

Maggio 2018



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Maggio 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

Nel focus di questo mese sono discussi e comparati i possibili scenari di sviluppo delle pompe di calore in Italia e in Europa. Le pompe di calore sono dispositivi che assorbono energia termica dall'ambiente utilizzando energia elettrica per produrre calore. Utilizzando elettricità proveniente da fonti rinnovabili, può essere prodotto calore a impatto ambientale pari a zero.

02 Bilanci

pag. 14

Nel mese di maggio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,0 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari all' 1,3% rispetto ai volumi di maggio dell'anno scorso. Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a maggio 2018 ha fatto registrare una variazione leggermente positiva pari a +0,4% rispetto ad aprile. Il trend si mantiene su un andamento stazionario. Nel mese di maggio l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'87,3% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+1,1% della produzione netta rispetto a maggio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +2,9% rispetto a maggio 2017).



03 Sistema Elettrico

pag. 20

A maggio 2018 la produzione nazionale netta pari a 22.875GWh è composta per il 52% da fonti energetiche rinnovabili (11.902GWh) ed il restante 48% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione idrica (+69,7%) e una flessione della produzione eolica (-28,0%) e della produzione fotovoltaica (-13,6%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 23

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a maggio è pari a circa €1,3Mld, in crescita del 17% rispetto al mese precedente e del 28% rispetto a maggio 2017.

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €138,1/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 7% e rispetto a maggio 2017 del 25%. I volumi complessivi sono in lieve aumento rispetto al mese precedente (+1%).

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €128,9/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€126,6/MWh) e in aumento rispetto a maggio 2017 (€96,8/MWh; +33%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-5%).



05 Regolazione

pag. 31

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

Maggio 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Il riscaldamento elettrico 2.0: scenari di pompe di calore al confronto

Executive Summary

Decarbonizzare il settore del riscaldamento, congiuntamente a quello dei trasporti, rappresenta una delle sfide chiave per mitigare il cambiamento climatico. Nel focus di questo mese saranno discussi e comparati i possibili scenari di sviluppo delle pompe di calore in Europa. Le pompe di calore sono dispositivi che assorbono energia termica dall'ambiente utilizzando energia elettrica per produrre calore. Utilizzando elettricità proveniente da fonti rinnovabili, può essere prodotto calore a impatto ambientale pari a zero. Inoltre, grazie all'elevata efficienza delle pompe di calore, possono essere ridotti i consumi di energia primaria. Basti pensare che per ogni unità di elettricità consumata, vengono prodotte da tre a cinque unità di energia termica.

La richiesta di calore in Europa ha costituito circa il 50% della domanda totale di energia nel 2015, e la maggior parte di esso è stato consumato nel settore residenziale. Il mix di generazione è principalmente costituito da combustibili fossili, in particolare da gas, che ha coperto più del 44% della richiesta. Tenendo conto degli obiettivi UE per ridurre le emissioni di gas serra fino a 95% entro il 2050, e della questione geopolitica che riguarda la fornitura di gas naturale, si prevedono nuove opportunità per lo sviluppo di tecnologie alternative di riscaldamento, come ad esempio le pompe di calore, le quali attualmente concorrono soltanto per l'1% della generazione di calore in Europa.

Nel gennaio 2018 Terna ha pubblicato il "Documento di Descrizione degli Scenari" ¹ (nel seguito: DDS), il quale schematizza futuri scenari energetici per il sistema italiano ed è parte integrante del "Piano di Sviluppo 2018". Esso presenta due scenari: "Terna-Base" e "Terna-Sviluppo". Rispetto al caso sviluppo, il primo è caratterizzato da livelli di crescita economica e demografica più bassi, così come da una bassa crescita delle rinnovabili. Secondo queste ipotesi, Terna prevede 3,7 milioni di pompe di calore nel 2030 nel caso base. Nello scenario di sviluppo, con delle condizioni macroeconomiche più favorevoli, una diffusione più veloce delle rinnovabili e un'elettrificazione dei consumi più rapida, si potrebbero raggiungere 4,2 milioni di pompe di calore al 2030.

