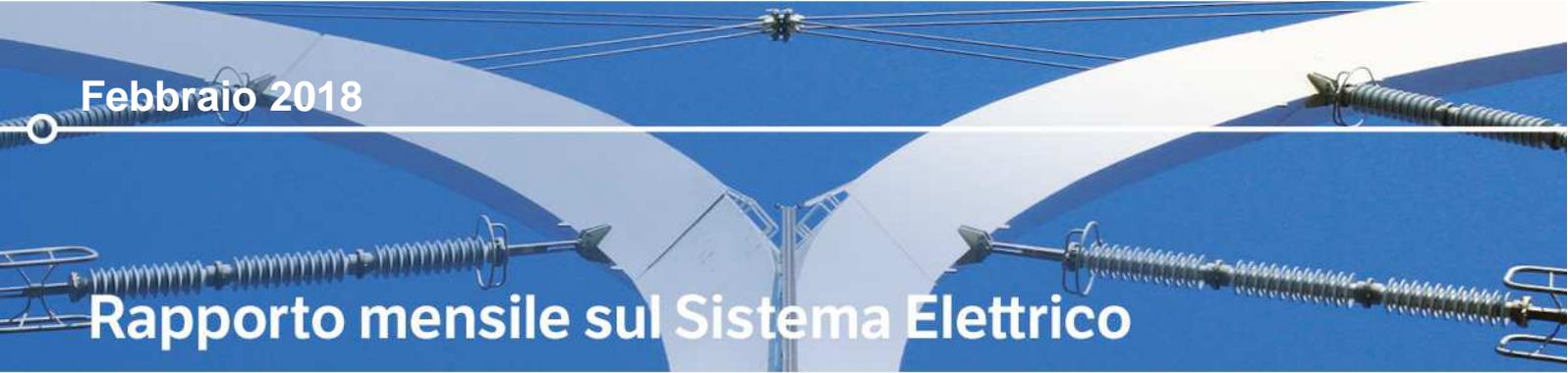


Febbraio 2018



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Febbraio 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese
pag. 5

Il Focus di questo mese descrive i Codici di rete europei facendone un utile sunto per famiglie di codici nonché evidenziandone lo stato di attuazione. Tali codici sono un corpus di regole comuni, armonizzate a livello europeo, elaborate per assicurare l'efficace funzionamento dei sistemi interconnessi di trasmissione di energia elettrica. Sono stati introdotti con il c.d. Terzo Pacchetto Energia, per contribuire alla creazione di un mercato integrato dell'energia elettrica, attraverso condizioni di accesso alle reti di trasmissione uniformi in tutto il territorio dell'Unione Europea.

02 Bilanci
pag. 13

Nel mese di febbraio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,3 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari al 4,2% rispetto ai volumi di febbraio 2017.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a febbraio 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +2,9% rispetto a gennaio. Il trend si porta su un andamento crescente. Nel mese di febbraio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'83,3% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-0,8% della produzione netta rispetto a febbraio 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero 38,2%, rispetto a febbraio 2017).



03 Sistema Elettrico
pag. 19

A febbraio 2018 la produzione nazionale netta pari a 22.099GWh è composta per il 32% da fonti energetiche rinnovabili (7.171GWh) ed il restante 68% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+11,2%) e della produzione idrica (+15,9%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-11,8%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico
pag. 22

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a febbraio è pari a circa €1,4Mld, in crescita del 9% rispetto al mese precedente e del 6% rispetto a febbraio 2017.

A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €96,8/MWh in aumento rispetto al mese precedente dell'11% e in riduzione rispetto a febbraio 2017 del 22%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%),

A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €106,5/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente (€110,1/MWh; -3%) e in riduzione rispetto a febbraio 2017 (€111,5/MWh; -5%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-7%).



05 Regolazione
pag. 30

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



Febbraio 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

I Codici di rete europei

Il contesto di riferimento

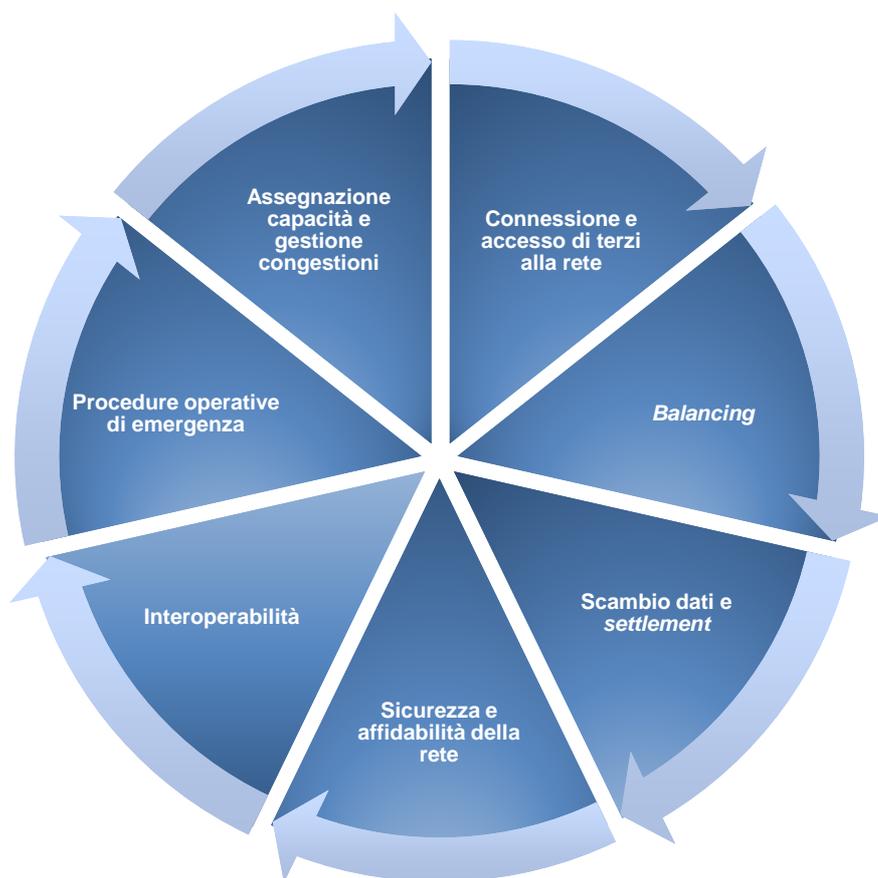
I Codici di rete europei sono un corpus di regole comuni, armonizzate a livello europeo, elaborate per assicurare l'efficace funzionamento dei sistemi interconnessi di trasmissione di energia elettrica.

I Codici di rete europei sono stati introdotti con il c.d. Terzo Pacchetto Energia (*), per contribuire alla creazione di un mercato integrato dell'energia elettrica, attraverso condizioni di accesso alle reti di trasmissione uniformi in tutto il territorio dell'Unione Europea.

In particolare, il Regolamento (CE) 714/2009 disciplina il processo di adozione e individua i settori di interesse dei Codici di rete, prevedendo che le regole in essi contenute siano elaborate per le questioni c.d. «cross-border», ovvero con un impatto transfrontaliero.

I Codici di rete europei lasciano impregiudicati i diritti degli Stati membri di elaborare Codici di rete nazionali che non influiscano sugli scambi transfrontalieri, non sostituendosi dunque ai Codici di rete nazionali per le materie non «cross-border».

Fig. 1: Principali settori «cross-border» ai sensi del Regolamento (CE) 714/2009



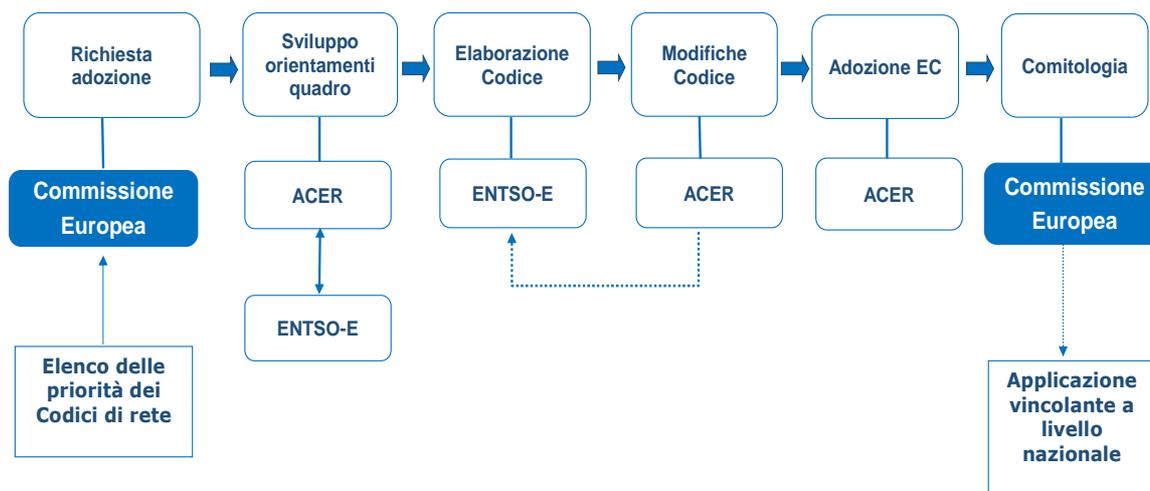
Fonte: Regolamento (CE) 714/2009

(*) Il Terzo Pacchetto Energia è costituito dalle Direttive recanti norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas (rispettivamente, 2009/72/CE e 2009/73/CE), dai Regolamenti sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica e gas, istitutivi di ENTSO-E ed ENTSO-G (rispettivamente, 714/2009/CE e 715/2009/CE), nonché dal Regolamento istitutivo di ACER (2009/713/CE).

Il processo di adozione dei Codici di rete europei

In base a quanto previsto dal Regolamento (CE) 714/2009, i Codici di rete europei sono predisposti dall'Associazione europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E) e adottati dalla Commissione Europea, a valle di una articolata procedura che coinvolge anche l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia (ACER o Agenzia).

Fig. 2: La procedura di adozione dei Codici di rete europei



Fonte: Regolamento (CE) 714/2009

Il processo di adozione dei Codici di rete europei si articola nelle seguenti fasi:

- La Commissione Europea dopo aver redatto un elenco di priorità annuali, chiede ad ACER di sviluppare orientamenti quadro che fissino principi e obiettivi per l'elaborazione di Codici di rete europei nei settori individuati nell'elenco di priorità.
- L'ACER definisce gli orientamenti quadro nelle materie individuate dalla Commissione Europea.
- Nei dodici mesi successivi all'adozione degli orientamenti quadro, ENTSO-E, su richiesta della Commissione Europea, presenta ad ACER una proposta di Codice di rete elaborata sulla base degli orientamenti quadro (**).
- L'ACER valuta la conformità della proposta ai propri orientamenti quadro. In esito a tale valutazione l'ACER può richiedere modifiche, ove ritenute necessarie, o trasmettere la proposta alla Commissione Europea, raccomandandone l'adozione.
- La Commissione Europea adotta i Codici di rete mediante la procedura di «comitologia», vale a dire la procedura attraverso la quale la Commissione esercita le competenze di esecuzione conferitele dal Legislatore europeo, con l'assistenza dei comitati di rappresentanti degli Stati membri. In tale fase la Commissione può apportare modifiche alla versione proposta da ACER. Una volta approvato in «comitologia», il Codice di rete diventa un atto dell'Unione Europea giuridicamente vincolante.

