

Dicembre 2019



# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Dicembre 2019

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## 01 Bilanci pag. 5

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

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



## 02 Sistema Elettrico pag. 12

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

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



## 03 Mercato Elettrico pag. 15

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

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

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



## 04 Regolazione pag. 23

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



Dicembre 2019

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## Sintesi mensile e nota congiunturale

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

### Bilancio Energia

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

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

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

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

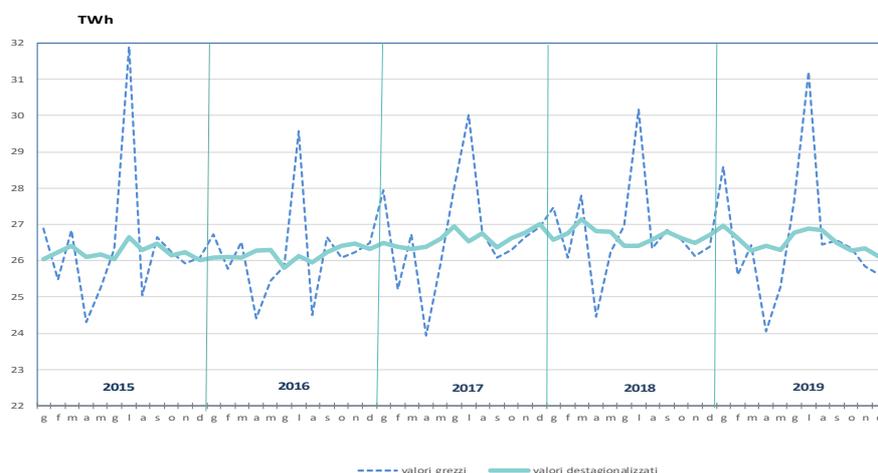
(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento

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

Fonte: Terna

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

### Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



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

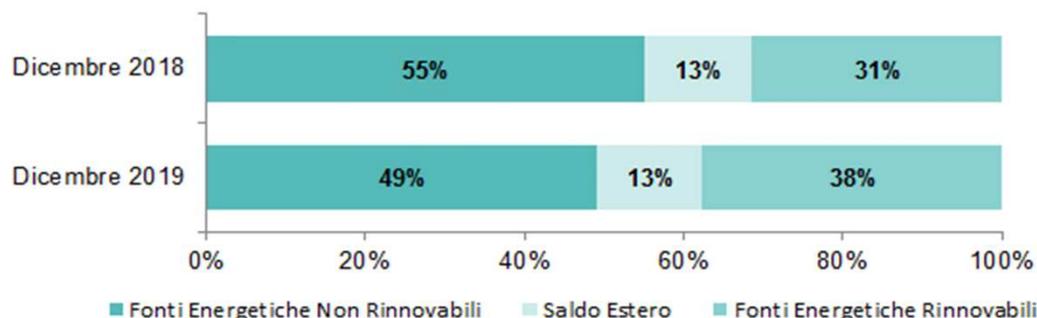
Fonte: Terna

## Composizione Fabbisogno

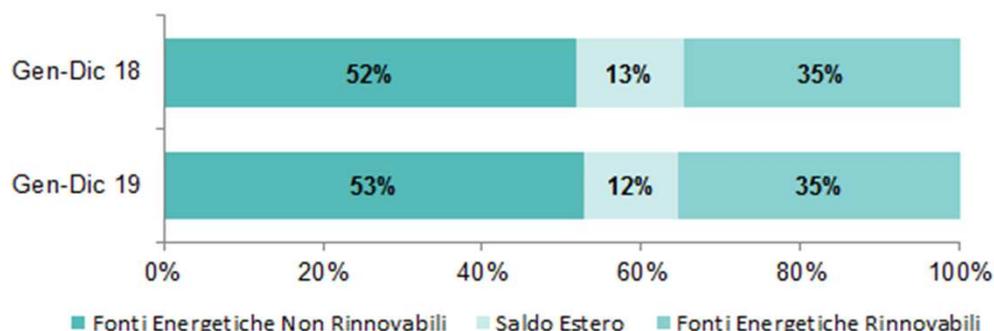
Nel mese di Dicembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 49% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 38% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

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

### Composizione Fabbisogno



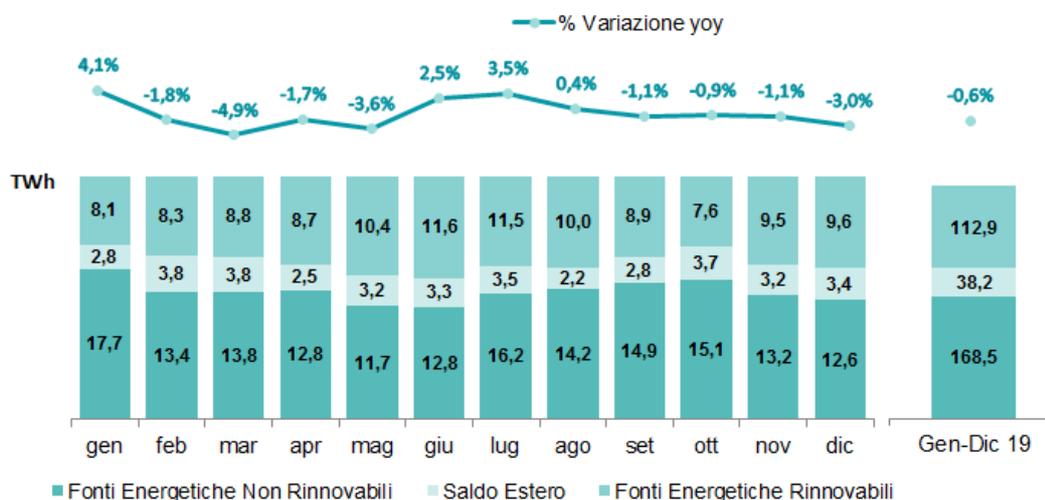
Nel mese di Dicembre la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -3,0% rispetto allo stesso mese del 2018.



