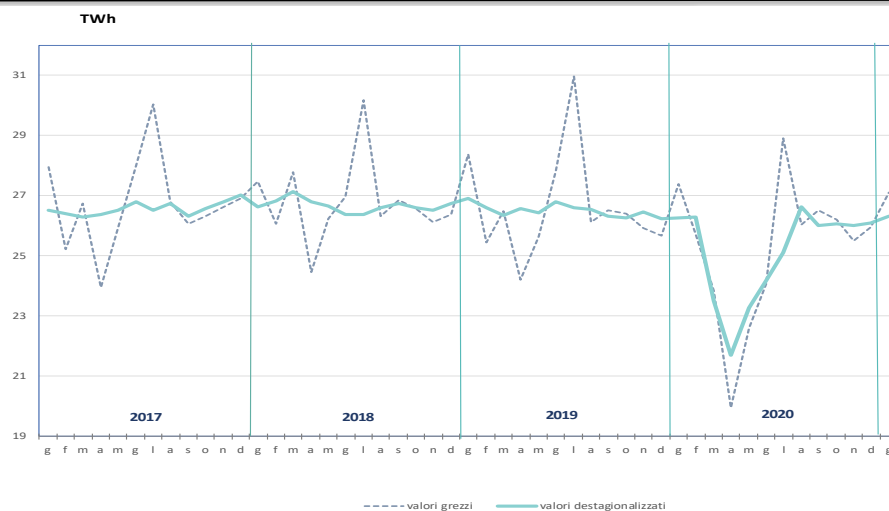
(3) Produzione da FER = Idrico-Pompaggio in Produzione+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

Fonte: Terna

Il risultato di gennaio 2021 è stato ottenuto con due giorni lavorativi in meno (19 vs 21) ed una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C rispetto a gennaio dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a +0,2%.

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di gennaio 2021 ha fatto registrare una variazione in crescita: +0,8% rispetto al mese precedente. Tale risultato mantiene il trend su un andamento stazionario.

### Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



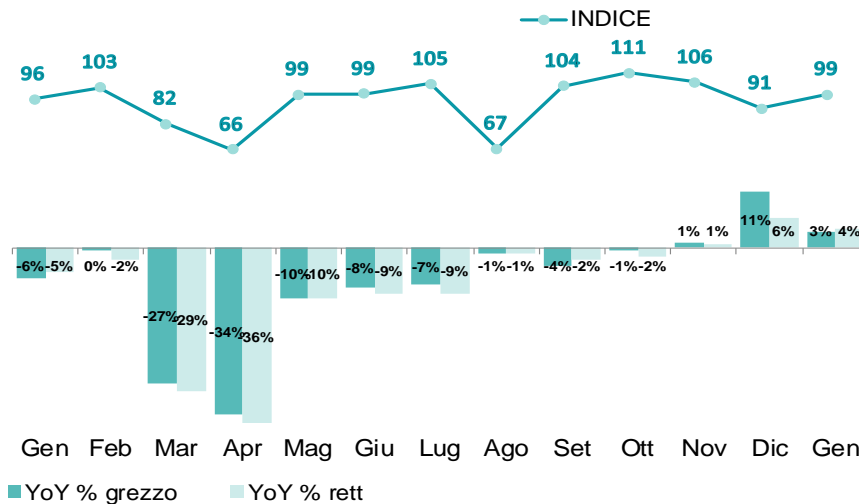
Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale leggermente positiva: +0,8%.

Fonte: Terna

## IMCEI

La variazione tendenziale di gennaio 2021 (rispetto a gennaio 2020) risulta in aumento del 3,1% con dati grezzi. Con dati destagionalizzati e corretti dagli effetti di calendario tale variazione si porta a +3,8%.

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

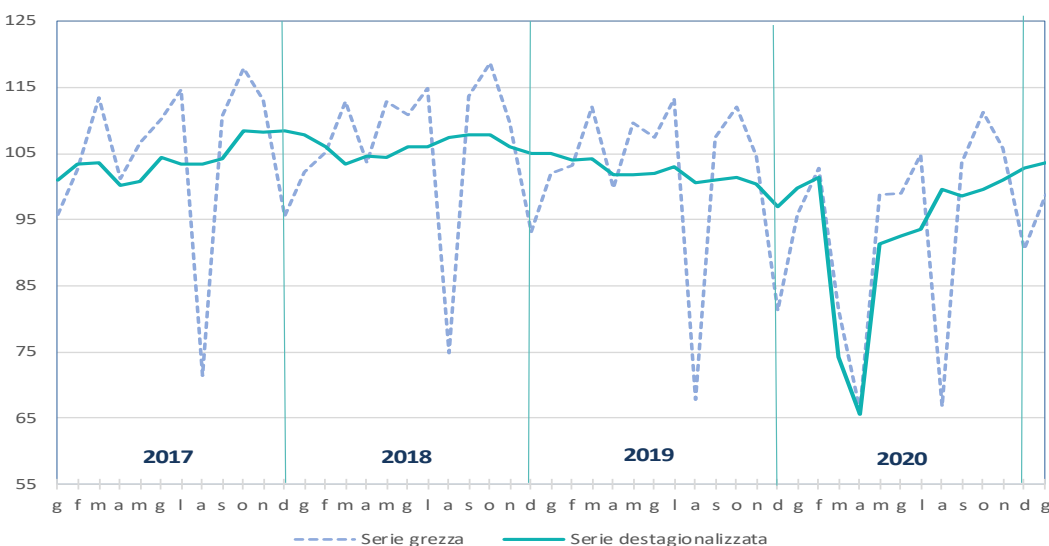


A gennaio, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici italiani risulta in aumento del 3,1% rispetto a gennaio 2020.

Fonte: Terna

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti del calendario, dell'indice dei consumi elettrici industriali di gennaio 2021, risulta in crescita per il quarto mese consecutivo: +0,7% rispetto a dicembre.

### Analisi congiunturale IMCEI (base 2015 = 100)



Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale di gennaio 2021 in aumento dello 0,7% rispetto al mese precedente

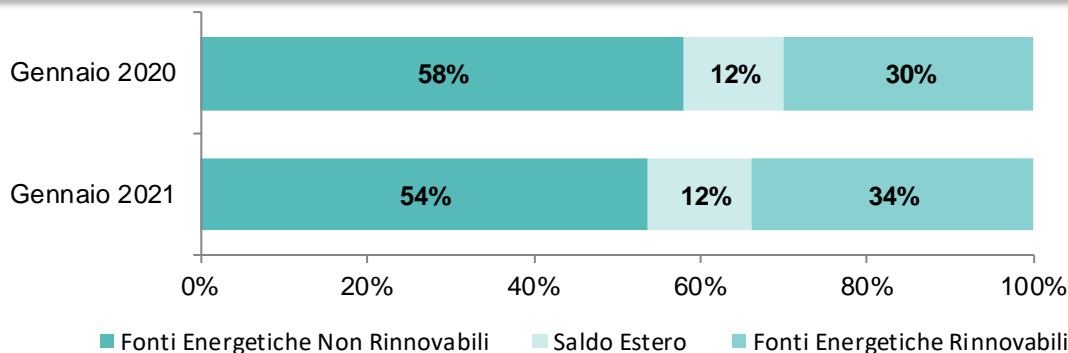
Fonte: Terna

## Composizione Fabbisogno

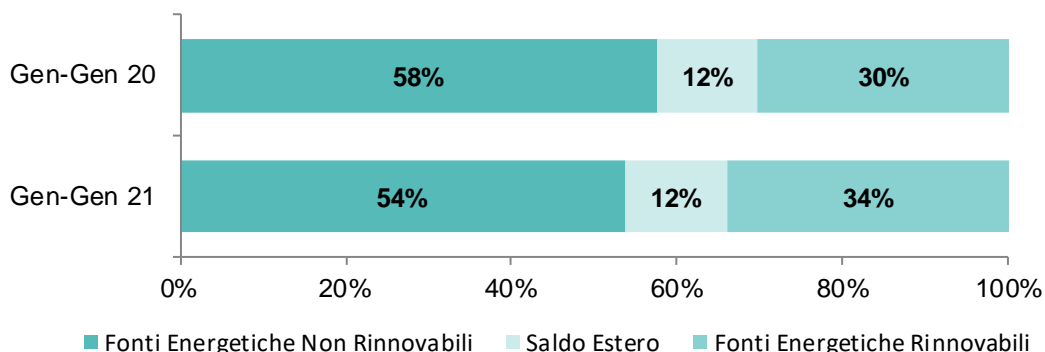
Nel mese di gennaio 2021, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 54% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 34% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

La variazione della composizione della copertura del fabbisogno rispetto al 2020, evidenzia l'aumento della copertura da Fonti Energetiche Rinnovabili a discapito delle Fonti Energetiche Non Rinnovabili.