(**) La Commissione Europea, l'ACER ed ENTSO-E sono tenuti a sottoporre a consultazione i documenti di rispettiva competenza (elenco di priorità; orientamenti quadro e Codici di rete).

La natura e l'implementazione dei Codici di rete europei

I Codici di rete sono adottati nella forma di Regolamenti europei, recanti «*Network Code*» o «Linee Guida». Si tratta in entrambi i casi di atti a portata generale, obbligatori in tutti i loro elementi e applicabili in ciascuno Stato membro.

Ai fini della piena applicazione a livello nazionale, i Codici di rete richiedono una corposa attività di implementazione. Il processo di implementazione coinvolge una pluralità di soggetti, nazionali e sovranazionali, quali i TSO, i Regolatori nazionali, l'ACER, ENTSO-E e gli utenti della rete. A seconda che si tratti di *Network Code* o di Linee Guida, occorre distinguere tra:

- processo di implementazione gestito a livello nazionale: in tali casi l'attività di implementazione consiste principalmente nella definizione dei requisiti non stabiliti in modo puntuale nei Codici di rete (c.d. requisiti *non-exhaustive*). Le proposte di implementazione devono essere approvate dall'Autorità di regolazione nazionale;
- processo di implementazione coordinato a livello europeo/regionale: in tali casi l'attività di implementazione consiste nell'adozione di metodologie comuni da parte dei TSO. Tali metodologie devono essere approvate congiuntamente dalle Autorità di regolazione nazionali o dall'ACER, nel caso in cui i Regolatori nazionali non riescano a raggiungere un accordo. Le metodologie possono essere adottate su base paneuropea, regionale/area sincrona/ individuale a seconda di quanto previsto dalle Linee Guida.

Il monitoraggio dei Codici di rete europei

L'attività di monitoraggio dei Codici di rete europei coinvolge l'ACER ed ENTSO-E. In particolare:

- ENTSO-E monitora l'attuazione dei Codici di rete ed il loro effetto sull'armonizzazione delle regole. ENTSO-E riporta ad ACER gli esiti della propria attività, fornendo inoltre tutte le informazioni richieste dall'Agenzia per svolgere i propri compiti di monitoraggio.
- ACER verifica l'attuazione da parte di ENTSO-E dei Codici di rete e ne analizza gli effetti sull'integrazione, sulla non discriminazione, l'effettiva concorrenza ed il funzionamento efficace del mercato. L'ACER riferisce alla Commissione Europea i risultati della propria attività di monitoraggio.

I Codici di rete europei

I Codici di rete europei sono riconducibili a tre «famiglie»:

- I. Connessione alla rete (**Codici di connessione**)
- II. Integrazione dei mercati e gestione delle congestioni tra le reti (**Codici di mercato**)
- III. Sicurezza e interoperabilità delle reti di trasmissione (**Codici di esercizio**).

Di seguito sono riportati i Codici di rete europei adottati dalla Commissione Europea.

Fig. 3: Le «famiglie» dei Codici di rete europei

Codici di connessione

- **Regolamento (UE) 2016/631** che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (**Network Code RfG**)
- **Regolamento (UE) 2016/1388** che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (**Network Code DCC**)
- **Regolamento (UE) 2016/1447** che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (**Network Code HVDC**)

Codici di mercato

- **Regolamento (UE) 2015/1222** che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (**Linee Guida CACM**)
- **Regolamento (UE) 2016/1719** che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (**Linee Guida FCA**)
- **Regolamento (UE) 2017/2195** che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (**Linee Guida di bilanciamento**)

Codici di esercizio

- **Regolamento (UE) 2017/1485** che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (**Linee Guida System Operation – SO**)
- **Regolamento (UE) 2017/2196** che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica (**Network Code Emergency and Restoration – ER**)

Fonte: Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea

I. I Codici di connessione

Obiettivo dei Codici di connessione è la definizione di requisiti tecnici di connessione armonizzati a livello europeo, al fine di assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili, nonché facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione Europea. Le norme armonizzate contenute nei Codici si applicano, in linea generale, ai nuovi impianti che si connettono alla rete e possono applicarsi agli impianti esistenti solo nei casi espressamente previsti dai Codici di connessione (ammodernamenti o decisione dei Regolatori nazionali previa valutazione dei TSO).

Molti dei requisiti tecnici richiesti dai Codici di Connessione devono essere implementati a livello nazionale in quanto *non-exhaustive requirements*. A tal fine, i Codici prevedono specifiche tempistiche di implementazione: entro due anni dalla loro entrata in vigore, il gestore di rete competente presenta all'Autorità di regolazione nazionale una proposta di requisiti *non-exhaustive*. Il Regolatore nazionale approva la proposta entro i successivi 6 mesi. I requisiti tecnici di connessione contenuti nei Codici di connessione trovano applicazione nell'ordinamento degli Stati membri decorsi tre anni dalla loro entrata in vigore.

Network Code in materia di requisiti per la connessione dei generatori alla rete (Network Code RfG)

Il *Network Code RfG* stabilisce requisiti armonizzati per la connessione alla rete degli impianti di produzione al di sopra di una determinata soglia di potenza ($\geq 0,8$ kW), ovvero: gruppi di generazione sincroni; parchi di generazione (unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connessi alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che hanno un solo punto di connessione a un sistema di trasmissione/di distribuzione/HVDC); parchi di generazione *offshore*.

I requisiti per la connessione sono differenziati in base alla "taglia" dell'impianto e al livello di tensione del punto di connessione. A tal fine, gli impianti vengono classificati in quattro categorie (A, B, C, D) e sono previsti requisiti tecnici di connessione aggiuntivi e/o tecnicamente più complessi nel passaggio dagli impianti di tipo A a quelli di tipo D. Il TSO, coordinandosi con i TSO e i DSO adiacenti, deve definire a livello nazionale le soglie di potenza per la classificazione delle diverse tipologie di impianti entro i limiti massimi di potenza fissati nel *Network Code RfG*. Il *Network Code RfG* è entrato in vigore il 17 maggio 2016 e la sua implementazione è in corso.

Network Code in materia di connessione della domanda (Network Code DCC)

Il *Network Code DCC* stabilisce requisiti armonizzati per la connessione alla rete dei seguenti impianti/sistemi: impianti di consumo e di distribuzione connessi al sistema di trasmissione; sistemi di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, inclusi i sistemi di distribuzione chiusi (SDC); unità di consumo (***) utilizzate da impianti di consumo o da SDC per fornire servizi di *demand side response*. Il *Network Code DCC* è entrato in vigore il 7 /09/ 2016 e la sua implementazione è in corso.

Network Code in materia di requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (Network Code HVDC)

Il *Network Code HVDC* stabilisce requisiti armonizzati per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in corrente continua alla rete. Il *Network Code HVDC* è entrato in vigore il 28 settembre 2016 e la sua implementazione è in corso.

(***) Gruppo indivisibile di installazioni contenente apparecchiature che possono essere controllate attivamente dal titolare di un impianto di consumo o da un SDC, individualmente o complessivamente nell'ambito di un'aggregazione della domanda tramite un aggregatore.

II. I Codici di mercato

Obiettivo dei Codici di mercato è la definizione di regole comuni per un funzionamento efficiente dei mercati dell'energia elettrica e del bilanciamento, funzionale alla promozione della competitività e della sicurezza degli approvvigionamenti. L'adozione di regole comuni, con particolare riferimento alle norme in materia di allocazione della capacità, gestione della congestione e scambi di energia elettrica e di bilanciamento, sui diversi orizzonti temporali, è propedeutica all'integrazione dei mercati europei per la creazione di un mercato unico.

Linee Guida in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (Linee Guida CACM)

Le linee Guida CACM contengono le disposizioni che regolano il mercato del giorno prima e il mercato infragiornaliero, oltre ad altri aspetti correlati che garantiscono l'efficiente operatività di questi mercati, quali il calcolo della capacità di trasporto e la definizione delle zone di mercato.

Il modello target previsto per l'allocazione della capacità nel mercato del giorno prima è il *Market Coupling*. Il *Market Coupling* rappresenta un meccanismo di allocazione implicita della capacità disponibile tra le zone di mercato attraverso il quale la capacità viene allocata e valorizzata sul mercato del giorno prima contestualmente all'energia elettrica, determinando l'ottimizzazione dell'utilizzo della capacità di trasporto e il miglioramento dell'efficienza complessiva del processo di allocazione. Con riferimento ai confini italiani, l'allocazione della capacità avviene attraverso il *Market Coupling* sui confini con la Slovenia, l'Austria e la Francia, oltre che tra le zone interne del mercato italiano.

Con riferimento al mercato intradiario, il modello target consiste nella negoziazione continua fino a un'ora prima della consegna, corredata da una metodologia di prezzo della capacità che consenta l'estrazione della rendita da congestione. Allocare la capacità a ridosso del tempo reale significa consentire agli operatori di concludere scambi di energia, in presenza di capacità residua, fino a un momento temporale vicino all'effettiva consegna dell'energia stessa.

L'integrazione dei mercati prevista nelle Linee Guida CACM richiede l'armonizzazione delle regole dei mercati coinvolti e un elevato livello di coordinamento tra i TSO e gli operatori di mercato. A tal fine, le Linee Guida prevedono la definizione di metodologie comuni da parte di tutti i TSO, laddove è ritenuta necessaria una armonizzazione a livello europeo, oppure da parte dei soli TSO appartenenti a una determinata Regione di calcolo della capacità. Tali Regioni corrispondono ai perimetri geografici, definiti ai sensi delle stesse Linee Guida CACM, nell'ambito dei quali è richiesta l'implementazione di una metodologia coordinata ai fini del calcolo della capacità.

Le Linee Guida CACM, infine, definiscono il processo da seguire per la revisione della configurazione di zone di mercato esistenti, i soggetti che possono avviare tale processo e i criteri che devono essere seguiti per la valutazione di configurazioni di zone di mercato alternative rispetto a quella vigente. Le Linee Guida CACM sono entrate in vigore il 14 agosto del 2015 e la loro implementazione è attualmente in corso.

Linee Guida in materia di allocazione della capacità a termine (Linee Guida FCA)

Le Linee Guida in materia di allocazione della capacità a termine definiscono le regole per il calcolo e l'allocazione della capacità interzonale nei mercati a termine.

In particolare, con riferimento alla fase di calcolo della capacità, le Linee Guida FCA definiscono i criteri per la definizione di metodologie condivise tra i TSO per la determinazione della capacità di lungo termine. Analogamente a quanto previsto dalle Linee Guida CACM, l'armonizzazione delle regole per il calcolo della capacità a lungo termine è richiesta a livello regionale, prendendo a riferimento le Regioni ai fini del calcolo della capacità individuate ai sensi delle Linee Guida CACM.