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

Fonte: Terna

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



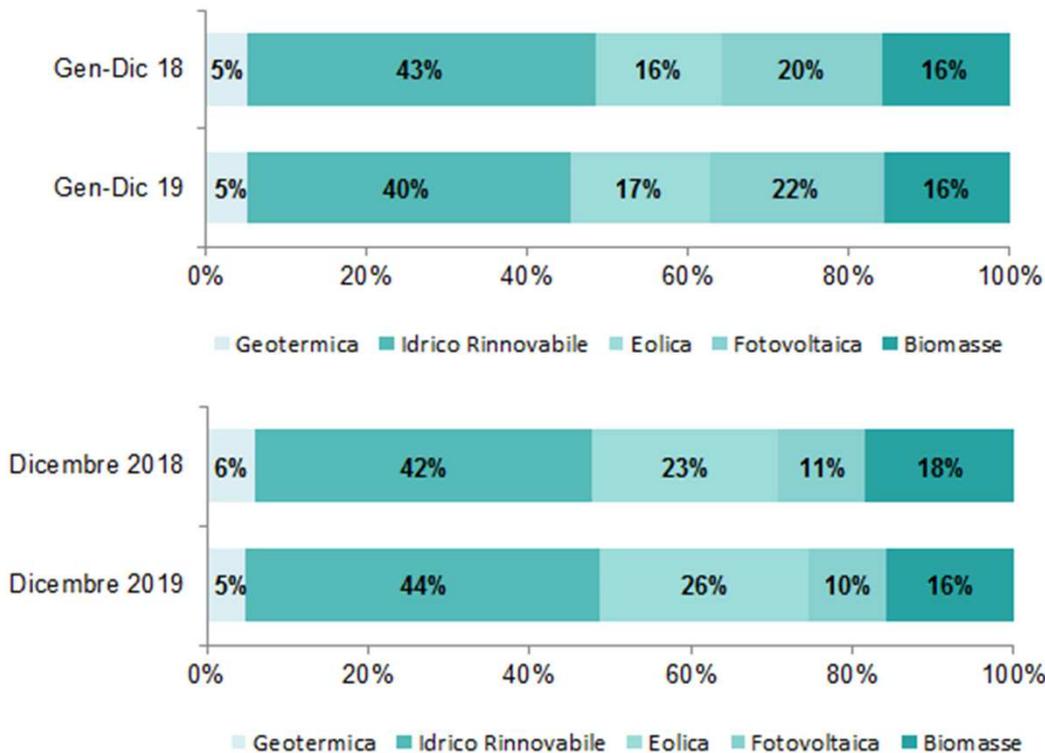
Nel 2019 la richiesta di energia elettrica sulla rete è in flessione -0,6% rispetto al 2018.

Fonte: Terna

## Dettaglio FER

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

### Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili

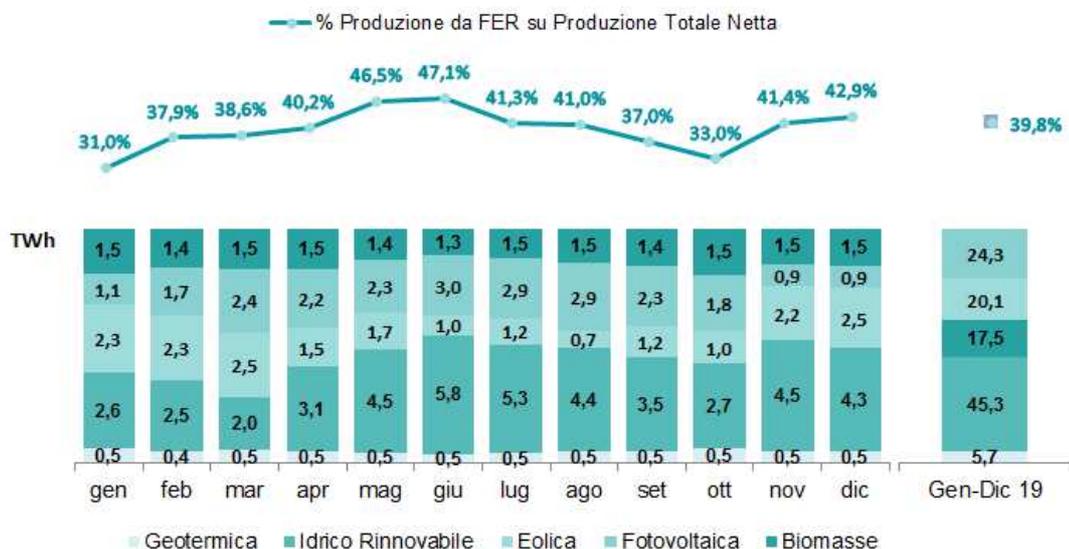


A Dicembre del 2019 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+1,8%).

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

Fonte: Terna

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



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

Fonte: Terna

## Storico Bilanci Energetici Mensili

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

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2019

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

Fonte: Terna

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

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

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2018.