### Composizione Fabbisogno



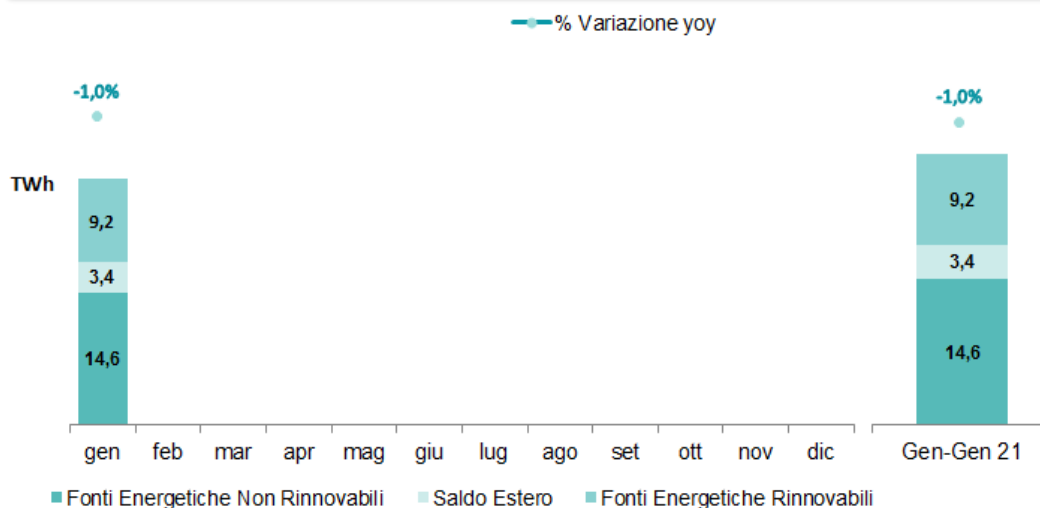
Nel mese di gennaio la produzione da fonti energetiche rinnovabili è in forte aumento (+11,0%) rispetto allo stesso mese del 2020.



A gennaio 2021 la produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili fa registrare una variazione percentuale del -7,8% rispetto al 2020.

Fonte: Terna

### Andamento della composizione del fabbisogno nel 2021 e variazione con il 2020



Nel 2021 la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -1,0% rispetto al 2020.

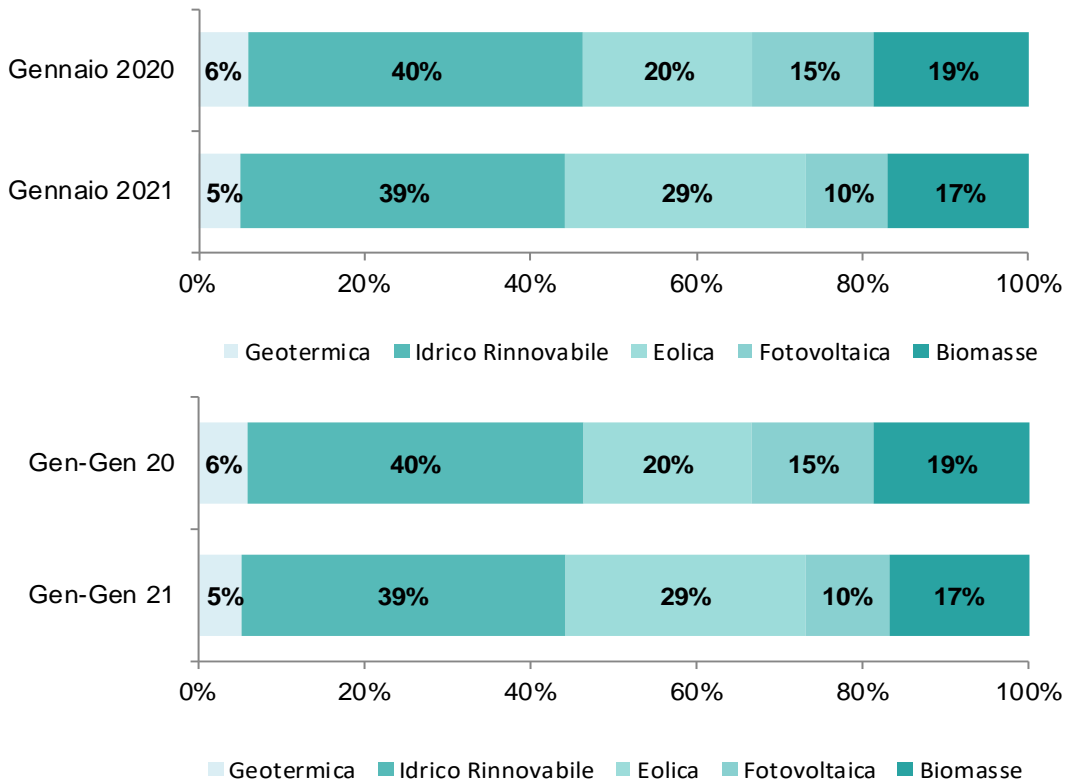
Nel 2020 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 9,2 TWh.

Fonte: Terna

## Dettaglio FER

Nel mese di gennaio, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in forte aumento (+11,0%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra un forte aumento della produzione eolica (+58,0%) e della produzione idroelettrica rinnovabile (+7,5%), solo in parte mitigata dalla forte riduzione della produzione fotovoltaica (-24,7%).

### Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili

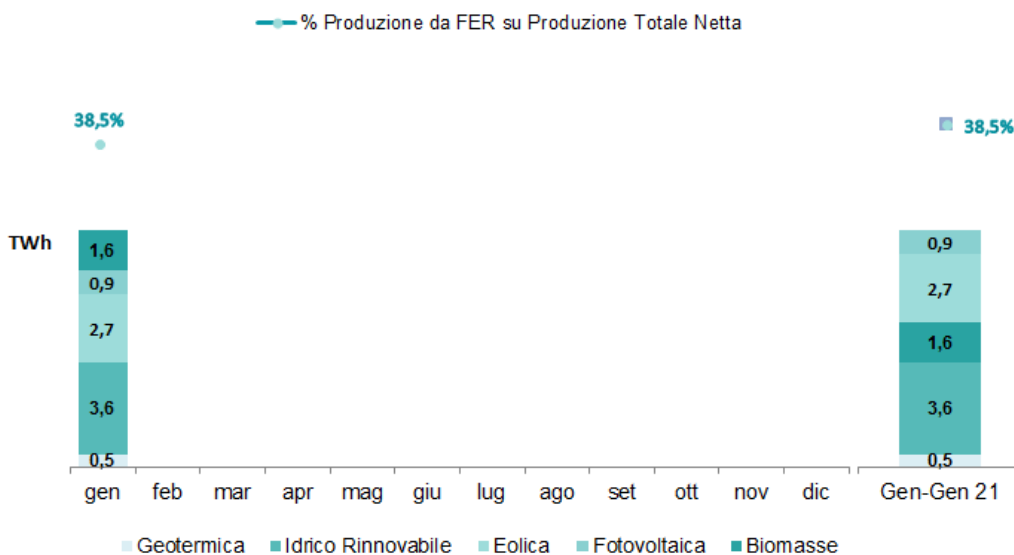


A gennaio del 2021 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+11,8%).

Nel 2021 il maggiore contributo al totale della produzione da fonti energetiche rinnovabili è dato dalla produzione idrica rinnovabile (39%) e dalla produzione eolica (29%).

Fonte: Terna

### Andamento della produzione netta da FER nel 2021 e variazione con il 2020



Nel mese di gennaio 2021 la produzione da FER ha contribuito per il 38,5% alla produzione totale netta nazionale, in aumento rispetto allo stesso mese del 2020 (34,2%).

Fonte: Terna



## Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2021 la produzione totale netta destinata al consumo<sup>(4)</sup> (23.758GWh) ha soddisfatto per 87,6% della richiesta di energia elettrica nazionale (27.114GWh).

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2021

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	3.743												3.743
di cui Pompaggio in Produzione <sup>(2)</sup>	136												136
Termica	16.160												16.160
di cui Biomasse	1.555												1.555
Geotermica	465												465
Eolica	2.664												2.664
Fotovoltaica	920												920
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>23.952</b>												<b>23.952</b>
di cui Produzione da RES <sup>(3)</sup>	9.211												9.211
Import	3.863												3.863
Export	507												507
<b>Saldo Estero</b>	<b>3.356</b>												<b>3.356</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>194</b>												<b>194</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica<sup>(1)</sup></b>	<b>27.114</b>												<b>27.114</b>

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

Fonte: Terna

**Nel 2021 la produzione totale netta destinata al consumo risulta in riduzione (-1,3%) rispetto al 2020.**

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2020.