Con riferimento agli aspetti relativi all'allocazione della capacità di lungo termine, le Linee Guida FCA prevedono regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione a termine. Tenendo conto della necessità di garantire a generatori, consumatori e rivenditori strumenti efficienti di copertura dal rischio di fluttuazione dei prezzi nel settore in cui operano, le Linee Guida richiedono ai TSO l'elaborazione di regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione fisica - compresa l'armonizzazione delle attuali norme che disciplinano le aste per l'allocazione di capacità a termine - per i diritti di trasmissione finanziari in forma di opzione o per i diritti di trasmissione finanziari in forma di obbligazione.

Inoltre, le Linee Guida FCA richiedono ai TSO la definizione di regole di funzionamento e l'implementazione di una piattaforma unica di allocazione a livello europeo dei diritti di trasmissione a lungo termine, al fine di agevolare l'allocazione di tali diritti agli operatori del mercato e renderne possibile il trasferimento fra di loro.

Le Linee Guida in materia di allocazione della capacità a termine sono entrate in vigore il 17 ottobre 2016 e la loro implementazione è attualmente in corso.

Linee Guida in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Linee Guida di bilanciamento)

Le Linee Guida in materia di bilanciamento del sistema elettrico definiscono regole comuni per l'implementazione di un mercato europeo in grado di promuovere gli scambi «*cross-border*» di energia di bilanciamento. In particolare il modello target prevede l'implementazione di un mercato di bilanciamento europeo in cui ciascun TSO condivide le proprie offerte di bilanciamento in piattaforme comuni da cui le offerte sono attivate in base a criteri di merito economico. Nello specifico, sono definite quattro tipologie di scambi «*cross-border*» di energia di bilanciamento a seconda del servizio considerato. In particolare:

- scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve*;
- scambio di energia di bilanciamento da *manual Frequency Reestoration Reserve*;
- scambio di energia di bilanciamento da *automatic Frequency Reestoration Reserve*;
- *imbalance netting*: meccanismo di compensazione automatica degli sbilanciamenti in verso opposto che si verificano tra Control Area diverse.

Al riguardo, per ogni tipologia di scambio di energia di bilanciamento, le Linee Guida richiedono ai TSO la definizione dei prodotti standard oggetto di scambio sulle piattaforme dedicate.

Elemento comune ai modelli di scambio «*cross-border*» di energia di bilanciamento sopra descritti è l'adozione di un approccio TSO to TSO in cui ciascun gestore di rete è responsabile della raccolta delle offerte di bilanciamento interne ai propri confini nazionali e della successiva condivisione delle offerte con i TSO esteri.

Ai modelli target relativi all'implementazione di scambi «*cross-border*» di energia si aggiunge l'obbligo di armonizzare la regolazione nazionale relativa alla fatturazione, in base a criteri generali descritti nelle Linee Guida. In particolare, con riferimento alla fatturazione relativa agli sbilanciamenti, si richiede una armonizzazione delle modalità di determinazione dei prezzi e dei volumi di sbilanciamento nonché dell'intervallo di tempo su cui lo sbilanciamento è calcolato.

Le Linee Guida in materia di bilanciamento del sistema elettrico sono entrate in vigore lo scorso 18 dicembre 2017: la relativa implementazione è stata pertanto conseguentemente avviata da parte dei TSO.

III. I Codici di esercizio

Obiettivo dei Codici di esercizio è la definizione di standard di funzionamento comuni ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico europeo, anche durante gli stati di emergenza, blackout o ripristino.

Linee Guida operative in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (Linee Guida SO)

Le Linee Guida SO stabiliscono un quadro armonizzato a livello europeo dei requisiti per la gestione del sistema elettrico europeo per i TSO, i DSO e i c.d. *Significant Grid User* (SGU ****).

Le Linee Guida SO disciplinano il tema della salvaguardia della sicurezza di funzionamento, della qualità della frequenza, dell'uso efficiente dei sistemi interconnessi e delle relative risorse, definendo gli orientamenti in tema di:

- regole e responsabilità per il coordinamento dello scambio dati tra TSO, tra TSO e DSO e tra TSO o DSO e SGU in materia di pianificazione operativa e gestione vicina al tempo reale;
- regole per l'addestramento e la certificazione dei dipendenti dei gestori di sistema;
- requisiti per il coordinamento dei fuori servizio;
- regole per stabilire un *framework* comune a livello europeo per il controllo frequenza/potenza e le riserve.

Le Linee Guida SO sono entrate in vigore il 14 settembre 2017 e la loro implementazione è in corso.

Network Code in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica (Network Code ER)

Il *Network Code* ER stabilisce i requisiti specifici per garantire lo scambio di informazioni e la comunicazione durante gli stati di emergenza, blackout o ripristino, nonché la disponibilità degli strumenti e delle strutture per la gestione e il ripristino del sistema. Il *Network Code* ER individua diversi stati critici del sistema (stato normale, stato d'allerta, stato di emergenza, stato di blackout e di ripristino), prevedendo requisiti e principi armonizzati in materia di:

- gestione degli stati di emergenza, blackout e ripristino da parte dei TSO;
- coordinamento della gestione del sistema europeo negli stati di emergenza, blackout e ripristino;
- simulazioni e prove per garantire il ripristino affidabile, efficiente e rapido dei sistemi di trasmissione interconnessi, dallo stato di emergenza o blackout allo stato normale;
- strumenti e strutture necessari a garantire il ripristino affidabile, efficiente e rapido dei sistemi di trasmissione interconnessi, dallo stato di emergenza o blackout allo stato normale.

Il *Network Code* ER si applica ai stessi soggetti individuati nelle Linee Guida SO. Il *Network Code* ER è entrato in vigore lo scorso 18 dicembre 2017 ed è stato pertanto avviato il processo di implementazione a livello nazionale.

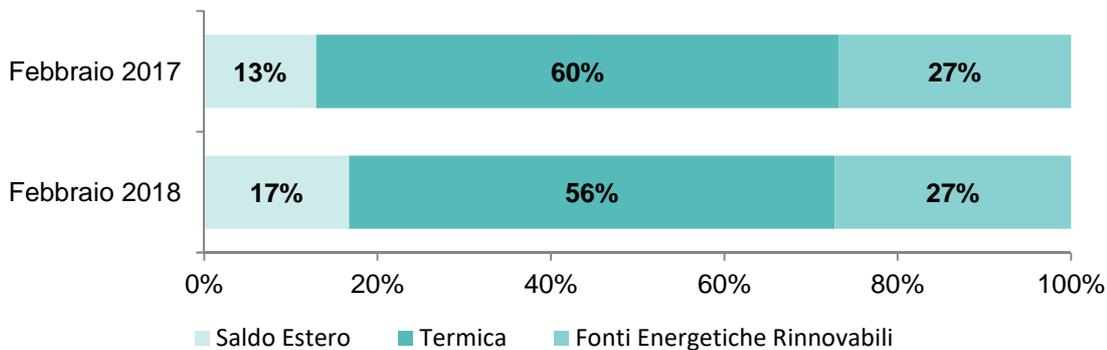
Sul sito internet di Terna sono disponibili i testi dei Codici di rete europei e le relative metodologie approvate dai Regolatori (<http://www.terna.it/it/sistemaelettrico/codicedirete/codicedireteeuropei.aspx>)

(****) Le Linee Guida SO si applicano ai seguenti SGU: gruppi di generazione di tipo B, C e D (come definiti nel *Network Code RfG*), ai sistemi in corrente continua ad alta tensione (come definiti nel *Network Code HVDC*), a *Demand Facilities* che forniscono *demand side response* (come definiti nel *Network Code DCC*).

Sintesi mensile

Nel mese di febbraio 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.310GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+4,2%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+5,6%), del saldo estero (+38,2%) e una flessione la produzione termoelettrica (-3,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di febbraio l'energia richiesta sulla rete è in aumento +4,2% rispetto allo stesso mese del 2017.

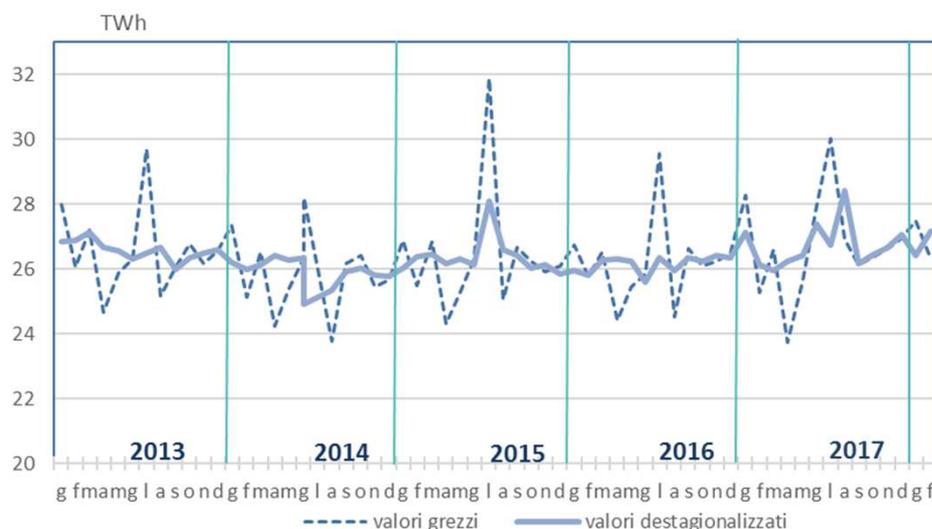
Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di febbraio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,3 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari al 4,2% rispetto ai volumi di febbraio 2017. Il risultato deriva dalla presenza dello stesso numero di giorni lavorativi ma da una temperatura media mensile inferiore di circa tre gradi rispetto a febbraio 2017. Nei primi due mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +0,5% rispetto al 2017; in termini decalendarizzati la variazione risulta pari a +0,2%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di febbraio 2018 è risultata ovunque positiva: al Nord e al Centro +3,9% e al Sud +5,0%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a febbraio 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +2,9% rispetto a gennaio. Il trend si porta su un andamento crescente. Nel mese di febbraio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'83,3% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-0,8% della produzione netta rispetto a febbraio 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero 38,2%, rispetto a febbraio 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



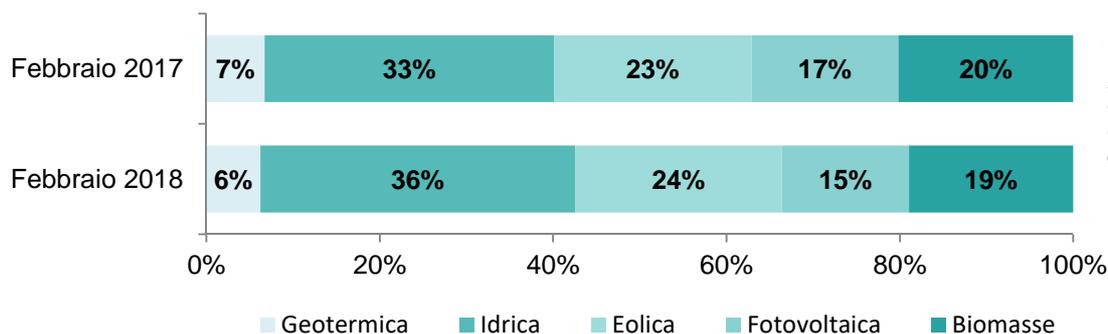
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a febbraio 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +2,9% rispetto a gennaio

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+11,2%) e della produzione idrica (+15,9%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-11,8%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A febbraio del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-7,9%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (53.807GWh) risulta in linea (+0,5%) rispetto al 2017.