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

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

Fonte: Terna

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

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

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

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

## Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

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

### Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

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

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

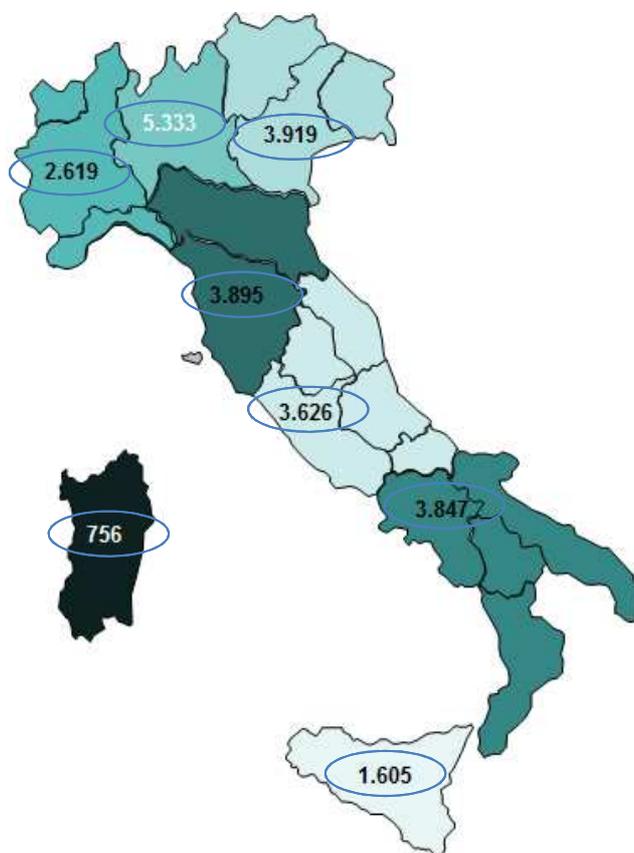
Fonte: Terna

### Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

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

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



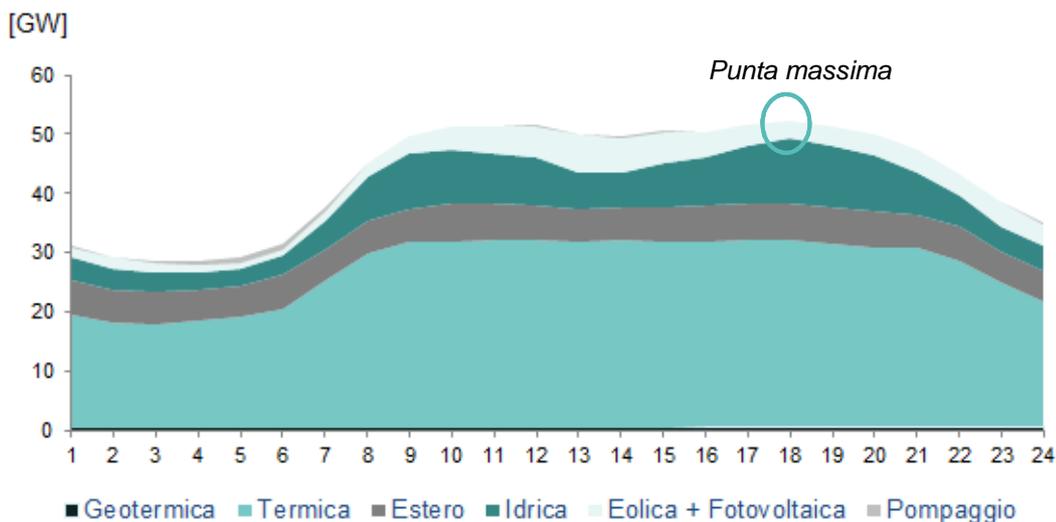
Fonte: Terna

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

## Punta in Potenza

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

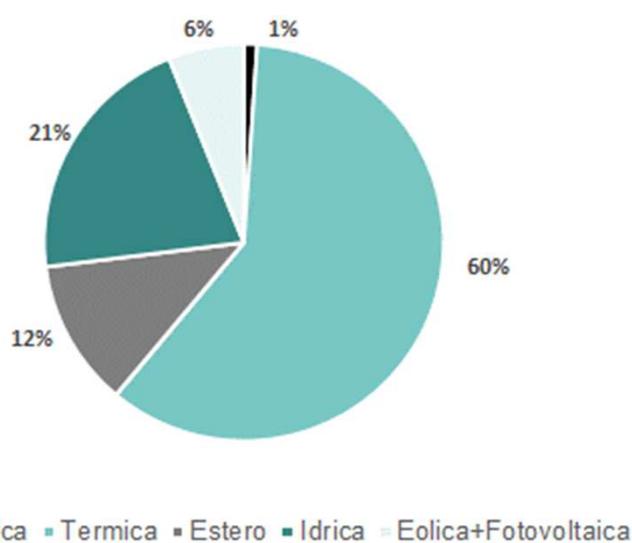
### Punta in Potenza



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

Fonte: Terna

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



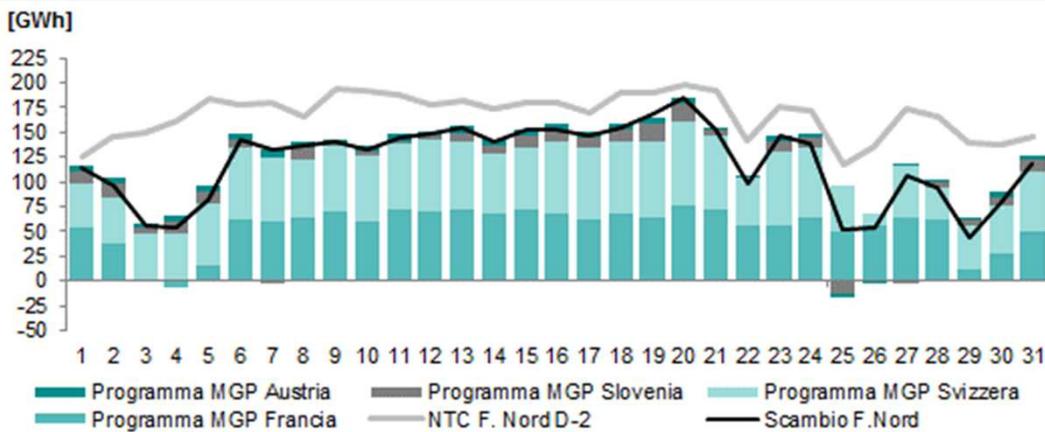
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 28%, la produzione termica per il 60% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

## Scambio Netto Estero – Dicembre 2019

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

### Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



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

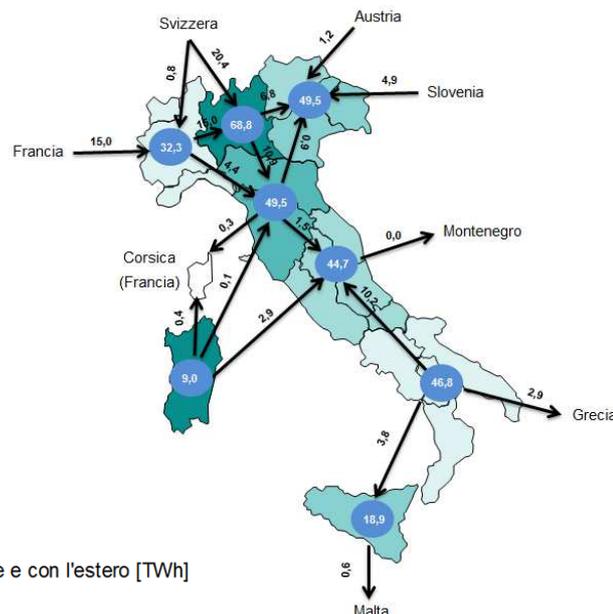
Fonte: Terna

## Saldo Movimenti Fisici di Energia – Progressivo Annuo

Il saldo movimenti fisici di energia evidenzia essenzialmente i flussi di energia scambiati tra le varie aree individuate sul sistema elettrico italiano.

Il collegamento a 380kV tra Sicilia e Continente, assicura la gestione in sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e in Calabria.

### Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia\*



Nel 2019 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 14,4TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,8TWh.