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2020

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	3.476	2.674	2.878	3.641	5.188	5.416	4.812	4.322	4.046	4.478	3.444	3.615	47.990
di cui Pompaggio in Produzione <sup>(2)</sup>	120	130	213	211	179	95	92	107	136	194	135	179	1.790
Termica	17.364	14.605	13.069	11.379	11.385	13.408	16.528	15.813	16.458	13.951	15.355	16.061	175.376
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	1.569	18.025
Geotermica	489	460	498	477	479	442	463	470	454	477	462	475	5.646
Eolica	1.686	2.351	1.755	1.255	1.725	1.573	975	1.206	1.350	1.605	1.057	2.009	18.547
Fotovoltaica	1.222	1.740	2.025	2.704	2.801	2.861	3.215	2.859	2.353	1.831	1.200	738	25.549
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>24.237</b>	<b>21.830</b>	<b>20.225</b>	<b>19.456</b>	<b>21.578</b>	<b>23.700</b>	<b>25.993</b>	<b>24.670</b>	<b>24.661</b>	<b>22.342</b>	<b>21.518</b>	<b>22.898</b>	<b>273.108</b>
di cui Produzione da RES <sup>(3)</sup>	8.296	8.503	8.474	9.384	11.467	11.656	10.892	10.274	9.525	9.717	7.552	8.228	113.967
Import	4.069	4.622	4.434	1.797	2.326	1.566	3.542	2.186	2.519	4.306	4.561	3.859	39.787
Export	749	549	499	984	1.046	1.051	495	654	458	175	369	558	7.587
<b>Saldo Estero</b>	<b>3.320</b>	<b>4.073</b>	<b>3.935</b>	<b>813</b>	<b>1.280</b>	<b>515</b>	<b>3.047</b>	<b>1.532</b>	<b>2.061</b>	<b>4.131</b>	<b>4.192</b>	<b>3.301</b>	<b>32.200</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>171</b>	<b>186</b>	<b>304</b>	<b>301</b>	<b>255</b>	<b>136</b>	<b>132</b>	<b>153</b>	<b>194</b>	<b>277</b>	<b>193</b>	<b>255</b>	<b>2.557</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica<sup>(1)</sup></b>	<b>27.386</b>	<b>25.717</b>	<b>23.856</b>	<b>19.968</b>	<b>22.603</b>	<b>24.079</b>	<b>28.908</b>	<b>26.049</b>	<b>26.528</b>	<b>26.196</b>	<b>25.517</b>	<b>25.944</b>	<b>302.751</b>

Fonte: Terna

**Nel 2020 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 28.908GWh.**

(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

(4) Produzione netta destinata al consumo = Produzione netta - Pompaggi

## Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di gennaio 2021 si evidenzia un fabbisogno in riduzione in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi) e in aumento sulle al Sud (Na) Isole (Pa-Ca) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

### Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Gennaio 2021	2.814	5.822	4.120	4.090	3.801	3.984	1.663	820
Gennaio 2020	2.868	5.968	4.237	4.157	3.819	3.935	1.614	788
<b>% Gennaio 21/20</b>	-1,9%	-2,4%	-2,8%	-1,6%	-0,5%	1,2%	3,0%	4,1%
Progressivo 2021	2.814	5.822	4.120	4.090	3.801	3.984	1.663	820
Progressivo 2020	2.868	5.968	4.237	4.157	3.819	3.935	1.614	788
<b>% Progressivo 21/20</b>	-1,9%	-2,4%	-2,8%	-1,6%	-0,5%	1,2%	3,0%	4,1%

**Nel 2021 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -2,4% in zona Nord, al -1,1% al Centro, +1,2% al Sud e +3,4% sulle Isole.**

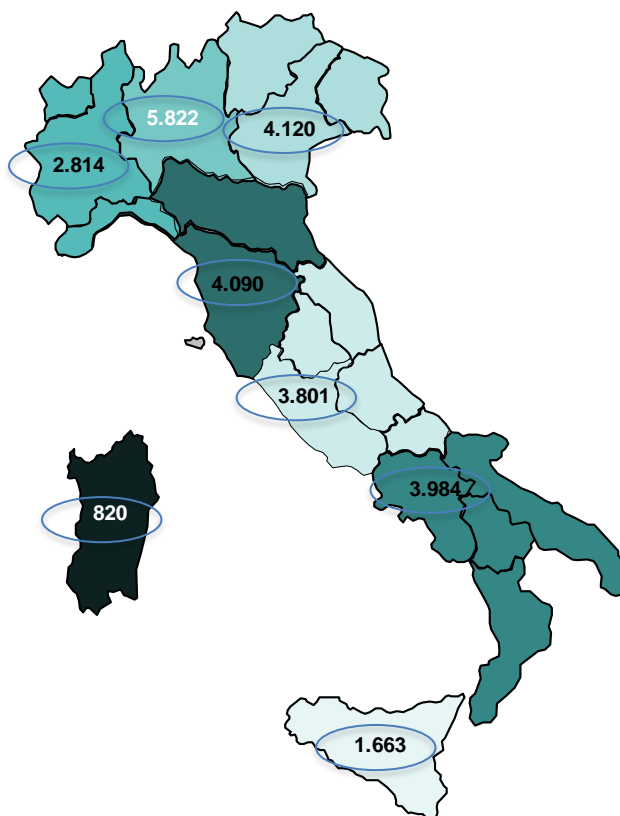
Fonte: Terna

### Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

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

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



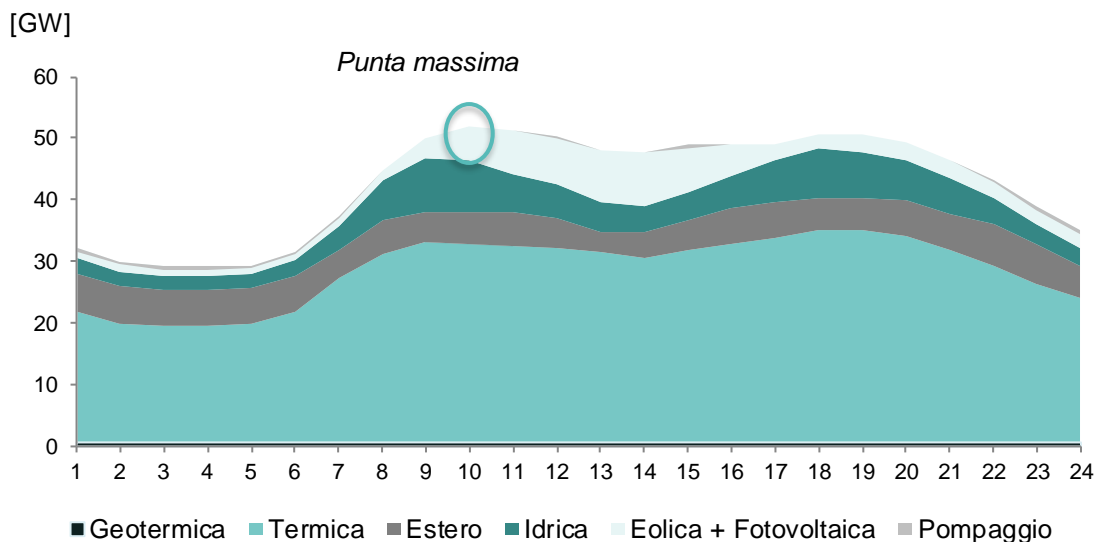
Fonte: Terna

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

## Punta in Potenza

Nel mese di gennaio 2021 la punta in potenza è stata registrata il giorno **Martedì 19 Gennaio 9:00-10:00** ed è risultato pari a 51.818 MW (+0,4% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

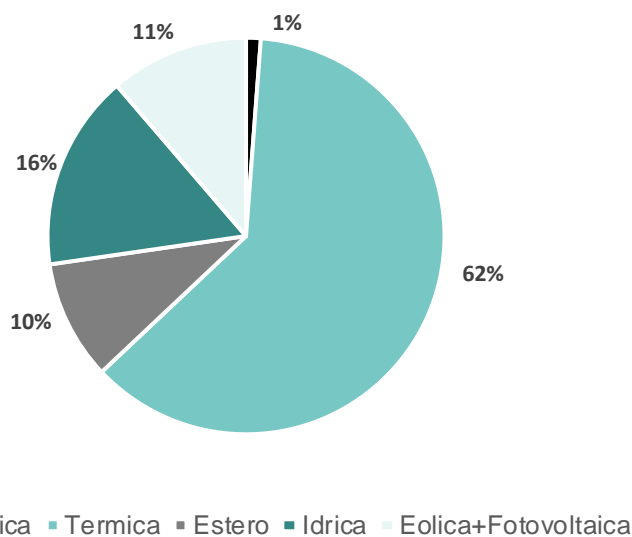
### Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 32.318 MW, in aumento del +0,8% rispetto al contributo del termico alla punta di gennaio 2020 (32.063 MW).

Fonte: Terna

### Copertura del fabbisogno - 19 Gennaio 2021 9:00-10:00



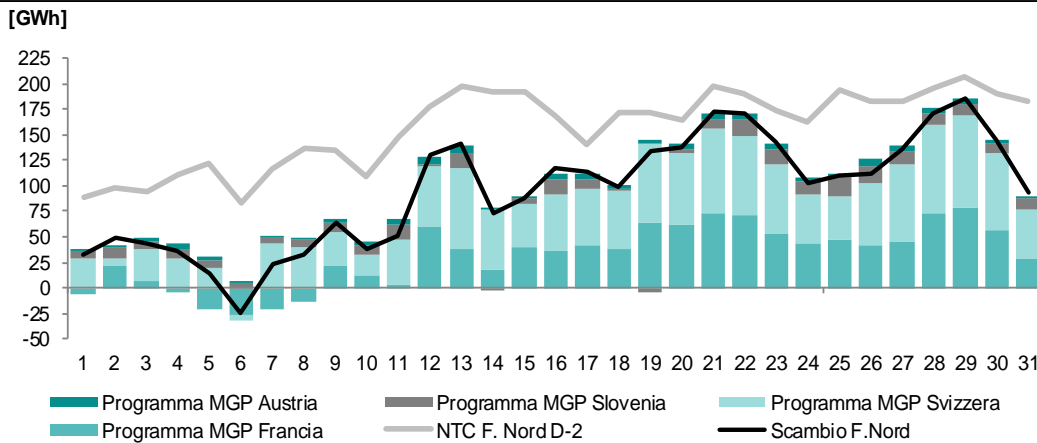
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 28%, la produzione termica per il 62% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

## Scambio Netto Estero – Gennaio 2021

Nel mese di gennaio si evidenziano situazioni di export netto durante il periodo di festività e una ripresa della saturazione a partire della seconda decade del mese.

### Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di gennaio 2021 si registra un Import pari a 3.863 GWh e un export pari a 507 GWh.

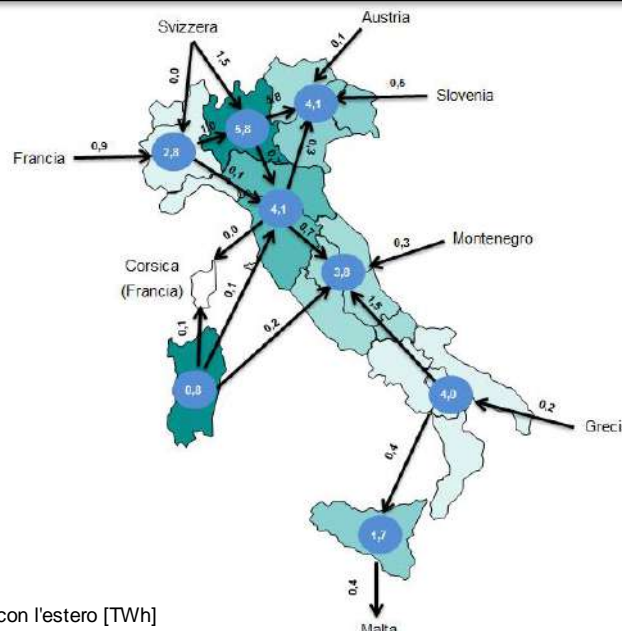
Fonte: Terna

## 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



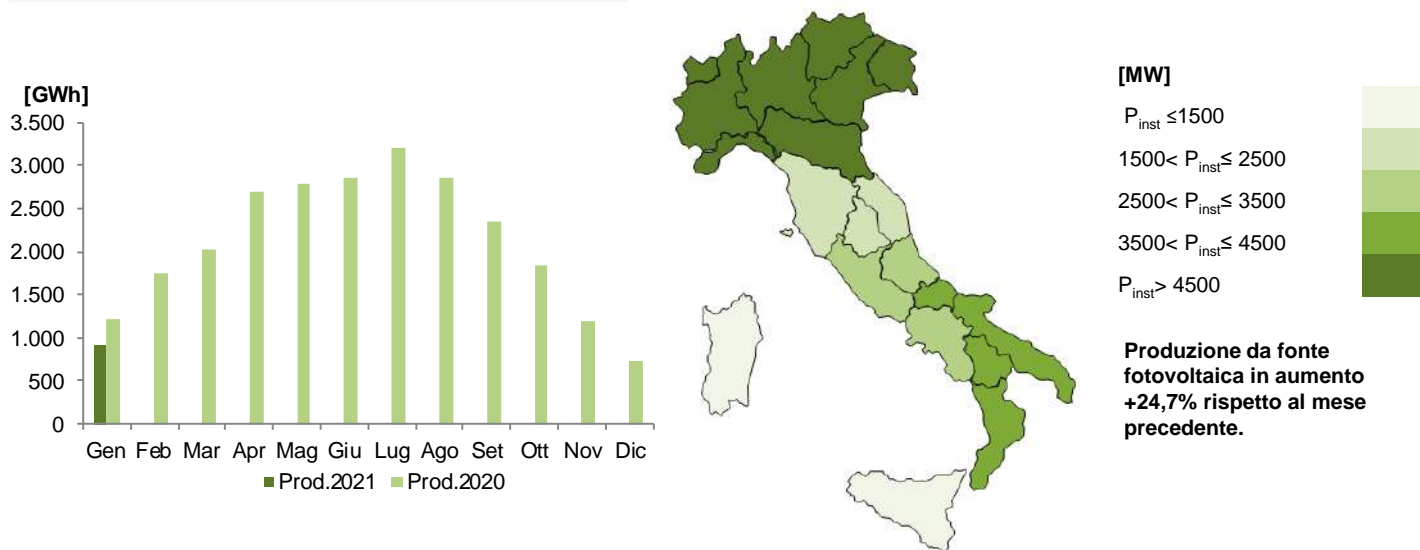
Nel 2021 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 0,5 TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,4 TWh.

Fonte: Terna

## Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di gennaio 2021 si attesta a 920 GWh in aumento rispetto al mese precedente di 182 GWh. Il dato progressivo annuo è in forte riduzione rispetto all'anno precedente (-24,7%).

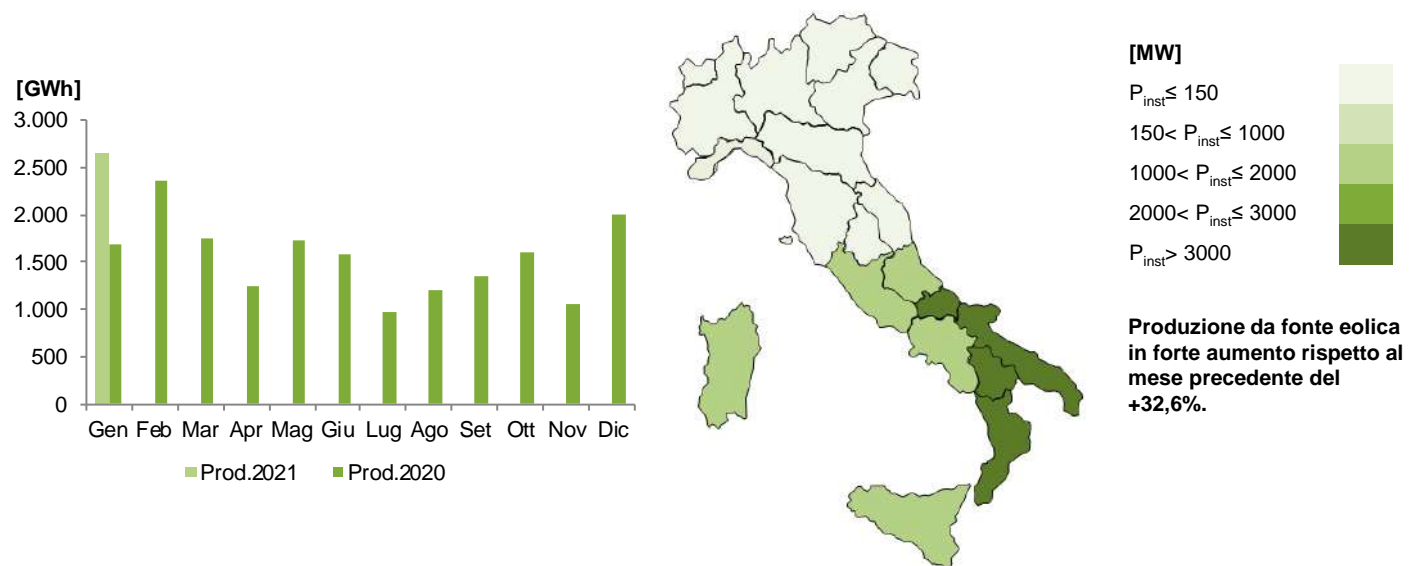
### Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di gennaio 2021 si attesta a 2.664 GWh in forte aumento rispetto al mese precedente di 655 GWh. Il dato progressivo annuo è in forte aumento rispetto all'anno precedente (+58,0%).

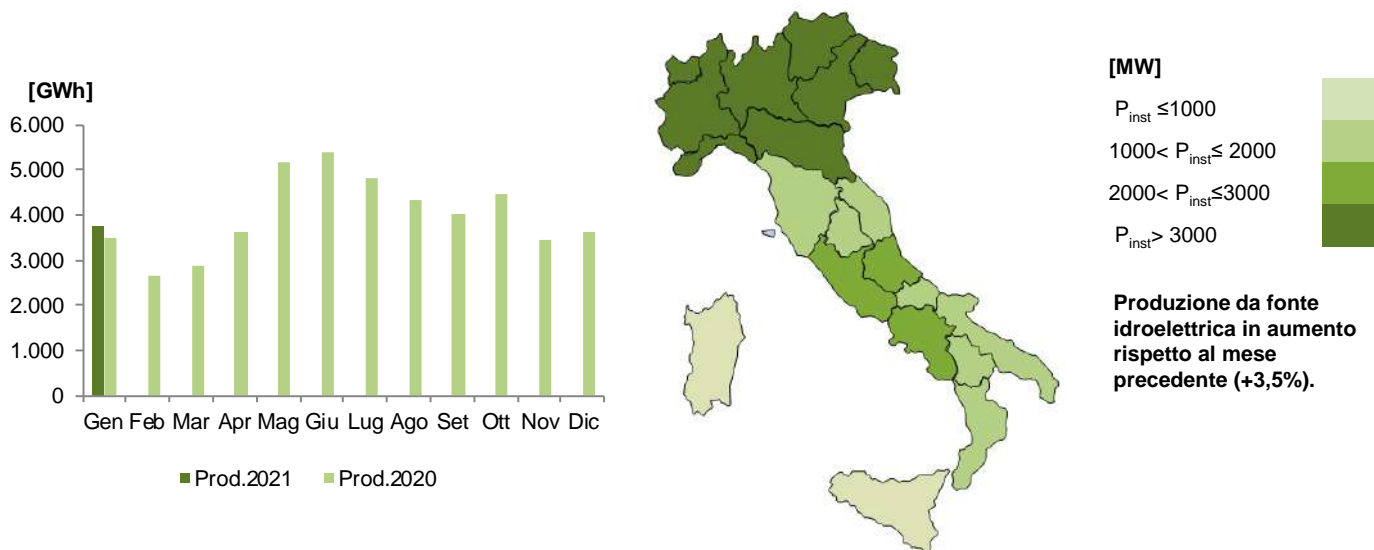
### Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di gennaio 2021 si attesta a 3.743 GWh in aumento rispetto al mese precedente di 128 GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+7,7%) rispetto all'anno precedente.