A febbraio 2018 la produzione nazionale netta pari a 22.099GWh è composta per il 32% da fonti energetiche rinnovabili (7.171GWh) ed il restante 68% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Febbraio 2018	Febbraio 2017	%18/17	Gen-Feb 18	Gen-Feb 17	%18/17
Idrica	2.606	2.249	15,9%	5.353	5.053	5,9%
Termica	16.287	16.850	-3,3%	33.194	37.939	-12,5%
di cui Biomasse	1.359	1.359	0,0%	2.906	1.557	86,6%
Geotermica	446	454	-1,8%	941	958	-1,8%
Eolica	1.708	1.536	11,2%	3.680	3.333	10,4%
Fotovoltaica	1.052	1.193	-11,8%	2.078	2.274	-8,6%
Totale produzione netta	22.099	22.282	-0,8%	45.246	49.557	-8,7%
Importazione	4.602	3.568	29,0%	9.501	5.641	68,4%
Esportazione	199	383	-48,0%	525	1.186	-55,7%
Saldo estero	4.403	3.185	38,2%	8.976	4.455	101,5%
Pompaggi	192	211	-9,0%	415	476	-12,8%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.310	25.256	4,2%	53.807	53.536	0,5%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-55,7%) rispetto all'anno precedente. A febbraio 2018 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-3,3%), della produzione fotovoltaica (-11,8%) e un aumento della produzione eolica (+11,2%) e idroelettrica (+15,9%) rispetto all'anno precedente.

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2018 la produzione totale netta (45.246GWh) ha soddisfatto per +84% della richiesta di energia elettrica nazionale (53.807GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Iidrica	2.747	2.606											5.353
Termica	16.907	16.287											33.194
Geotermica	495	446											941
Eolica	1.972	1.708											3.680
Fotovoltaica	1.026	1.052											2.078
Produzione Totale Netta	23.147	22.099											45.246
Import	4.899	4.602											9.501
Export	326	199											525
Saldo Estero	4.573	4.403											8.976
Pompaggi	223	192											415
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.497	26.310											53.807

A febbraio la produzione totale netta risulta in riduzione (-0,8%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Gennaio con 27.497GWh.

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

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2017.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Iidrica	2.804	2.249	2.648	2.759	3.896	4.718	4.434	3.860	3.485	2.226	2.101	2.350	37.530
Termica	21.089	16.850	14.618	13.803	14.186	16.333	17.292	16.079	15.243	17.081	19.032	17.894	199.500
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480	476	498	5.785
Eolica	1.797	1.536	1.935	1.369	1.251	915	1.255	1.079	1.353	1.265	1.509	2.228	17.492
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.195	1.918	1.074	932	24.811
Produzione Totale Netta	27.275	22.282	22.024	20.902	22.637	25.284	26.496	24.416	22.738	22.970	24.192	23.902	285.118
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.012	3.887	3.782	2.991	3.662	42.895
Export	803	383	404	537	498	461	508	372	347	203	308	310	5.134
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.683	3.352	37.761
Pompaggi	265	211	190	248	204	172	130	144	140	172	250	315	2.441
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.280	25.256	26.585	23.730	25.636	27.941	30.019	26.912	26.138	26.377	26.625	26.939	320.438

Nel 2017, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 30.019GWh.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di febbraio 2018 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), al Sud (Na) e sulle Isole (Ca-Pa) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Febbraio 2018	2.708	5.850	3.996	4.108	3.592	3.767	1.538	751
Febbraio 2017	2.612	5.652	3.907	3.866	3.475	3.611	1.460	673
% Febbraio 18/17	3,7%	3,5%	2,3%	6,3%	3,4%	4,3%	5,3%	11,6%
Progressivo 2018	5.558	11.912	8.135	8.408	7.302	7.794	3.165	1.533
Progressivo 2017	5.561	11.674	8.113	8.184	7.427	7.899	3.208	1.470
% Progressivo 18/17	-0,1%	2,0%	0,3%	2,7%	-1,7%	-1,3%	-1,3%	4,3%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +1,0% in zona Nord, al +0,6% al Centro, -1,3% al Sud e 0,4% nelle Isole.

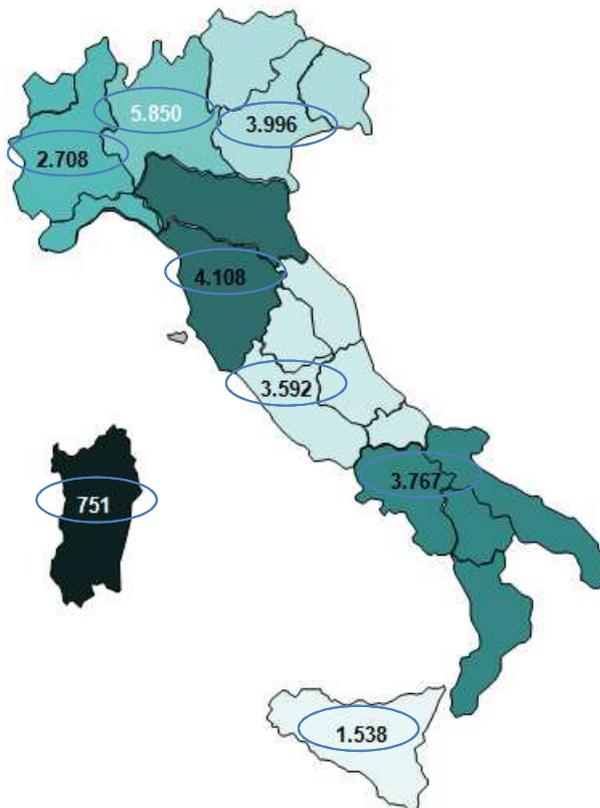
Fonte: Terna

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



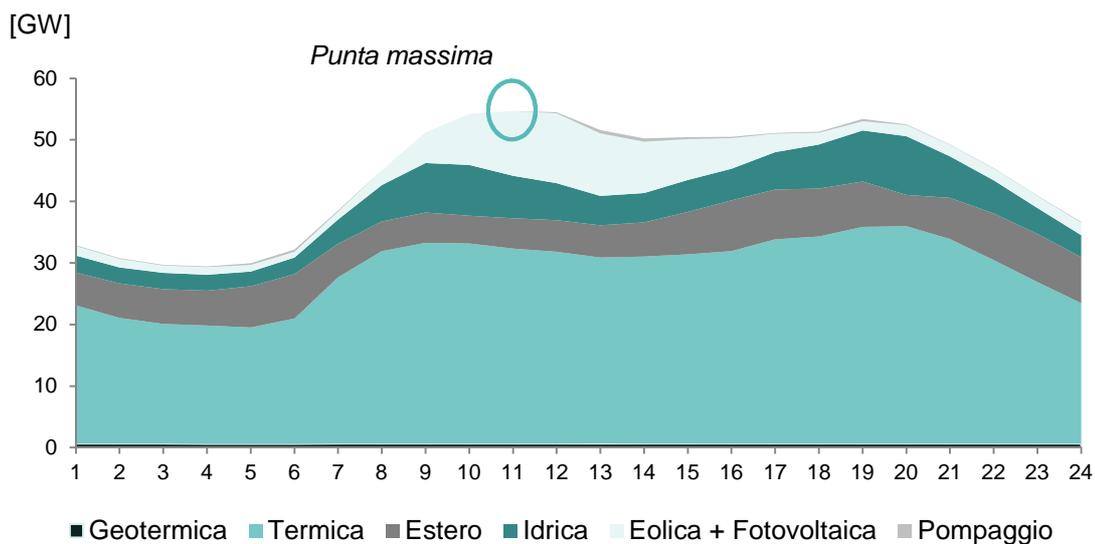
Fonte: Terna

(*) 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 febbraio 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **mercoledì 28 alle ore 11** ed è risultato pari a 54.697 MW (+6,5% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

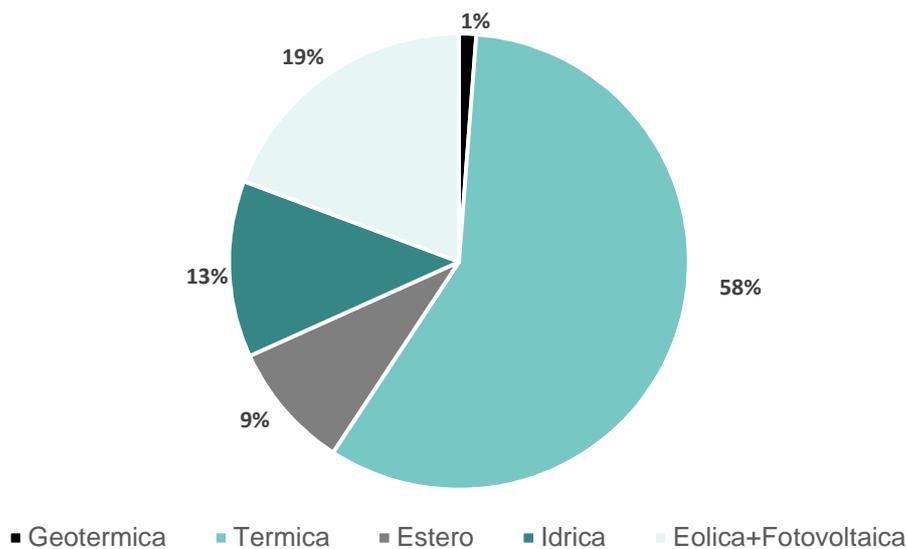
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 31.695MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 28 febbraio 2018 ore 11



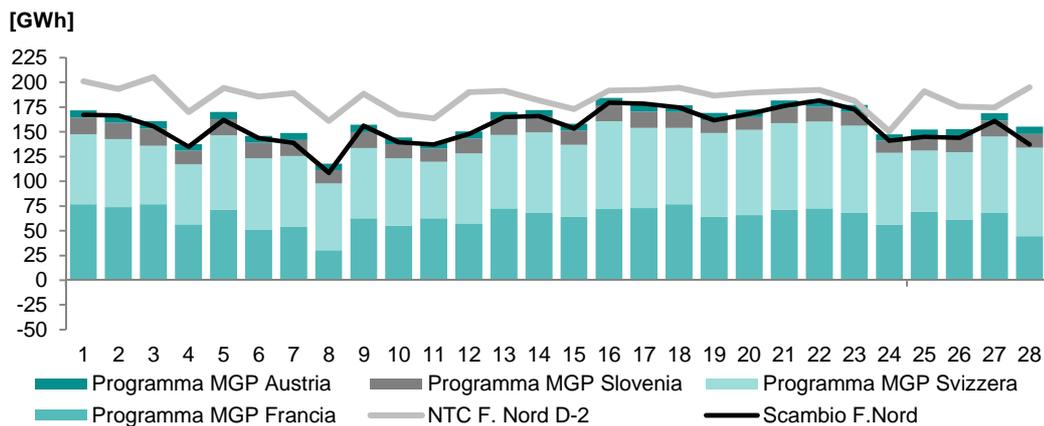
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 33%, la produzione termica per il 58% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Febbraio 2018

Nel mese di febbraio si evidenzia una buona 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 febbraio 2018 si registra un Import pari a 4.602GWh e un Export pari a 199GWh.