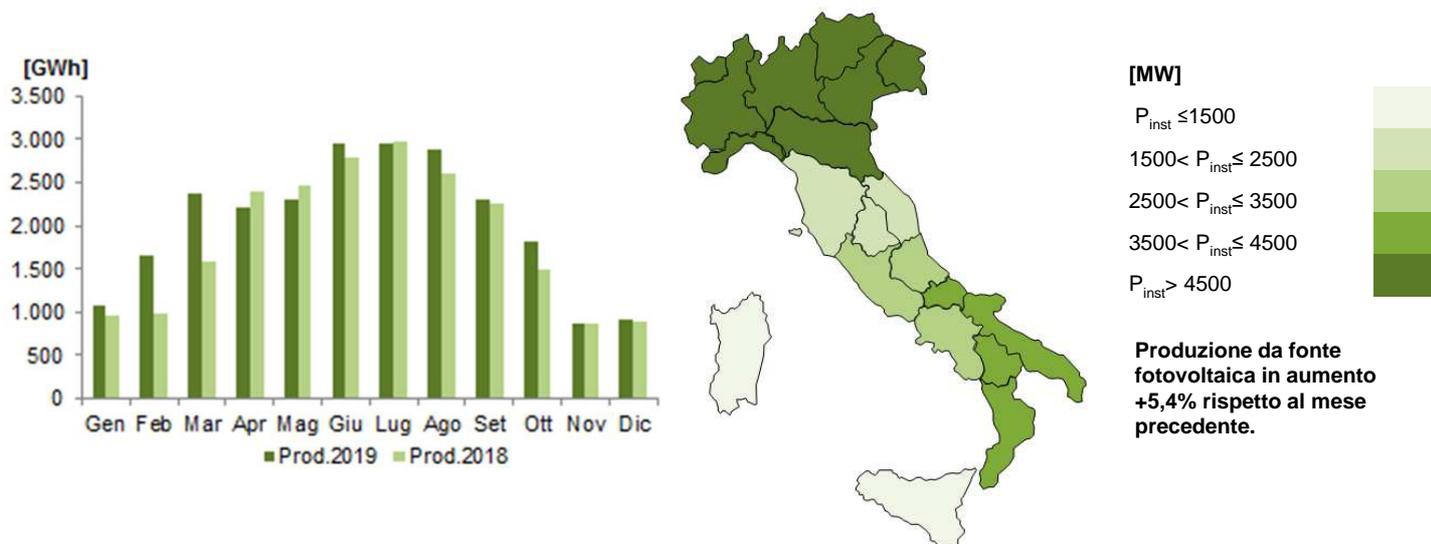
Fonte: Terna

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

## Produzione e consistenza installata

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

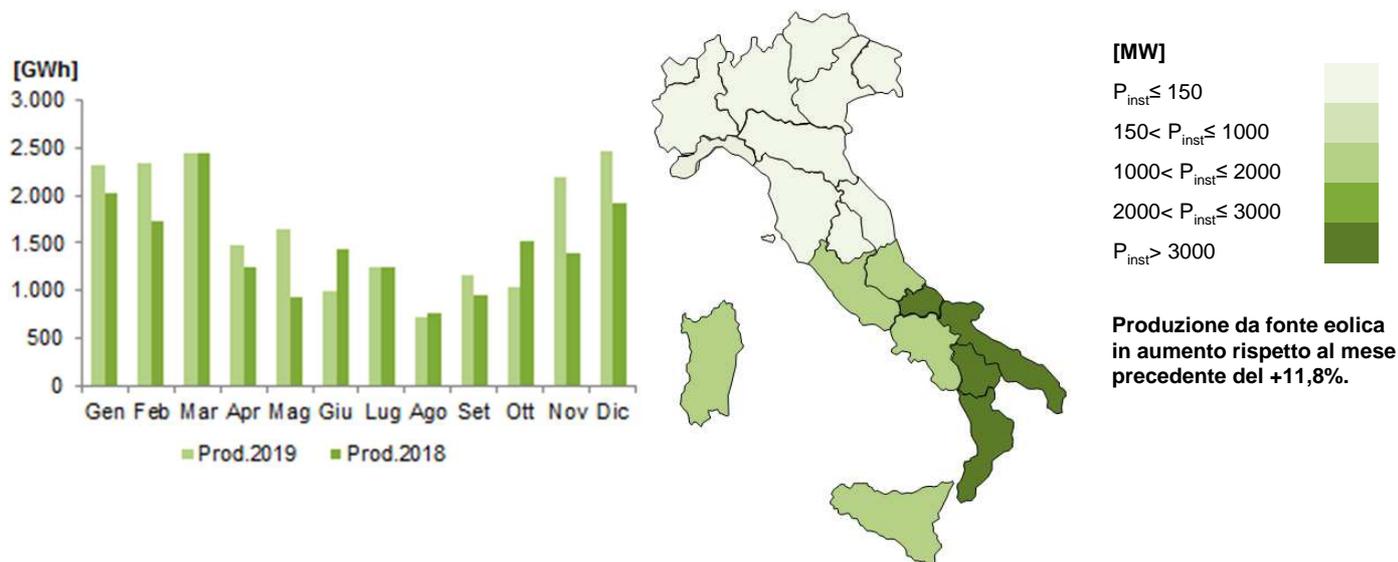
### Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

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

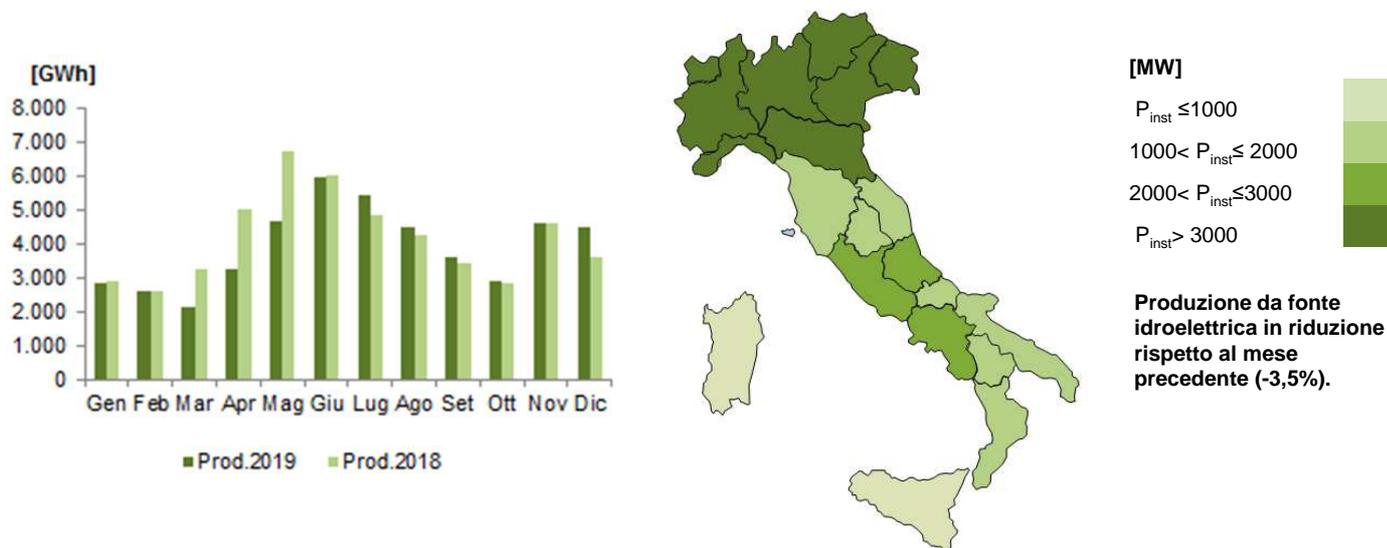
### Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