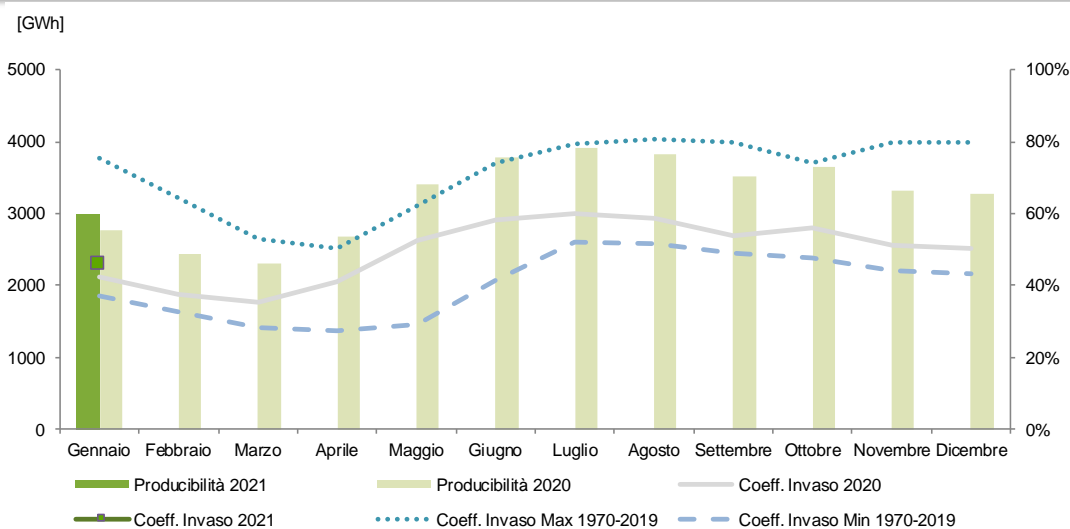
## Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di gennaio è in riduzione (-9%) rispetto al mese precedente.

## Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



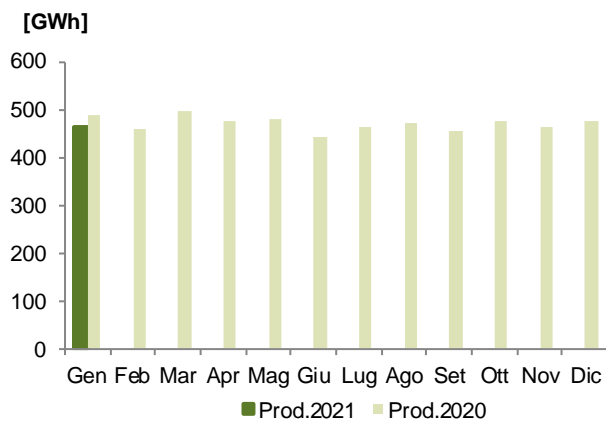
Nel mese di gennaio 2021, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al 45,8% in aumento rispetto allo stesso mese del 2020 (42,4%).

		<b>NORD</b>	<b>CENTRO SUD</b>	<b>ISOLE</b>	<b>TOTALE</b>
<b>2021</b>	<b>Invasi dei serbatoi</b>				
	[GWh]	1.729	1.021	232	2.983
	% (Invaso / Invaso Massimo)	40,0%	56,3%	61,0%	45,8%
	[GWh]	1.661	814	288	2.762
<b>2020</b>	% (Invaso / Invaso Massimo)	38,4%	44,9%	75,5%	42,4%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di gennaio 2021 si attesta a 465 GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 10 GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-4,9%) rispetto all'anno precedente.

## Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

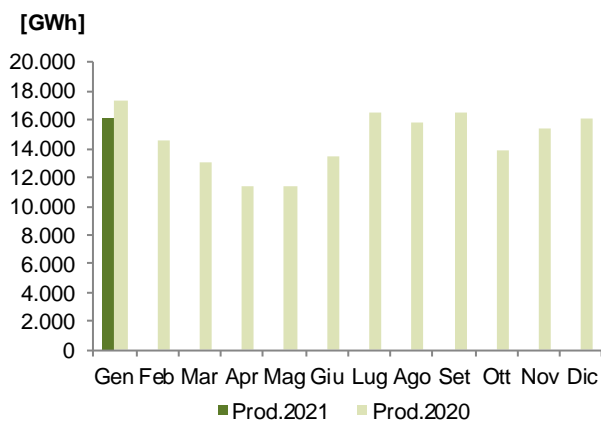


La produzione geotermica è in riduzione (-2,1%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di gennaio 2021 si attesta a 16.160 GWh in linea rispetto al mese (+99 GWh). Il dato progressivo annuo è in riduzione (-6,9%) rispetto all'anno precedente.

## Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



La produzione termica è in linea (+0,6%) rispetto al mese precedente.

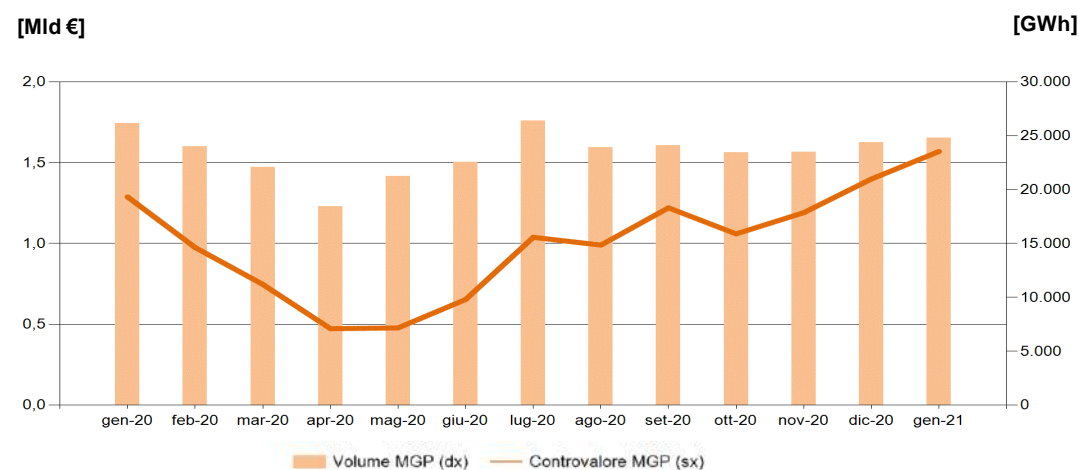
Fonte: Terna

## Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €1,6Mld, in crescita del 12% rispetto al mese precedente e del 22% rispetto a gennaio 2020.

L'aumento rispetto a dicembre è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile soprattutto ad una crescita del PUN medio passato da €47,5/MWh (gennaio 2020) a €60,7/MWh (gennaio 2021).

### Controvalore e volumi MGP

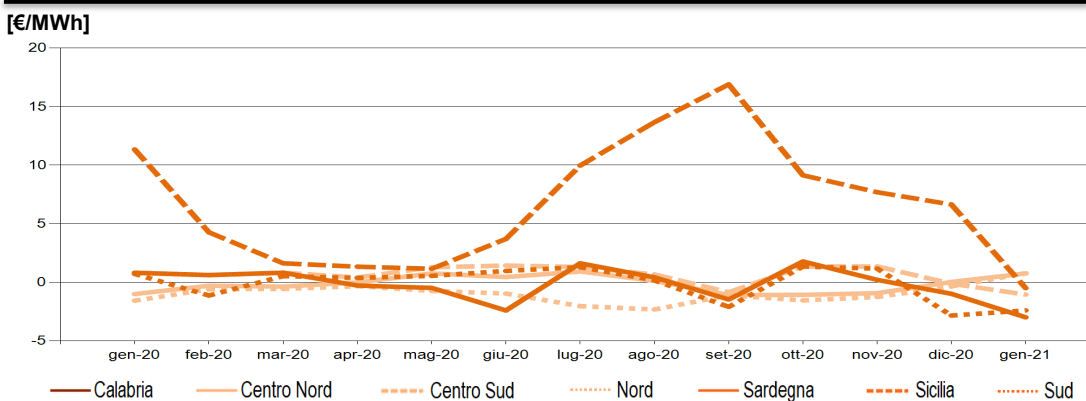


Controvalore gennaio 2021 in crescita del 22% rispetto a gennaio 2020

Nel mese di gennaio i prezzi zonalì sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sardegna e Calabria che registrano rispettivamente un differenziale pari a -€3/MWh e -€4,7/MWh.

Rispetto a gennaio 2020 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €1,4/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €12,3/MWh.

### Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalì gennaio 2021 allineati al PUN per tutte le zone, ad eccezione della Sardegna e della Calabria

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME



Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a gennaio è pari per la zona Nord e Centro-Nord a €21,2/MWh, per la zona Calabria a €11,0/MWh e mediamente pari a €16,1/MWh per le restanti zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a dicembre è stato pari per la zona Sud a €15,1/MWh, per la zona Sicilia a €16,2/MWh e mediamente pari a €22,2/MWh per le restanti zone.

## PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Calabria
Media	60,7	61,5	61,5	59,7	58,3	60,2	57,7	56
YoY	13,2	15,6	15	11,4	10,1	1,4	9,4	
Δ vs PUN	-	0,8	0,7	-1,1	-2,4	-0,5	-3	-4,7
Δ vs PUN 2020	-	-1,6	-1	0,8	0,7	11,3	0,8	
Picco	74,2	76,1	76,1	71,1	67,5	71,4	70,4	63,7
Fuori picco	54,8	55	55	54,6	54,2	55,3	52,1	52,7
Δ Picco vs Fuori Picco	19,4	21,2	21,2	16,5	13,3	16,1	18,3	11,0
Minimo	30,8	30,9	30,9	20,1	8	3	0	3
Massimo	101	110,4	110,4	98	98	116,7	98	98

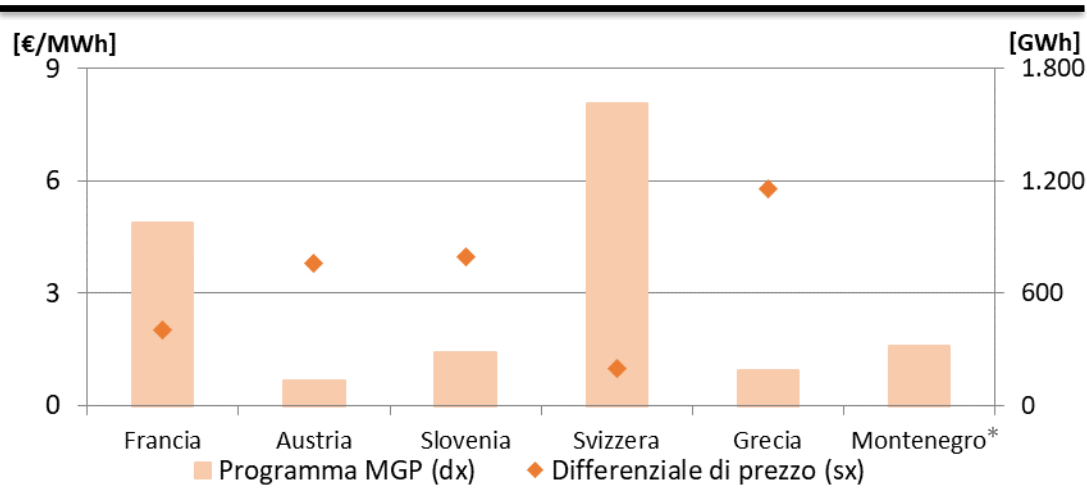
Differenziale picco-fuori picco in diminuzione rispetto al mese precedente in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere, eccetto la Grecia.

L'import complessivo è di 3,9 TWh, con Francia e Svizzera che rappresentano rispettivamente il 29% e il 45% del totale. L'export complessivo è pari a 0,4 TWh, di cui la Francia rappresenta il 35% e la Svizzera 34%.

## Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 3,0 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

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

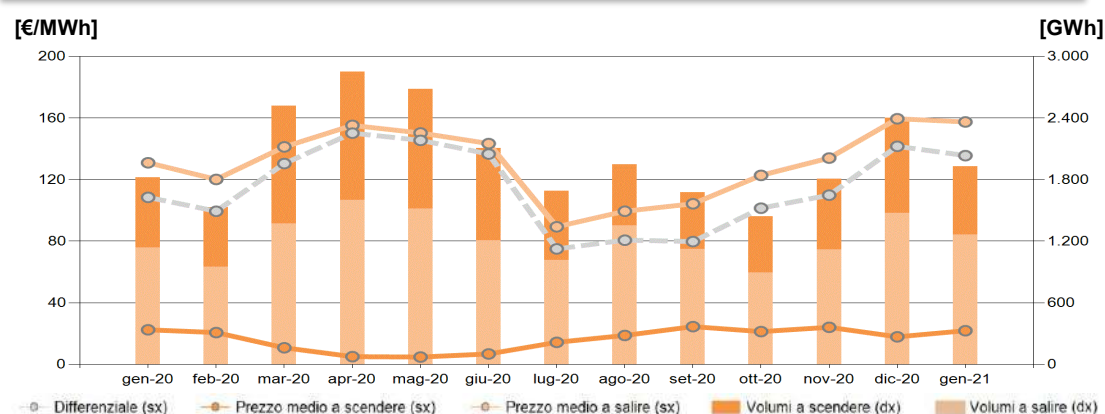
## Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €136/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 4% e in aumento rispetto a gennaio 2020 del 25%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-20%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 14% e quelle a scendere sono diminuite del 28%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 11% e quelle a scendere risultano ridotte del 3%.

### Prezzi e volumi MSD ex ante

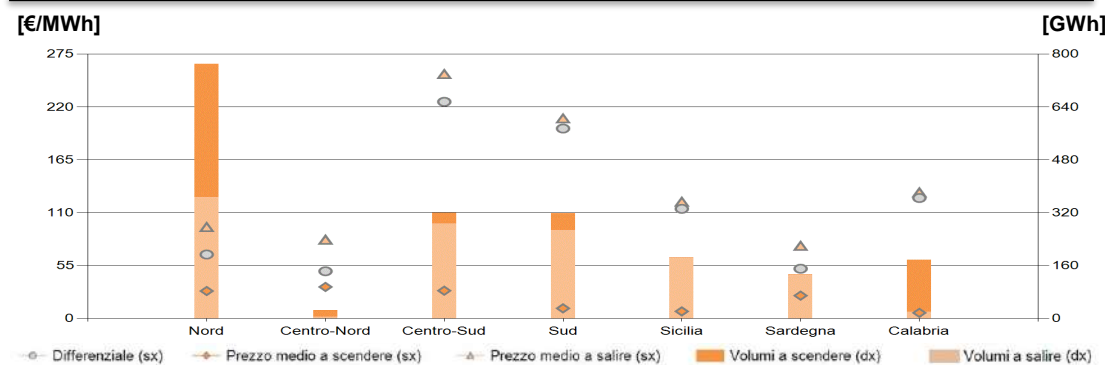


Prezzo medio a salire a gennaio 2021 pari a €157/MWh  
 Prezzo medio a scendere a gennaio 2021 pari a €22/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€225/MWh) è Centro-Sud. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 13% in seguito ad una diminuzione del prezzo medio a salire del 12% (da €288/MWh di dicembre a €254/MWh di dicembre) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 5% (da €27,5/MWh di dicembre a €29/MWh di gennaio).

### Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

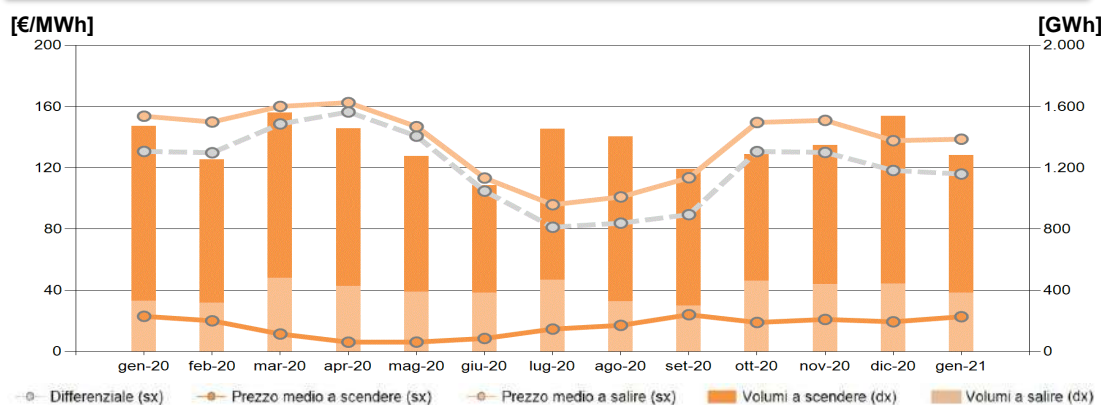
Fonte: Terna

## Mercato di Bilanciamento

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €116/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€118/MWh) e in riduzione rispetto a gennaio 2020 (€131/MWh; -11%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-17%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 13% e quelle a scendere sono diminuite del 18%. Rispetto a gennaio 2020, le movimentazioni a salire sono aumentate del 17% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 21%.

### Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a gennaio 2021 pari a €139/MWh  
 Prezzo medio a scendere a gennaio 2021 pari a €23/MWh

Fonte: Terna

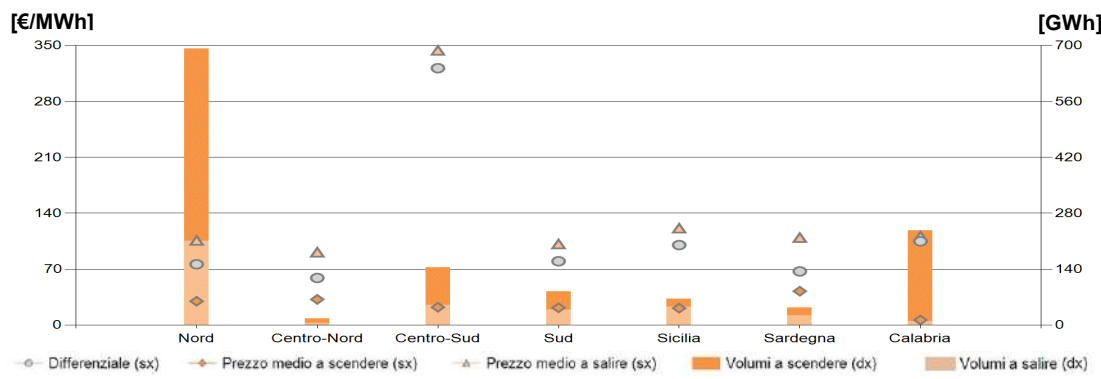
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€322/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a €322/MWh).

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

Il differenziale di prezzo si è ridotto nelle zone Centro-Nord e Nord, ed è sostanzialmente stabile nelle altre zone.

La zona che registra la maggiore variazione di differenziale in termini percentuali rispetto al mese precedente è la zona Centro-Nord (-€7/MWh, -11%)

### 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

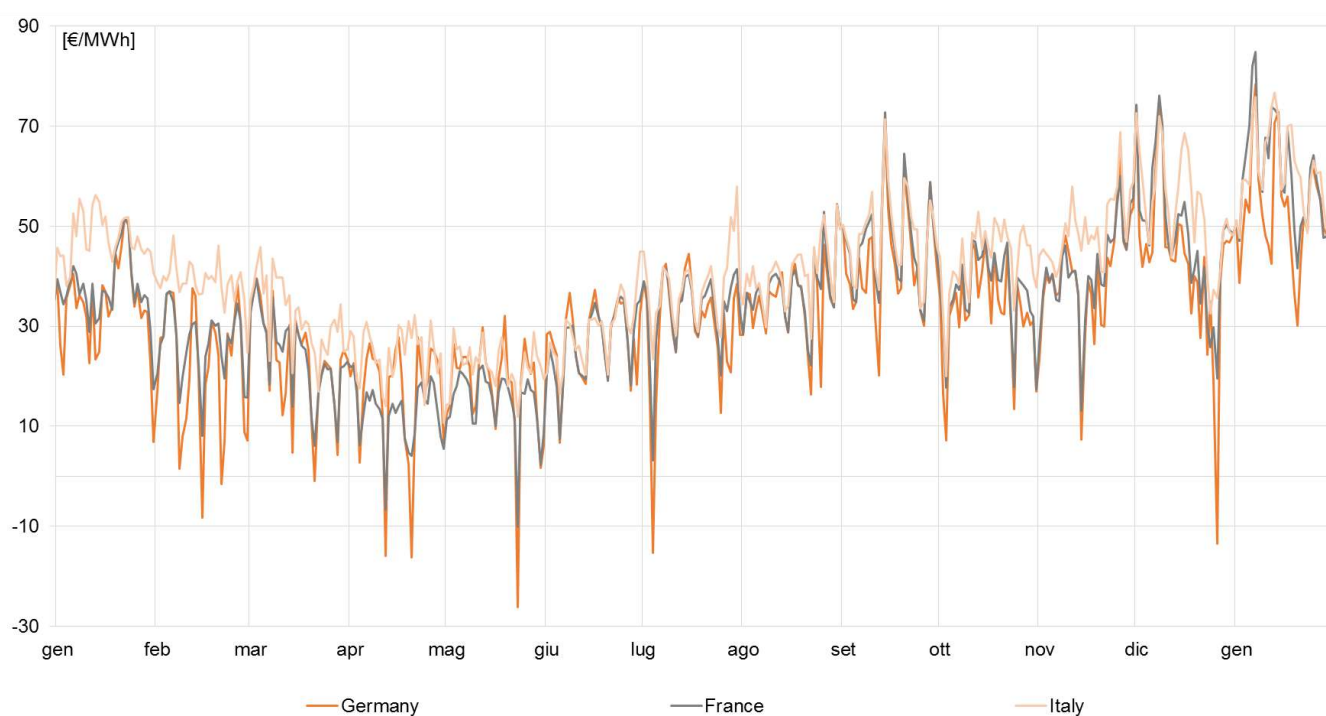
Nel mese di gennaio 2021 i prezzi del Brent sono in aumento rispetto a dicembre 2020, attestandosi a \$54,5/bbl (+8,9%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a \$68/t, in aumento rispetto al mese precedente (+4,1%).

I prezzi del gas in Europa a gennaio sono aumentati fino ad un valore medio mensile di €20,4/MWh (+25,3% rispetto al mese precedente); in aumento anche il PSV che si è attestato a €21/MWh (+27,2%).

I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di gennaio sono aumentati rispetto al mese precedente con una media mensile di €61,1/MWh (+13,8%). In aumento anche la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €59,8/MWh (+24%) e quella tedesca con €53,1/MWh (+22,5%) rispetto a dicembre.

### Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

## Prezzi spot Gas &amp; Oil



Variazione media mensile  
PSV-TTF = +€0,6/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

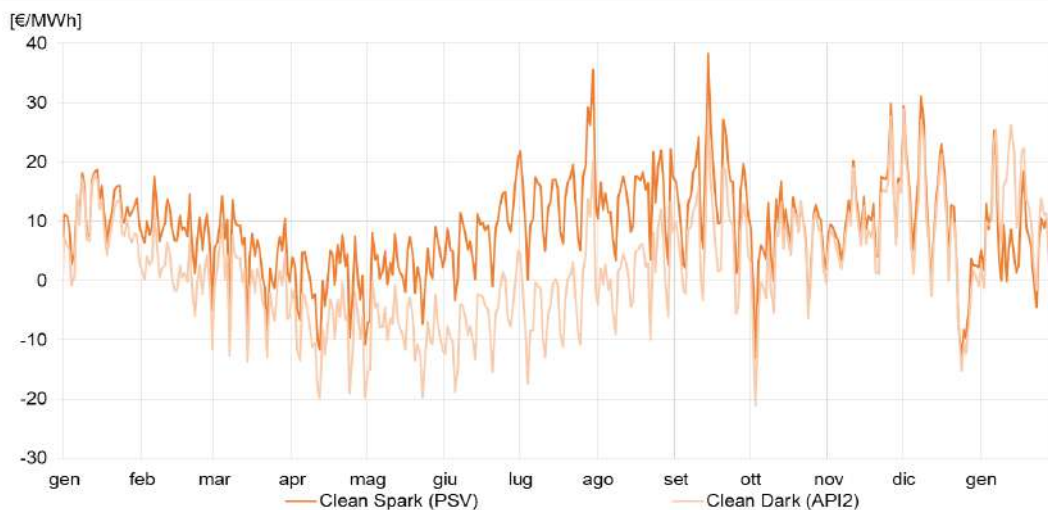
## Prezzi spot Coal &amp; Carbon



Variazione media mensile  
API2-API4 = -\$22/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Clean Dark &amp; Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV  
medio mensile = +€6,9/MWh

Clean dark spread API2  
medio mensile = +€11,5/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Commodities – Mercato Forward

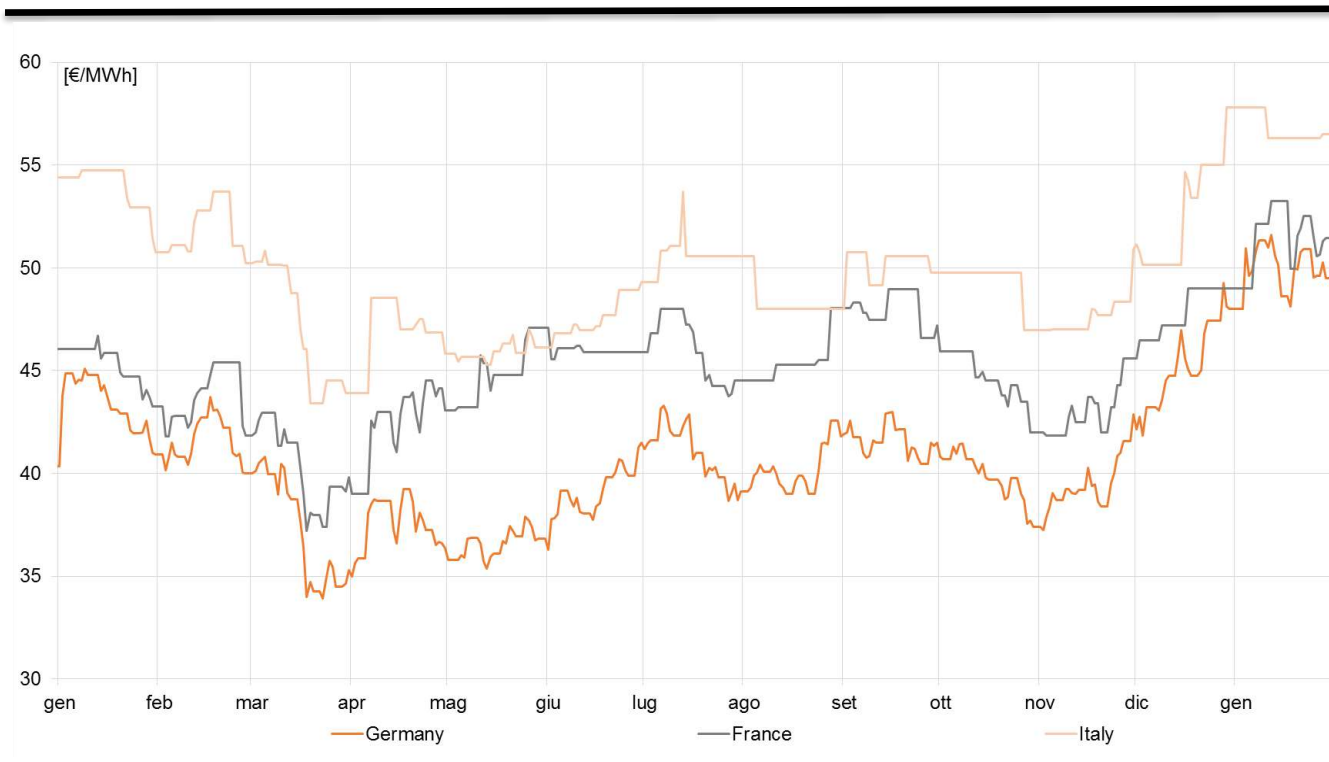
Nel mese di gennaio 2021 i prezzi forward del Brent si sono attestati intorno ai \$51,2/bbl, in aumento rispetto ai \$49,7/bbl di dicembre 2020 (+3,1%).