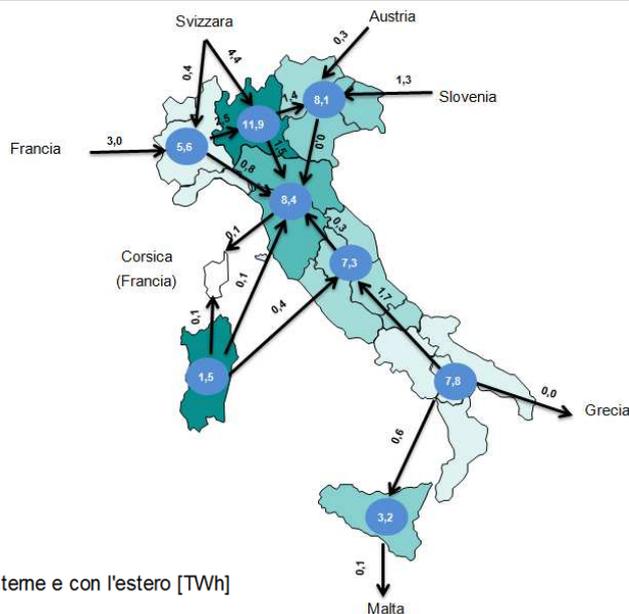
Fonte: Terna

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



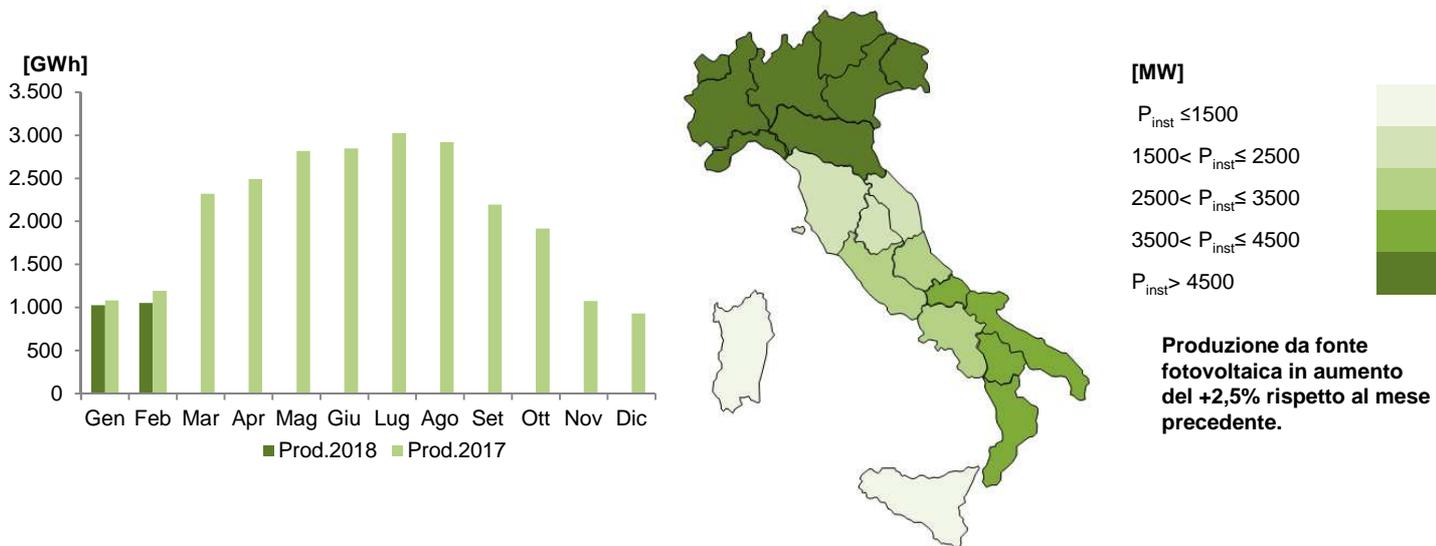
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 2,3TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,6TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di febbraio 2018 si attesta a 1.052GWh in aumento rispetto al mese precedente di 26GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-8,6%).

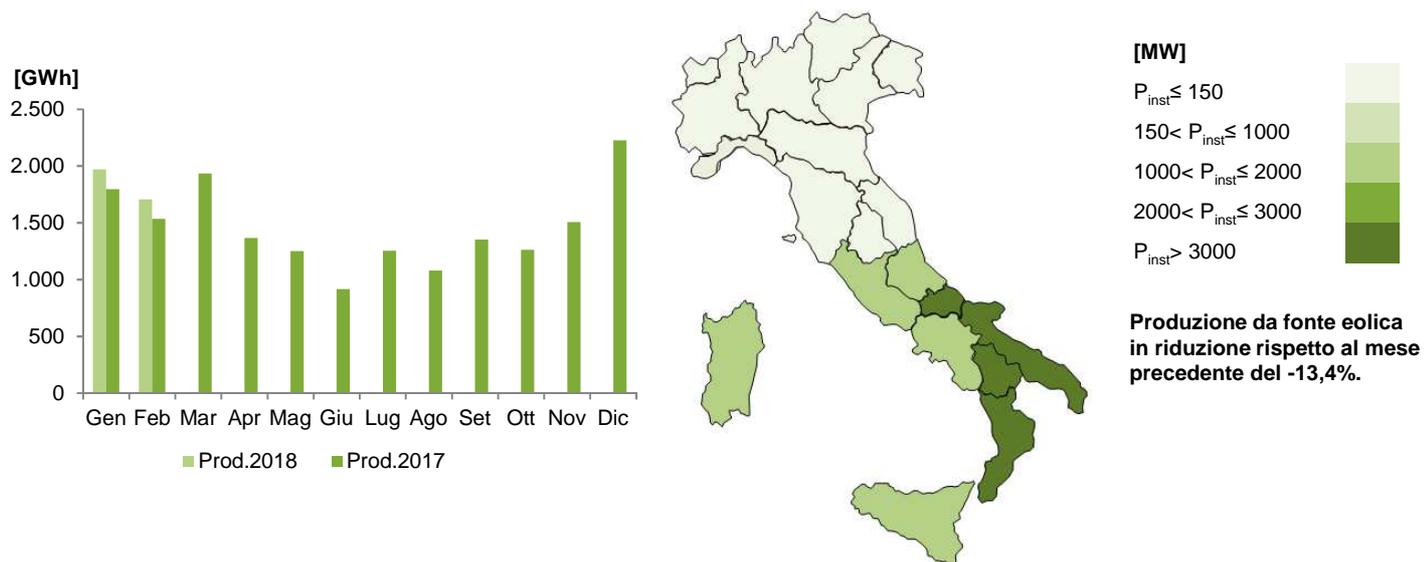
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di febbraio 2018 si attesta a 1.708GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 264GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+10,4%).

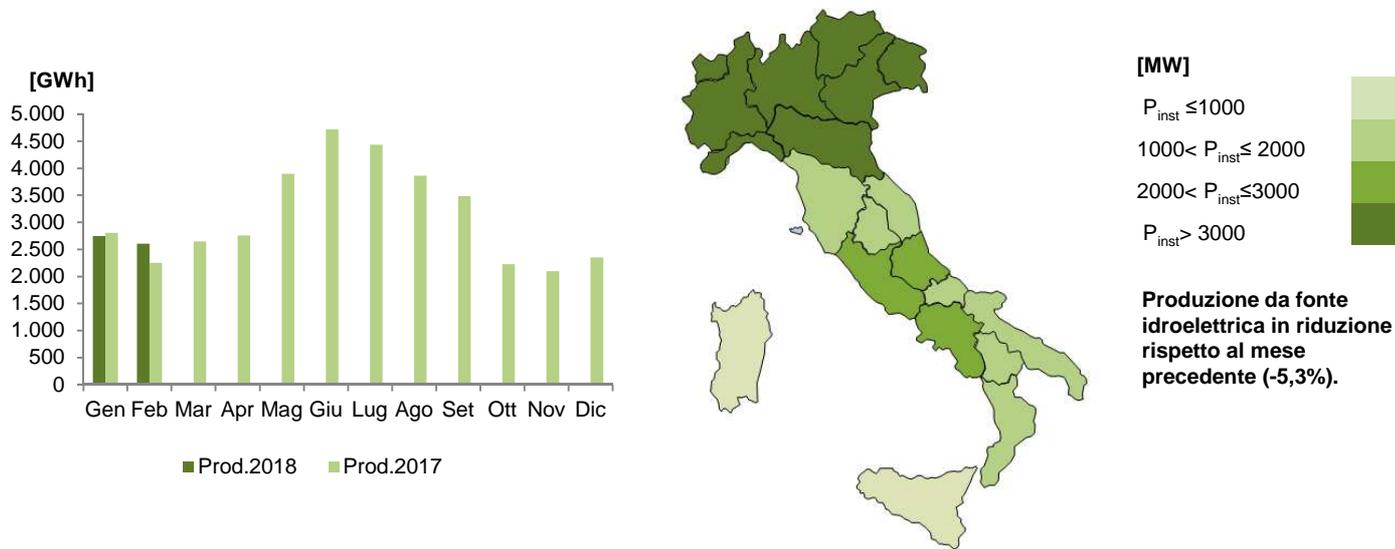
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di febbraio 2018 si attesta a 2.606GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 141GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+5,9%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



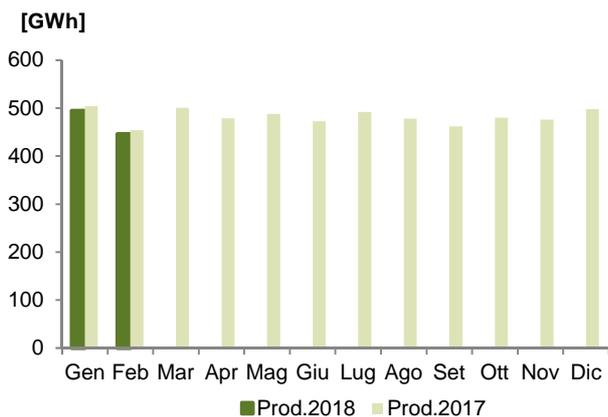
Nel mese di febbraio 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +35,7% in aumento rispetto allo stesso mese del 2017.