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

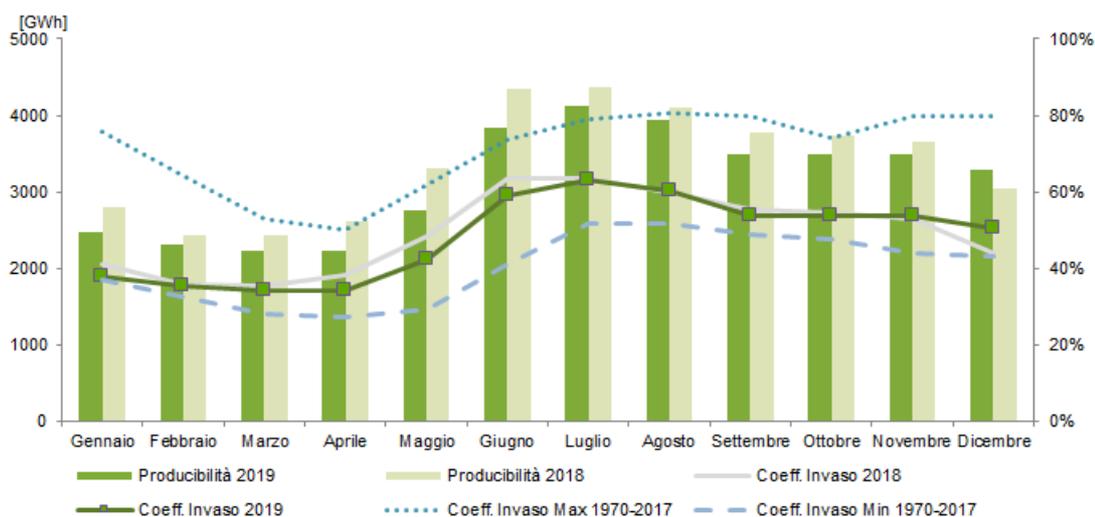
## Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

## Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



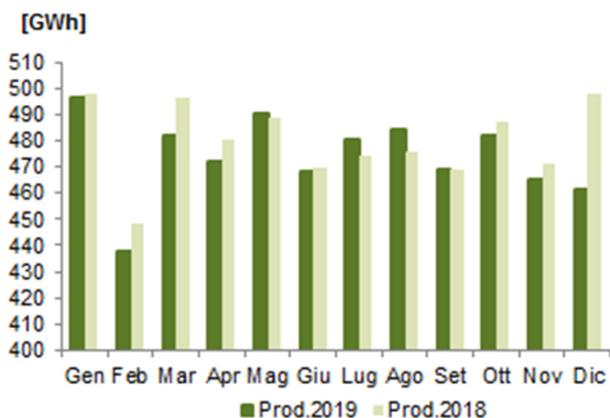
Nel mese di Dicembre 2019, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +50,4% in linea con lo stesso mese del 2018.

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

Fonte: Terna

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

## Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

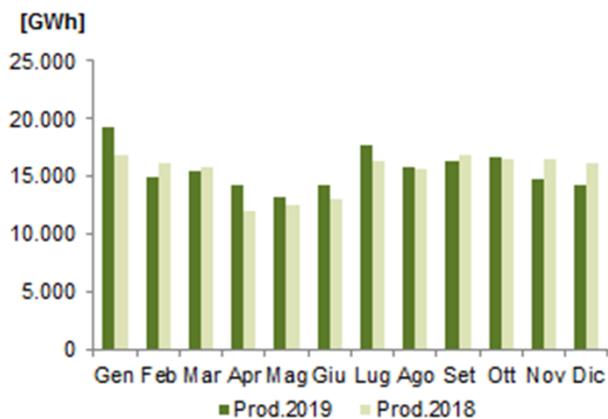


La produzione geotermica è in lieve riduzione (-0,9%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

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

## Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



La produzione termica è in riduzione (-3,7%) rispetto al mese precedente.

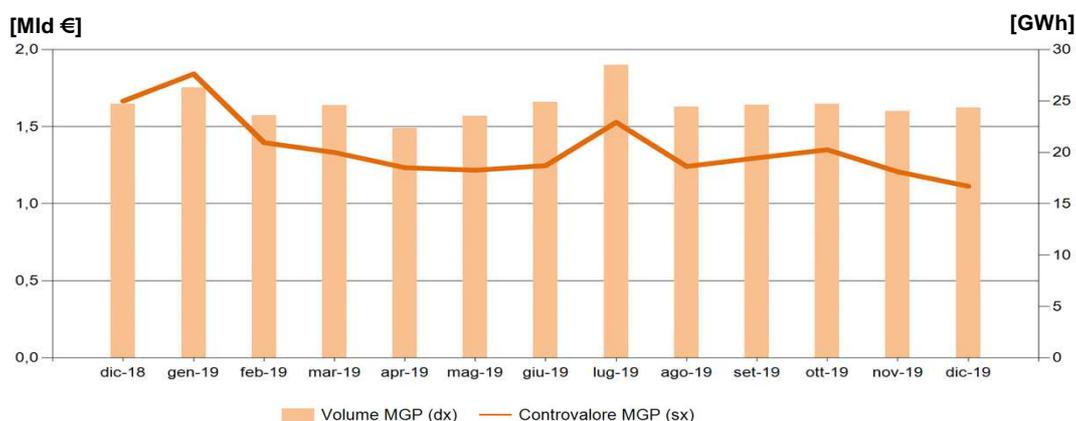
Fonte: Terna

## Mercato del Giorno Prima

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

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

### Controvalore e volumi MGP



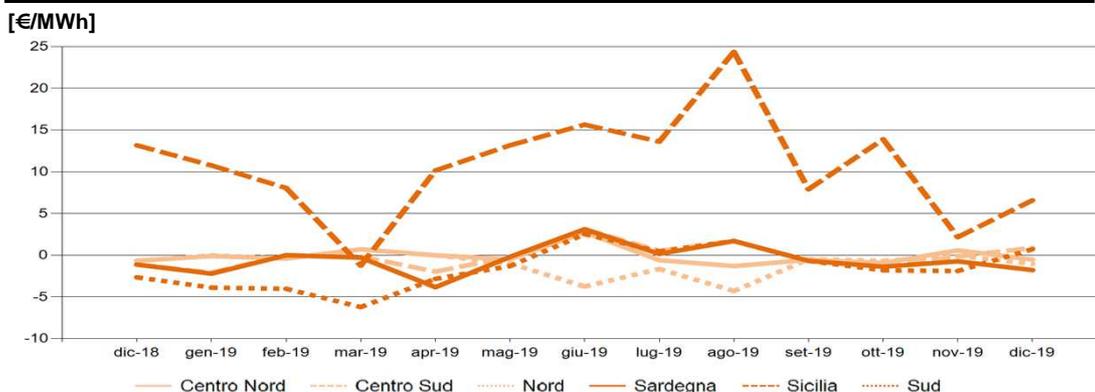
**Controvalore Dicembre 2019 in riduzione del 33% rispetto a Dicembre 2018**

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

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

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

### Differenziale rispetto al PUN



**Prezzi zonali Dicembre 2019 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione della Sicilia**

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a Dicembre è pari a 18,3 €/MWh per la zona Sicilia ed è mediamente pari a 14,5 €/MWh per le restanti zone.