I prezzi medi forward del carbone (API2) sono aumentati rispetto a dicembre, attestandosi a circa \$70/t (+5,6%).

I prezzi medi forward del gas in Italia (PSV) sono in aumento rispetto al mese precedente (+8,6%), attestandosi intorno ai €17,3/MWh; in aumento anche i prezzi forward del gas in Europa (TTF), che si sono attestati a €16,4/MWh (+9%).

I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €56,8/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (+7,6%). Trend in aumento anche per la borsa francese, dove il prezzo si attesta a circa €51,4/MWh (+7,4%), e per la borsa tedesca, dove il prezzo è pari a €49,9/MWh (+10,1%).

### Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

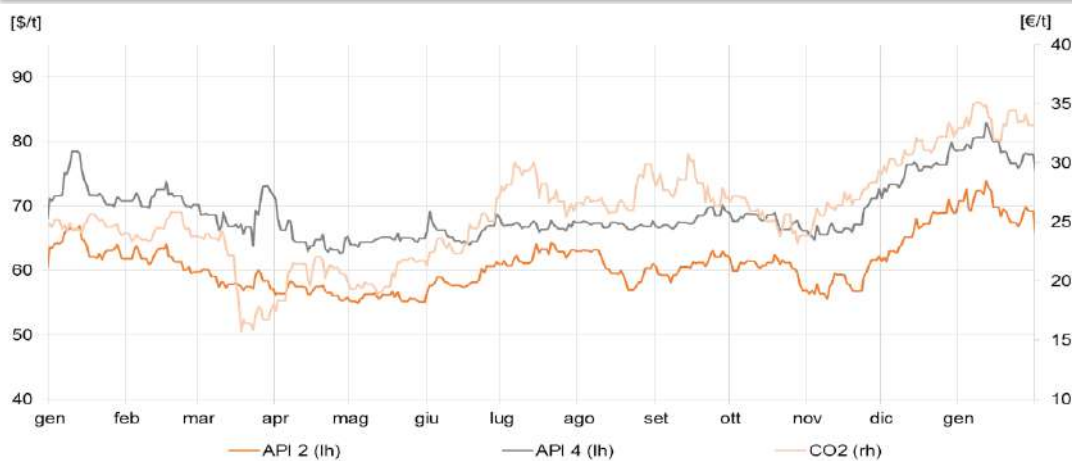
## Prezzi Forward Year+1 Gas &amp; Oil



Variazione media mensile  
PSV-TTF = +€0,9/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

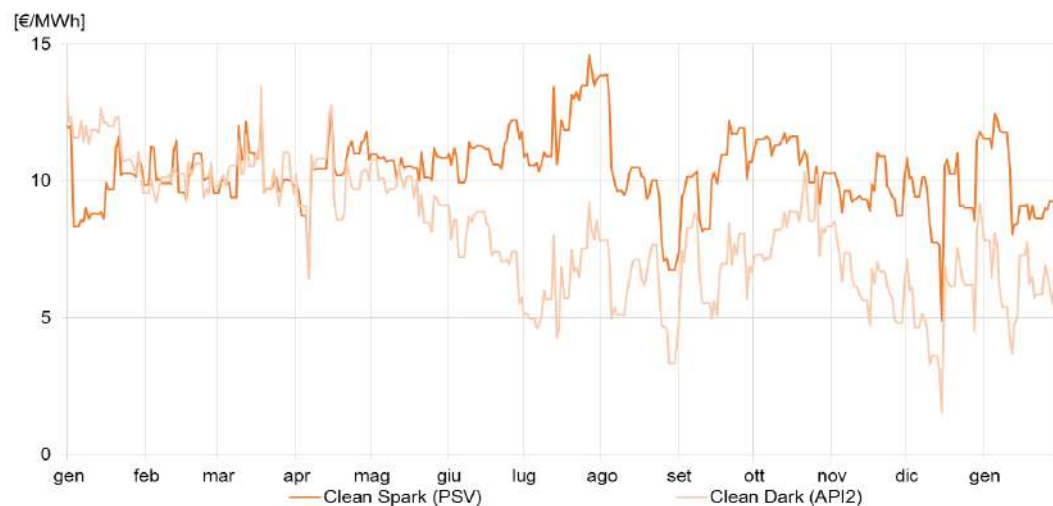
## Prezzi Forward Year+1 Coal &amp; Carbon



Variazione media mensile  
API2-API4 = -\$8,9/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Forward Year+1 Clean Dark &amp; Spark spreads Italia



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

Clean dark spread API2  
medio mensile = +€6,3/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 Gennaio 2021. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.*

## **Valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020**

[Parere 574/2020/I/eeI\\*](#)

L'Autorità ha espresso il proprio parere in merito agli schemi di Piano decennale di Sviluppo della RTN 2019 e 2020. In particolare, l'Autorità ha:

- rilasciato parere favorevole agli interventi per i quali precedentemente erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve (HVDC Centro Sud - Centro Nord; HVDC Sicilia - Sardegna; Italia - Austria);
- richiesto di porre in valutazione gli interventi relativi al secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro e al progetto di interconnessione HVDC Italia - Slovenia;
- rilasciato parere positivo all'approvazione degli schemi di piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico a ulteriore condizione che: i) per l'intervento SA.CO.I 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese nonché gli eventuali contributi europei; ii) la realizzazione dell'interconnessione Italia - Tunisia sia condizionata a un finanziamento della Commissione Europea pari ad almeno il 50% dei costi di investimento; iii) l'intervento HVDC Sicilia - Continente sia oggetto di approfondimenti senza pregiudizio per l'avvio o la prosecuzione dei procedimenti autorizzativi previsti.

## **Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità per l'orizzonte temporale di lungo termine per la regione (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA)**

[Delibera 4/2021/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato la metodologia per il calcolo della capacità di lungo termine per la regione Italy North (con riferimento ai confini dell'Italia con Francia, Austria e Slovenia) ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) 2016/1719.

Il calcolo della capacità di lungo termine verrà effettuato per conto dei TSO dal Regional Coordination Centre della System Operation Region (SOR) Central Europe di cui fa parte la regione (CCR) Italy North. Tale ruolo è stato assegnato alle società CORESO e TSCnet che effettueranno il calcolo della capacità di lungo termine a rotazione.

## **Approvazione della metodologia per lo splitting della capacità rilevante per l'orizzonte temporale di lungo termine per la regione (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 16 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA)**

[Delibera 5/2021/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato, congiuntamente con gli altri Regolatori della regione Italy North, la metodologia di splitting della capacità di lungo termine sugli orizzonti temporali annuale e mensile relativa alla regione Italy North (con riferimento ai confini dell'Italia con Francia, Austria e Slovenia) ai sensi dell'art. 16 del Regolamento (UE) 2016/1719.

## **Istruzioni a Terna S.p.A. per l'attuazione di ulteriori emendamenti alle proposte di metodologia per l'allocazione della capacità interzonale per lo scambio di capacità di bilanciamento o per la condivisione delle riserve, sviluppate ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing) nell'ambito della regione Italy North**

[Delibera 24/2021/R/eeI](#)

L'Autorità ha dato istruzioni a Terna affinché emendi, congiuntamente con gli altri TSO della regione Italy North, le proposte regionali di metodologie per l'allocazione della capacità interzonale ai fini dello scambio di capacità di bilanciamento o condivisione delle riserve sulla base di criteri di mercato e sulla base di un'analisi di efficienza economica di cui rispettivamente agli articoli 41 e 42 del Regolamento Balancing.

Le proposte emendate dovranno essere inviate da Terna e dagli altri TSO della regione Italy North ai rispettivi regolatori entro 2 mesi dalla ricezione, da parte dell'ultimo TSO interessato, delle richieste di emendamento in oggetto

\* Il parere, del 22 dicembre 2020, è stato pubblicato sul sito dell'Autorità in data 20 gennaio 2021



## 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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>:** 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 2020 e del 2021 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2021 – 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](http://www.terna.it).