		NORD	CENTRO	SUD	ISOLE	TOTALE
2018	Invasi dei serbatoi					
	[GWh]	1.380	872	188		2.440
	% (Invaso / Invaso Massimo)	29,7%	48,0%	49,5%		35,7%
	[GWh]	1.191	763	281		2.235
2017	% (Invaso / Invaso Massimo)	25,6%	42,0%	73,9%		32,7%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di febbraio 2018 si attesta a 446GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 49GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,8%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

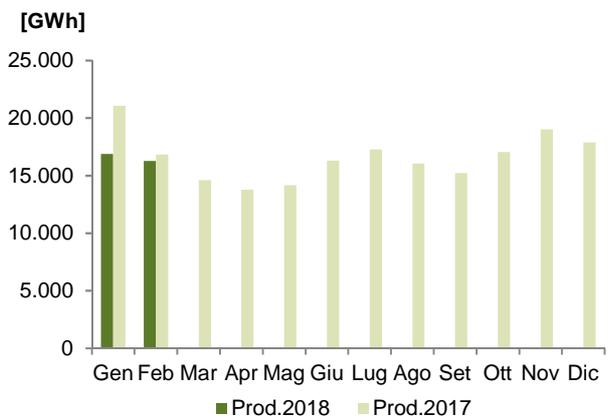


La produzione geotermica è in riduzione (-9,9%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di febbraio 2018 si attesta a 16.287GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 620GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-12,5%) 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.

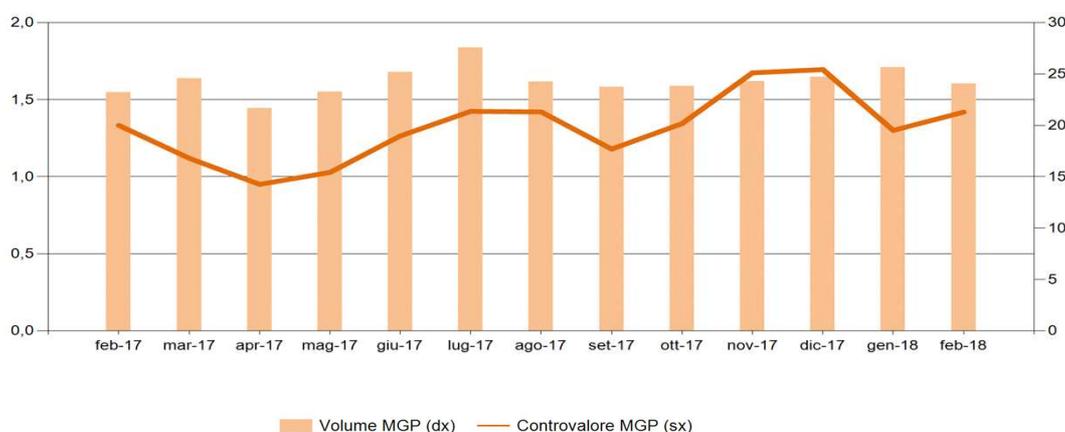
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a febbraio è pari a circa €1,4Mld, in crescita del 9% rispetto al mese precedente e del 6% rispetto a febbraio 2017.

L'aumento rispetto a gennaio 2018, così come l'aumento rispetto a febbraio 2017, è dovuto ad una crescita del PUN medio. Questo è passato dai €55,5/MWh (febbraio 2017) ai €57,0/MWh (febbraio 2018).

Controvalore e volumi MGP



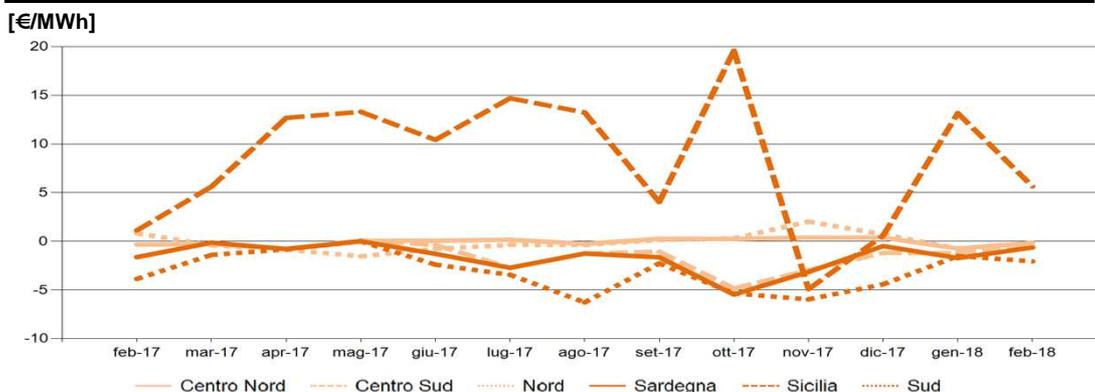
Controvalore febbraio 2018 in crescita del 6% rispetto a febbraio 2017

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di febbraio i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€5,6/MWh.

Rispetto a febbraio 2017 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €6,0/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €2,1/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal febbraio 2018 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 febbraio è pari a €11,4/MWh per le zone Sud e Sicilia e €14,7/MWh per le altre zone.

A gennaio è stato mediamente pari a €15,9/MWh per la zona Sicilia e a €10,9/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zonal MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	57,0	56,8	56,8	56,4	54,9	62,6	56,4
YoY	1,5	0,5	1,6	2,5	3,3	6,0	2,5
Δ vs PUN	-	-0,2	-0,2	-0,6	-2,1	5,6	-0,6
Δ vs PUN 2017	-	0,8	-0,3	-1,6	-3,9	1,1	-1,6
Picco	66,4	66,8	66,7	65,3	61,7	70,5	65,3
Fuori picco	51,8	51,3	51,4	51,4	51,1	58,3	51,4
Δ Picco vs Fuori Picco	14,6	15,5	15,3	13,9	10,6	12,2	14,0
Minimo	28,5	28,5	28,5	28,5	20,0	0,0	28,5
Massimo	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4

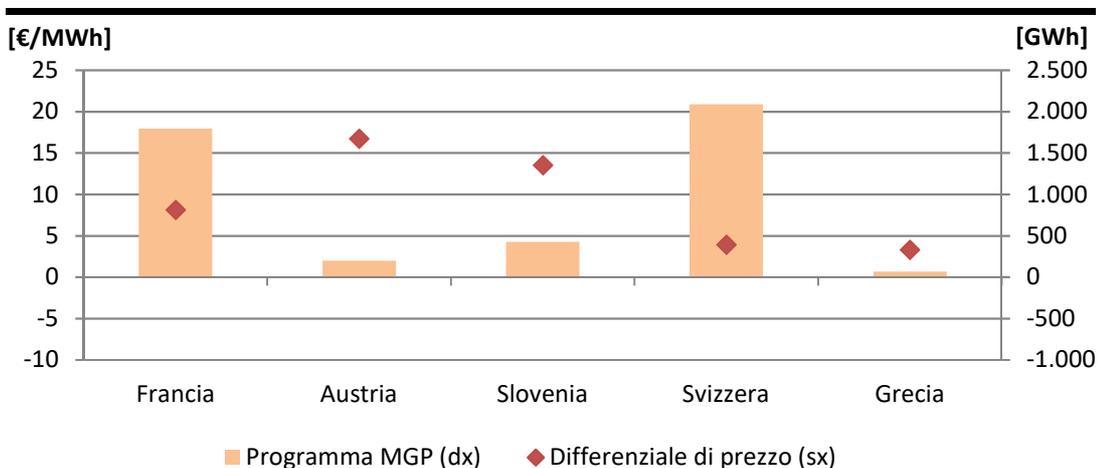
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente in aumento per tutte le zone tranne la Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di febbraio si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo sulle frontiere con Austria, Francia e Svizzera, e un aumento del differenziale di prezzo sulle altre frontiere.

Nel mese di febbraio si è registrato un import complessivo di 4,8TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 38% e il 45% del totale. L'export complessivo è stato di 0,2TWh, di cui la Grecia rappresenta il 67%, e la Svizzera il 32%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



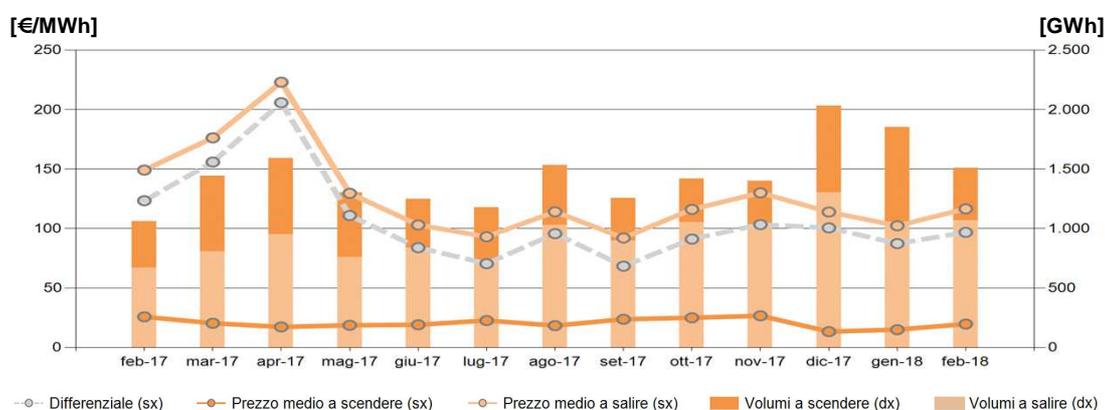
Import netto sulla frontiera nord pari a 4,8 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €96,8/MWh in aumento rispetto al mese precedente dell'11% e in riduzione rispetto a febbraio 2017 del 22%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-18%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate dell'1% e quelle a scendere sono diminuite del 44%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 59% e quelle a scendere risultano aumentate del 13%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



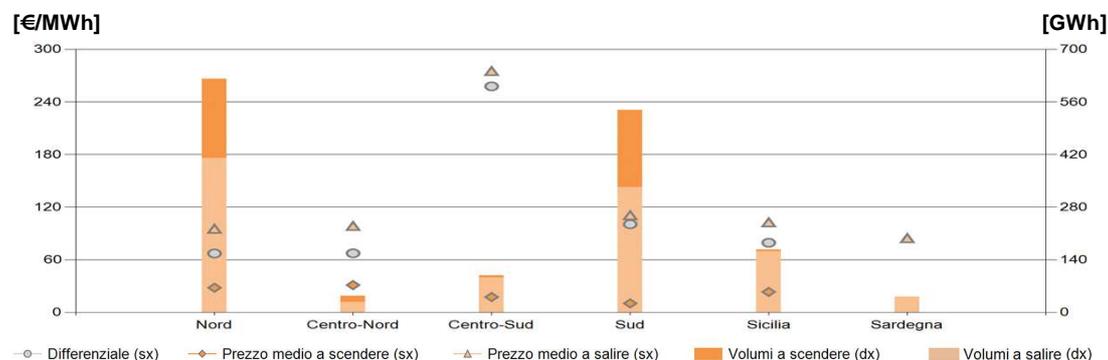
Prezzo medio a salire a febbraio 2018 pari a €116,5/MWh
Prezzo medio a scendere a febbraio 2018 pari a €19,7/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€257,8/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Il differenziale di tale zona ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 17% dovuto ad un aumento del prezzo medio a salire del 18% (da €234,1/MWh di gennaio a €275,2/MWh di febbraio). Il prezzo medio a scendere è aumentato del 34% (da €13,0/MWh di gennaio a €17,5/MWh di febbraio).