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

## PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

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

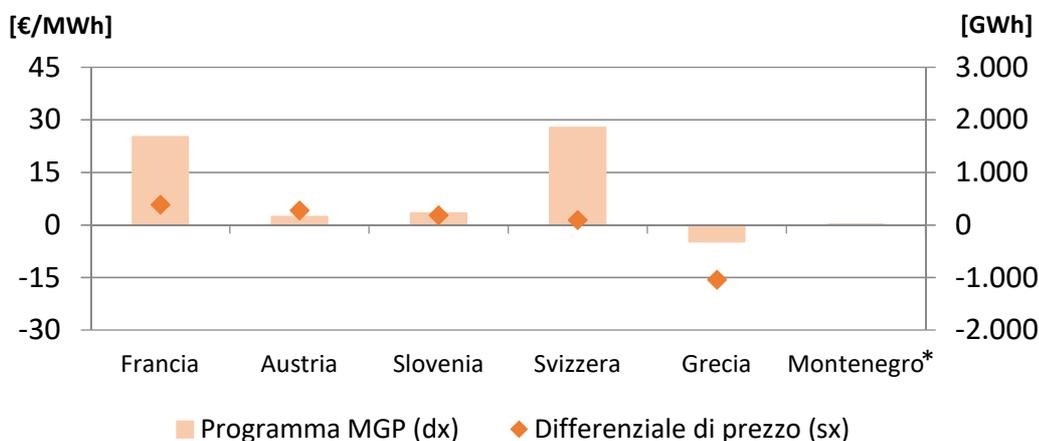
**Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente in tutte le zone tranne Nord e Centro-Nord**

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

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

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

## Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



**Import netto sulla frontiera Nord pari a 3,9 TWh**

Fonte: Elaborazioni Terna

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

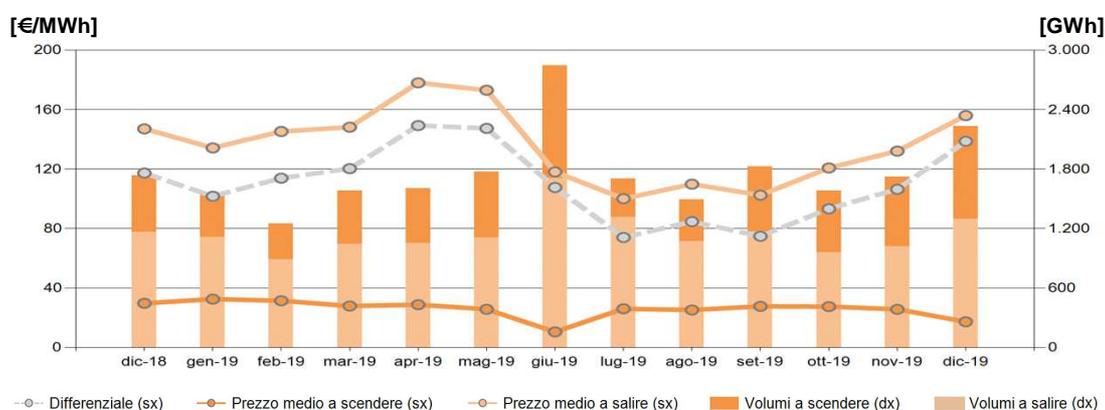
## Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

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

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

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

### Prezzi e volumi MSD ex ante



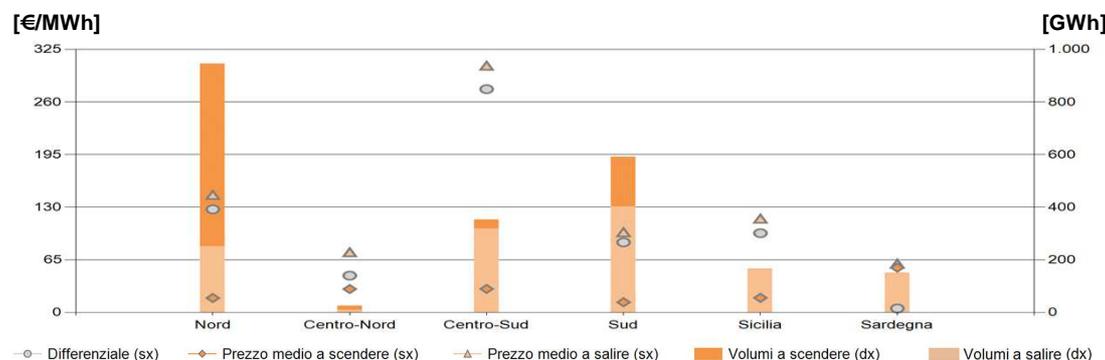
**Prezzo medio a salire a Dicembre 2019 pari a €155,9/MWh**  
**Prezzo medio a scendere a Dicembre 2019 pari a €17,3/MWh**

Fonte: Terna

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

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

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



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

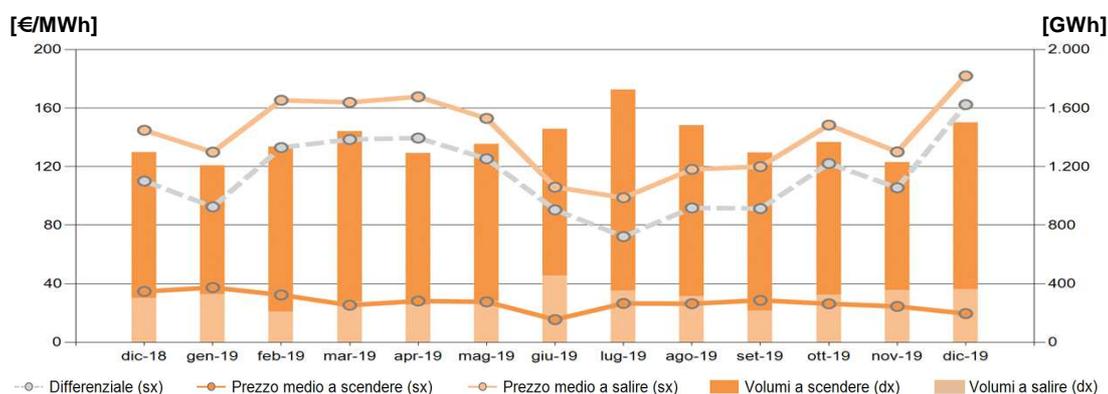
Fonte: Terna

## Mercato di Bilanciamento

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

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

### Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a Dicembre 2019 pari a €181,9/MWh  
 Prezzo medio a scendere a Dicembre 2019 pari a €19,6/MWh