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

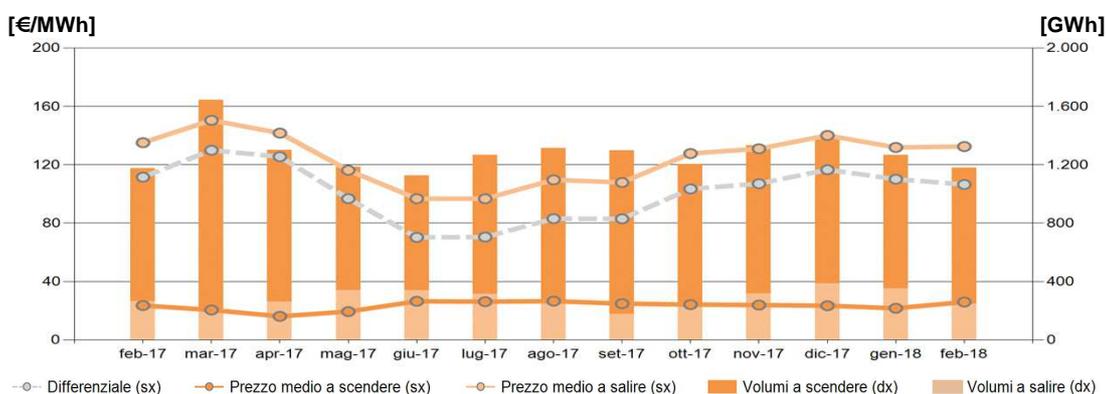
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €106,5/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente (€110,1/MWh; -3%) e in riduzione rispetto a febbraio 2017 (€111,5/MWh; -5%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-7%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 30% e quelle a scendere sono aumentate del 2%. Rispetto a febbraio 2017, le movimentazioni a salire si sono ridotte dell'8% e le movimentazioni a scendere sono aumentate del 3%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a febbraio 2018 pari a €132,5/MWh
Prezzo medio a scendere a febbraio 2018 pari a €26,0/MWh

Fonte: Terna

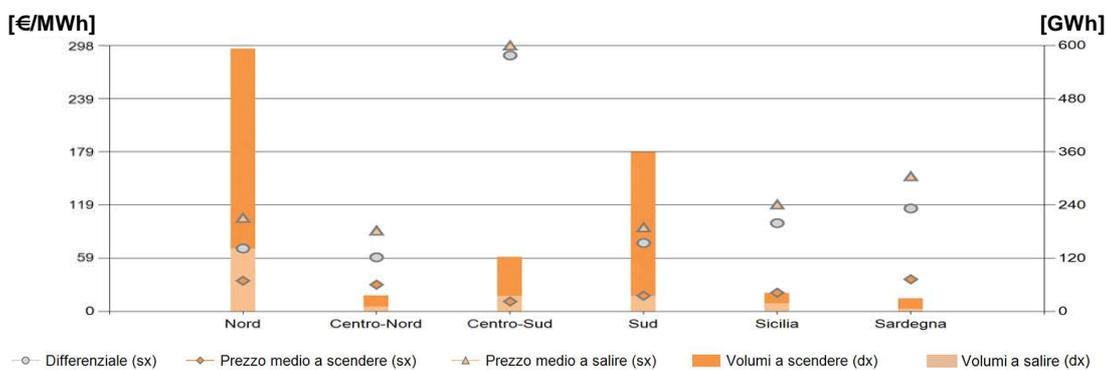
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€288/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a €296/MWh).

A febbraio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (451GWh), seguita dalla zona Sud (325GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto rispetto a gennaio in tutte le zone.

La zona che registra la maggior riduzione rispetto al mese precedente è il Centro-Nord (-28%).

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

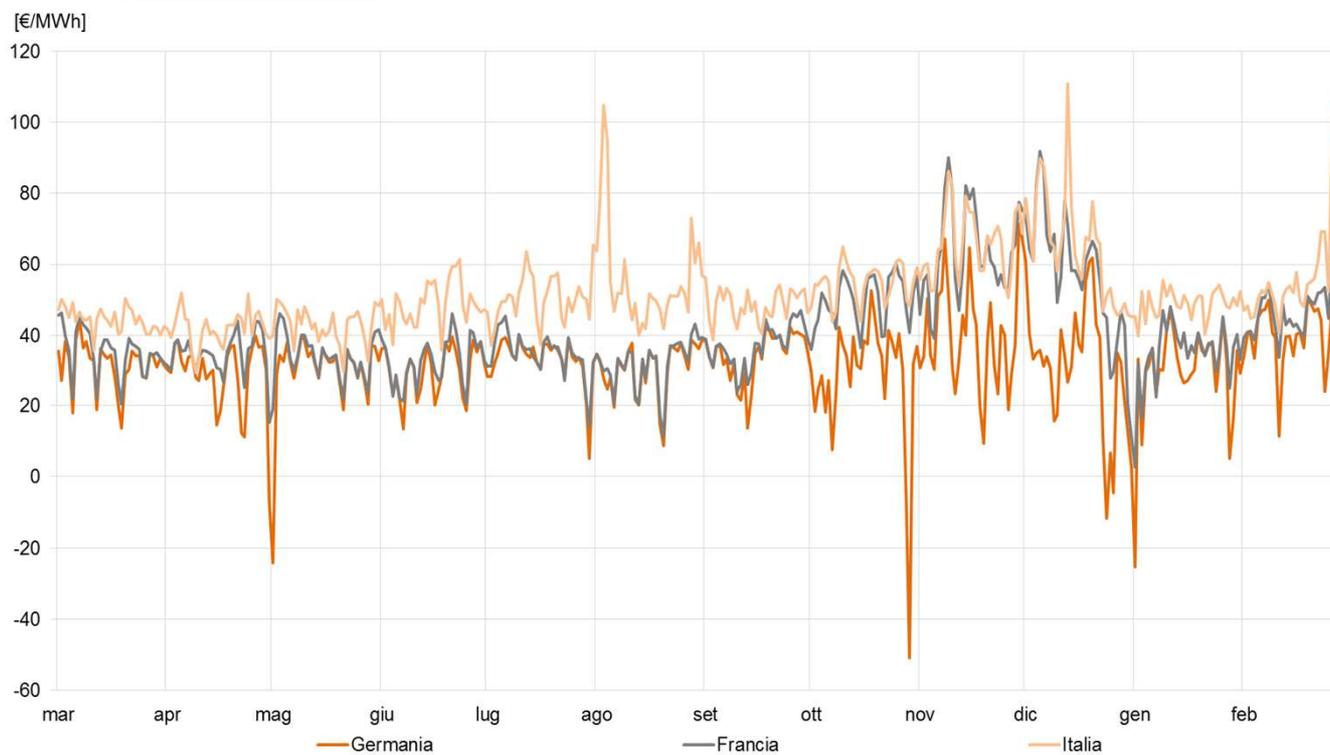
Nel mese di febbraio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$65/bbl, in diminuzione rispetto ai \$69/bbl di gennaio (-5%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$85/t in diminuzione rispetto a quelli di gennaio che si erano stabilizzati intorno ai \$95/t (-11%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati a febbraio attestandosi a €22/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €25/MWh in aumento rispetto ai €20/MWh di gennaio.

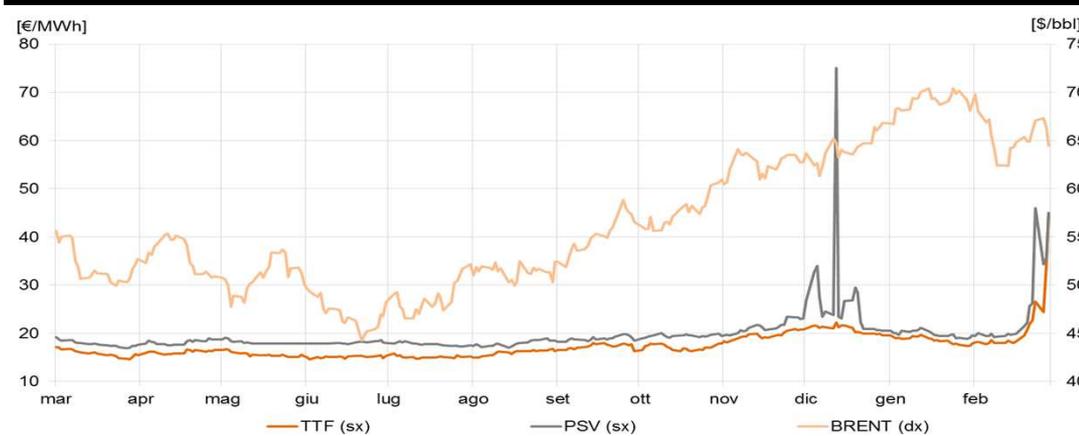
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di febbraio sono sensibilmente aumentati rispetto al mese di gennaio con una media mensile di €60/MWh (+21%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

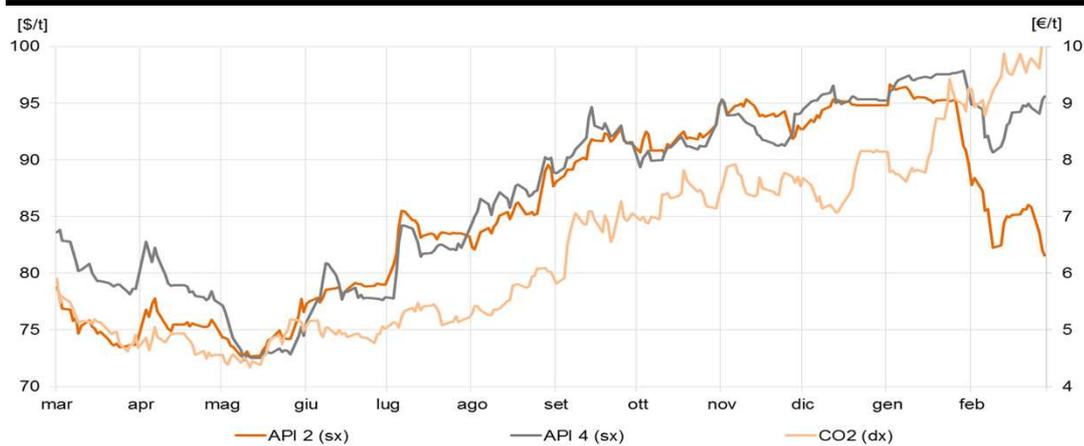
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€2,9/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

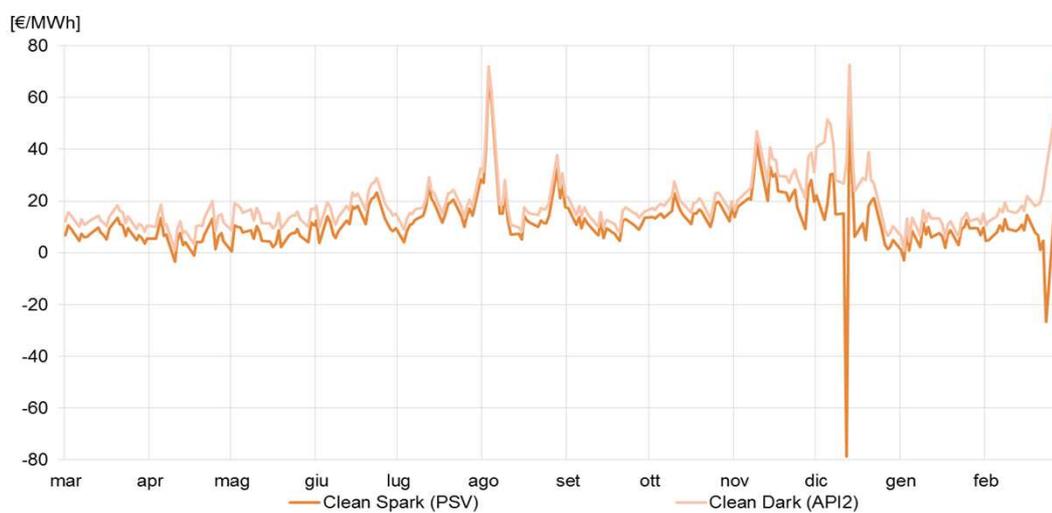
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$8,7/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €7/MWh (+5% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €24/MWh (+115% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

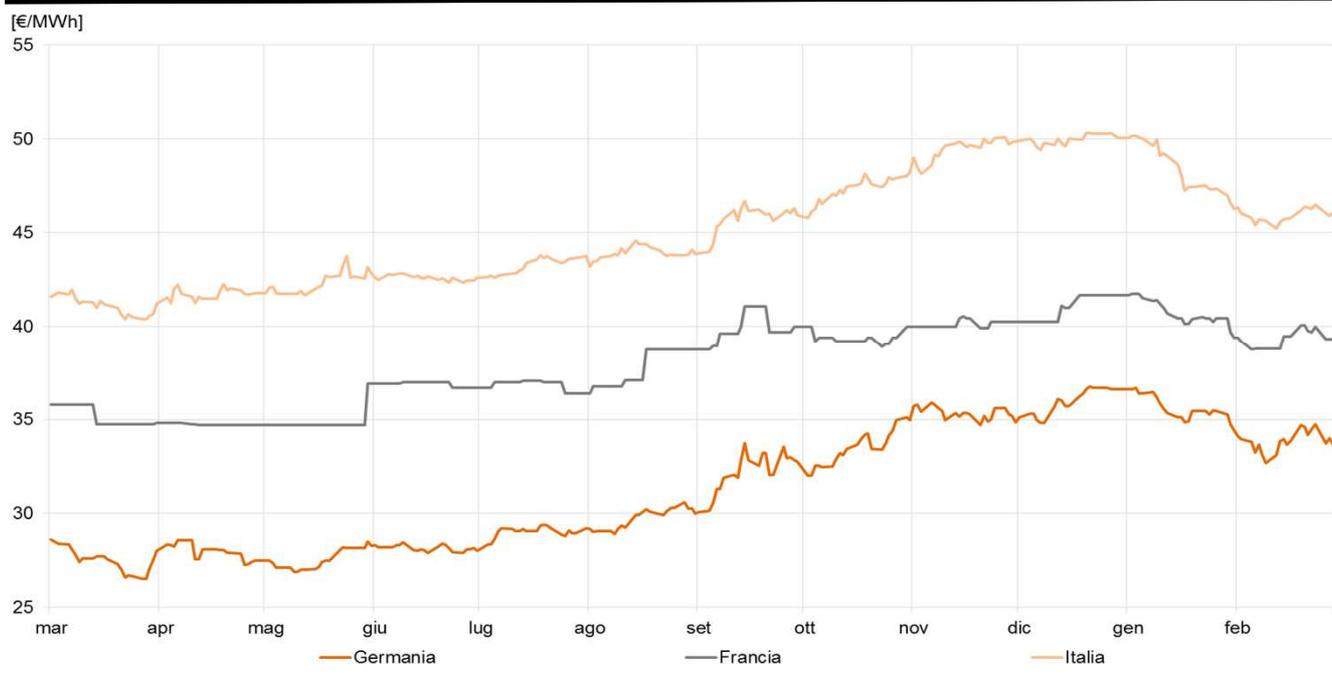
Nel mese di febbraio i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$61/bbl, rispetto ai \$63/bbl di gennaio con una diminuzione del -4%.

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in diminuzione attestandosi a circa \$81/t (-6%) rispetto al valore di gennaio che si era attestato a \$85/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in linea tra febbraio e il mese precedente attestandosi intorno ai €19/MWh.

I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €46/MWh in diminuzione rispetto al mese precedente (-5%). Trend in diminuzione si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €39/MWh così come in Germania attestandosi a circa €34/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

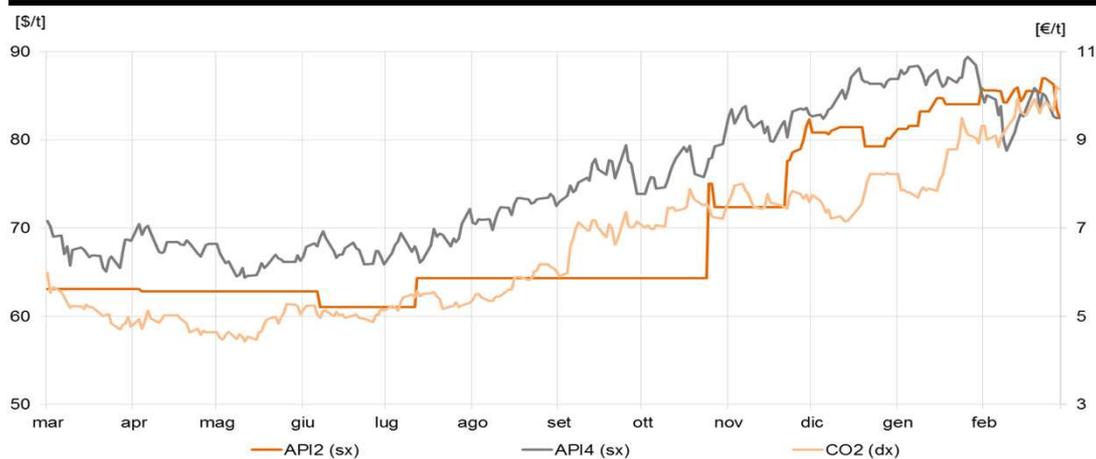
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

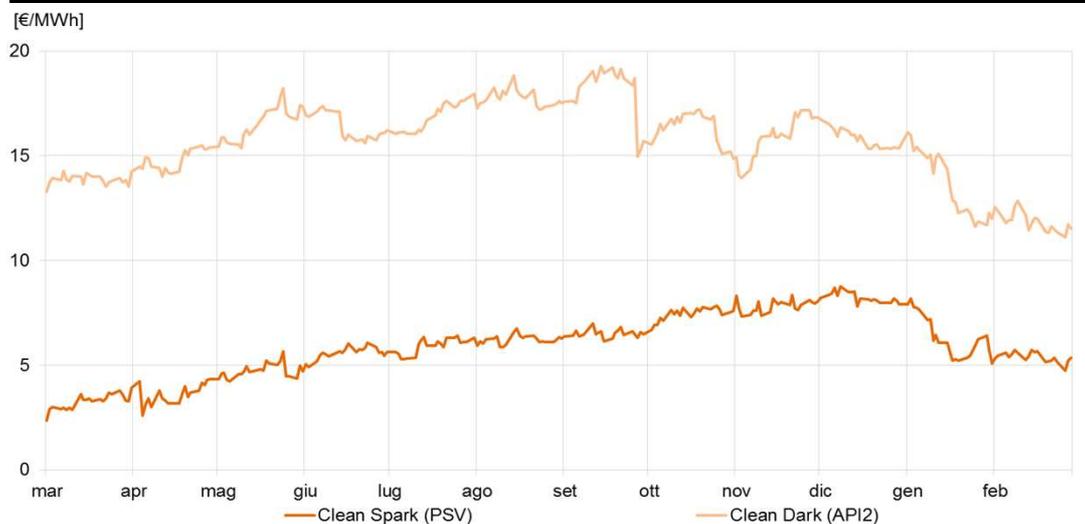
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$3,0/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€5,0/MWh (-21% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€11,9/MWh (-13% MoM)**

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 Febbraio 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Provvedimenti prescrittivi di cui alla delibera 342/2016/E/eel – conferme e revisioni

[Delibere 34-37/2018/E/eel](#)
[Delibere 45-49/2018/E/eel](#)
[Delibere 74-76/2018/E/eel](#)

Nell'ambito dei procedimenti avviati con delibera 342/2016/E/eel per strategie di programmazione non diligenti poste in essere nell'ambito del servizio di dispacciamento, l'Autorità ha disposto:

- la conferma di 5 provvedimenti prescrittivi con revisione dei relativi Allegati B, recanti criteri per la quantificazione degli importi da parte di Terna;
- la conferma di 7 provvedimenti prescrittivi e dei relativi Allegati B.

Rettifiche alla remunerazione di quantità accettate nel mercato di bilanciamento in revoca di quantità accettate nella fase di programmazione di cui al mercato dei servizi di dispacciamento ex-ante, al fine di erogare il servizio di riserva secondaria

[Delibera 44/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha previsto che, per il periodo che va da gennaio 2011 a gennaio 2017 (ovvero fino all'entrata in vigore della versione dell'Allegato A23 al Codice di rete che ha eliminato l'istituto della riserva secondaria in revoca), Terna riveda la valorizzazione delle partite economiche nei confronti degli utenti del dispacciamento nei casi in cui il prezzo medio di revoca in acquisto per la riserva secondaria sia risultato negativo, ponendo tale prezzo pari a 0 €/MWh.

In particolare, le restituzioni operate da Terna agli utenti del dispacciamento dovranno essere completate entro 6 mesi dalla data di approvazione del provvedimento, utilizzando il gettito del corrispettivo di cui all'articolo 44 della delibera 111/06 (*uplift*).

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 Richard 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 Richard Bay.

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

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta

MILANO: Lombardia ()*

VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige

FIRENZE: Emilia Romagna () - Toscana*

ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche

NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria

PALERMO: Sicilia

CAGLIARI: Sardegna

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

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

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA

CENTRO e SUD – include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI

SOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

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

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.

MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO₂: è determinato dall' European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra in Europa finalizzato alla riduzione delle emissioni.

PUN - Prezzo Unico Nazionale: rappresenta il Prezzo Unico Nazionale calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

Prezzo Zonale MGP: è il prezzo di equilibrio di ciascuna zona calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

PSV - Punto di Scambio Virtuale: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale in Italia.

TTF - Title Transfer Facility: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale nei Paesi Bassi.

YoY – Year on Year: variazione percentuale dello scostamento tra il periodo dell'anno corrente rispetto al allo stesso periodo dell'anno precedente

Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 e 2017 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 – 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.