Fonte: Terna

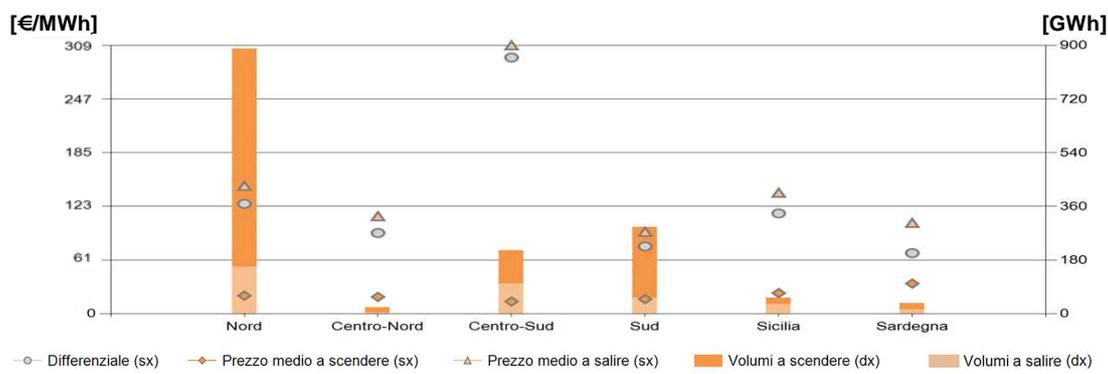
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€295,4/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 299,9 €/MWh).

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

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

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

### Prezzi e volumi MB per zona di mercato



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

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

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

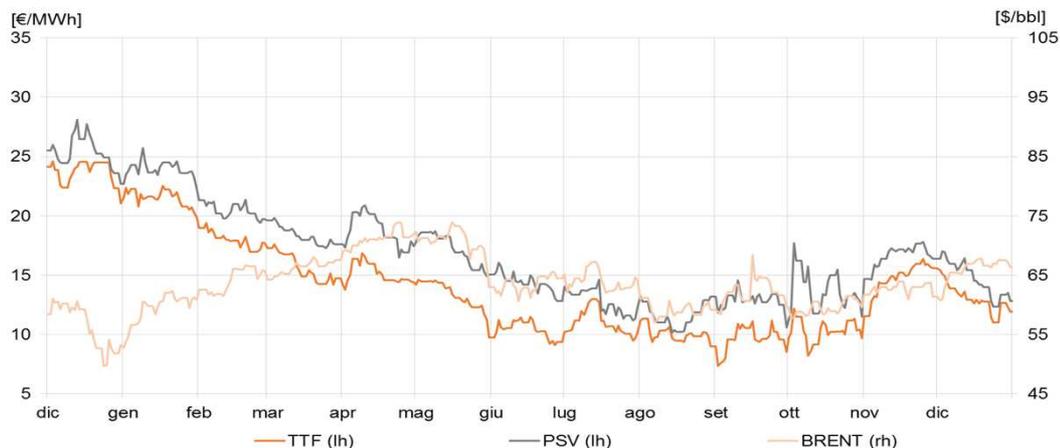
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di Dicembre sono in diminuzione rispetto al mese precedente con una media mensile di €43/MWh (-11%). In diminuzione anche la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €36,2 (-21,8%) e quella tedesca con €31,7/MWh (-23,3%) rispetto a Novembre.

### Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

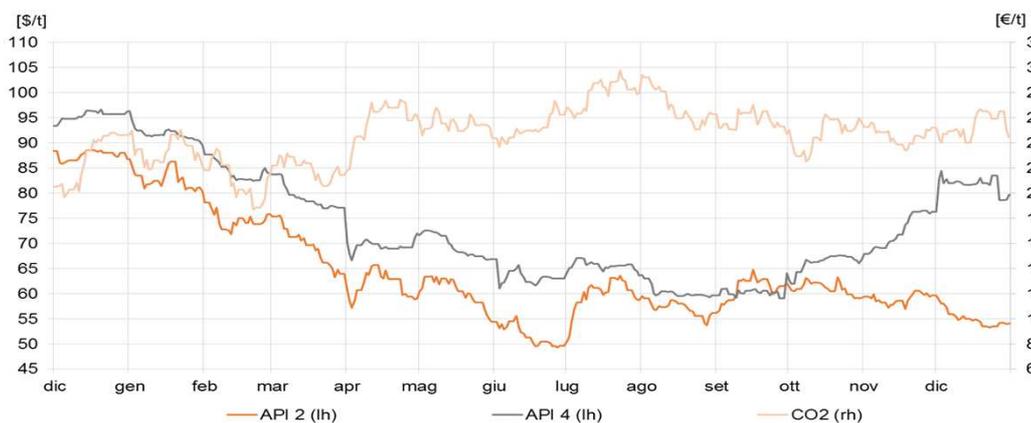
### Prezzi spot Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

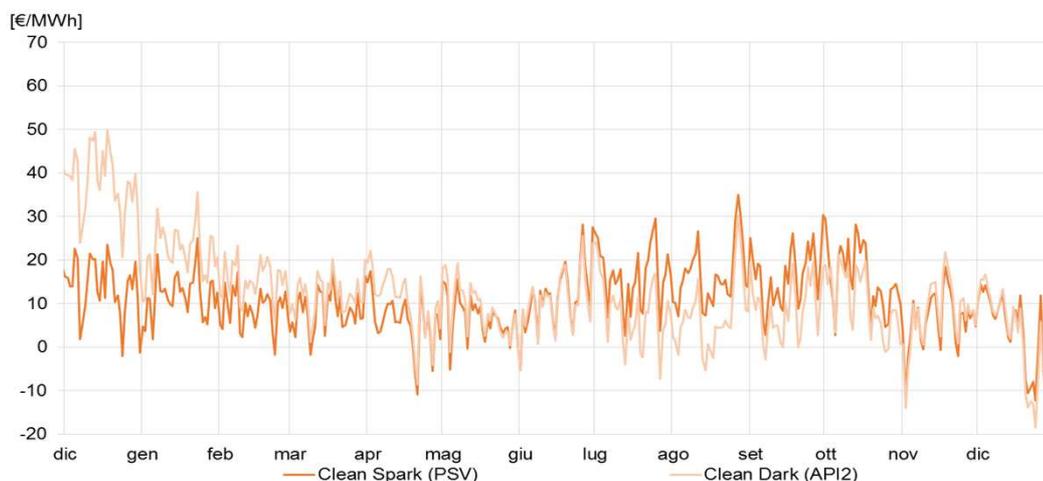
### Prezzi spot Coal & Carbon



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

### Clean Dark&Spark spreads Italia



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

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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Commodities – Mercato Forward

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

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

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

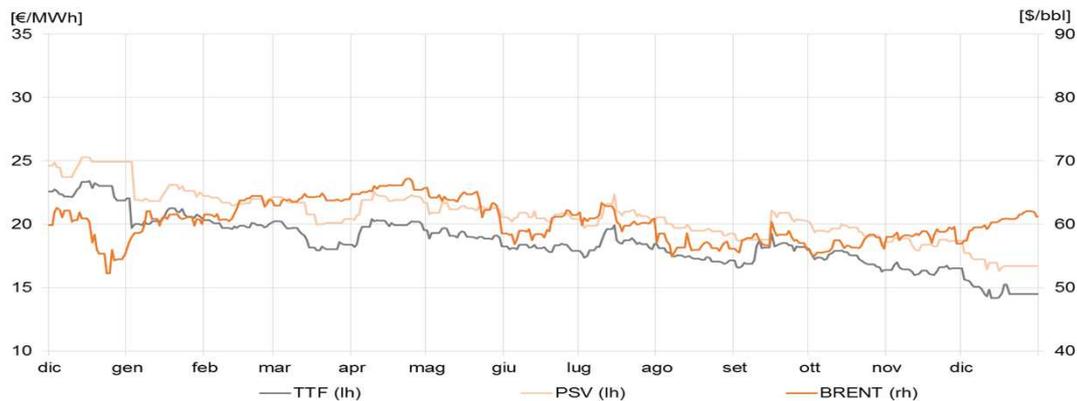
I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €54,4/MWh, in diminuzione rispetto al mese precedente (-4,8%). Trend in diminuzione anche per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €46,8/MWh (-4,1%), così come in Germania in cui il prezzo si attesta a circa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

### Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

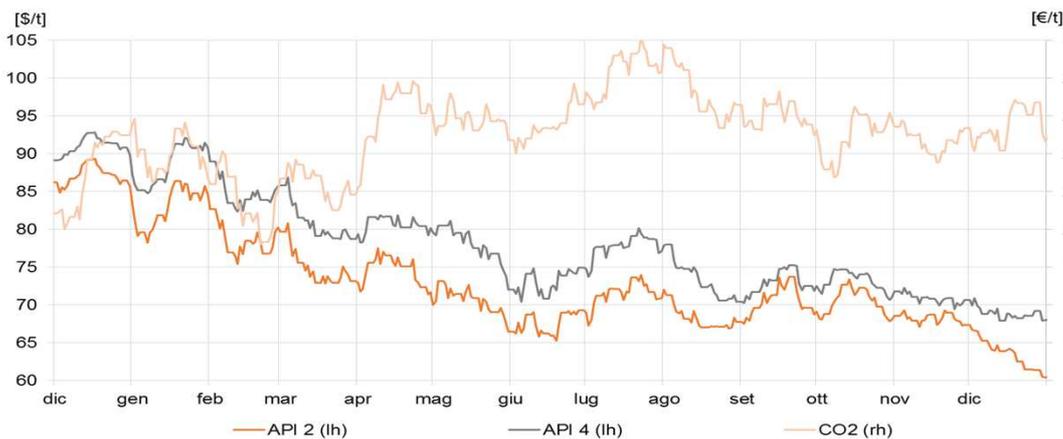
Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

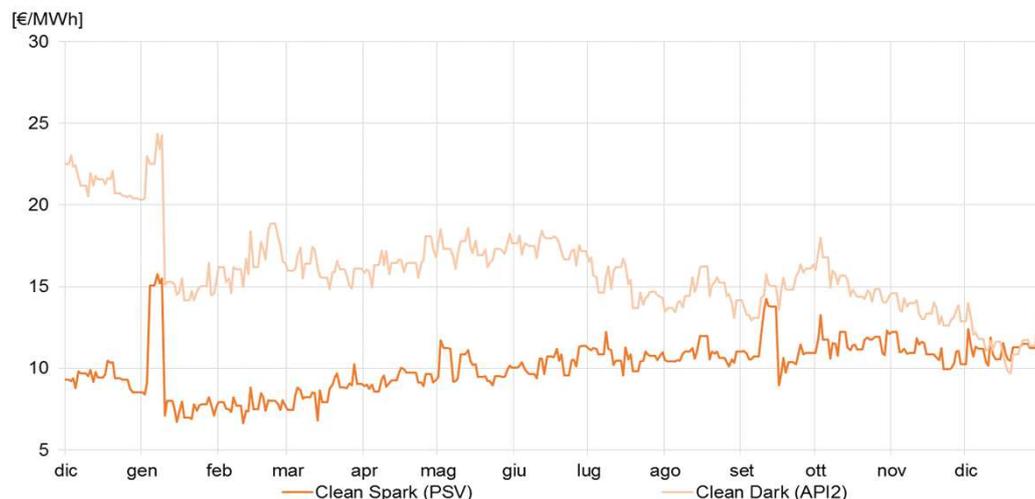
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark&Spark spreads Italia



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

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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

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

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

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

[Delibera 503/2019/R/eel](#)  
[Delibera 504/2019/R/eel](#)  
[Delibera 540/2019/R/eel](#)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'Autorità ha:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento dal 1 gennaio 2020**

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

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

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

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

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

## Legenda

---

**API2 – CIF ARA:** è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam - Anversa (ARA).

**API4 – FOB Richards Bay:** è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. È determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richards Bay.

**Aree territoriali:** sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

*TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta*

*MILANO: Lombardia (\*)*

*VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige*

*FIRENZE: Emilia Romagna (\*) - Toscana*

*ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche*

*NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria*

*PALERMO: Sicilia*

*CAGLIARI: Sardegna*

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

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

*NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA*

*CENTRO e SUD - include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI*

*SOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.*

**Brent:** è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

**Clean Dark Spread:** è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di 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

## Disclaimer

---

1. I bilanci elettrici mensili degli anni 2018 sono definitivi mentre i bilanci mensili del 2019 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2019 – elaborati alla fine di ogni mese utilizzando gli archivi di esercizio – sono soggetti ad ulteriore e puntuale verifica o ricalcolo nei mesi seguenti sulla base di informazioni aggiuntive. Questa operazione di affinamento del valore mensile si traduce, per i dati di bilancio, in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito [www.terna.it](http://www.terna.it).