La crescente diffusione di pompe di calore porterà ad una crescita di domanda elettrica, modificando anche la sua distribuzione stagionale. Generalmente, ci si attende un impatto relativamente limitato sulla domanda totale: Guardando al 2040, si potrebbe raggiungere una quota tra il 4% e il 7% della domanda attuale, considerando solo il riscaldamento (senza condizionamento). Tre quarti di questo incremento potrebbero essere concentrati nel periodo compreso tra novembre e marzo, dato che la domanda di riscaldamento durante i mesi estivi è prossima allo zero. Per il nord Europa, ciò potrebbe far aumentare la differenza tra la domanda invernale ed estiva, mentre per l'area mediterranea ciò potrebbe controbilanciare il picco estivo, causato dai condizionatori.

Inoltre, tenendo in considerazione la relativa facilità di accumulare calore, la crescente diffusione delle pompe di calore rappresenta un'opportunità anche per la crescita dei servizi di domanda attiva (demand-side management, DSM). Di conseguenza, le pompe di calore potrebbero essere utilizzate in quelle ore del giorno in cui la richiesta di elettricità è bassa, in modo da accumulare calore da sfruttare nei momenti in cui la domanda elettrica è più alta. In un'ottica di produzione intermittente da eolico e solare sempre più definita, questo tipo di servizi rappresenta una fonte di flessibilità da non sottovalutare.

Consumi di energia per il riscaldamento in Europa

La domanda totale di energia per riscaldamento nell'area EU-28 è stata di 6,110 TWh nel 2015 e ha rappresentato quasi il 50% della domanda totale di energia nello stesso anno (Catenazzi et al., 2017). La richiesta maggiore di energia termica si è avuta per Germania, Francia, Italia e Regno Unito, essendo essi i paesi più popolati in Europa. Più in dettaglio, la Germania ha contato per il 22% del totale, seguita dalla Francia con il 12% e da Italia e Regno Unito con l'11% ciascuno. In Tabella 1 sono presentati i consumi di calore per ogni paese del raggruppamento EU-28.

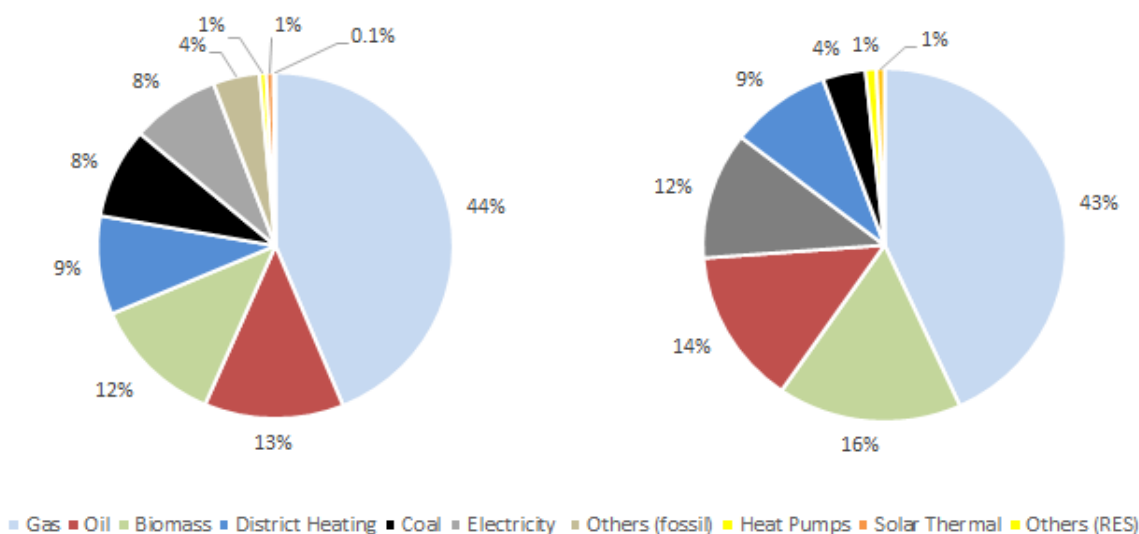
Tab 1: Domanda di calore in Europa per paese nel 2015 [TWh]

Paese	Totale	Quota	Paese	Totale	Quota
Austria	161	3%	Italia	684	11%
Belgio	207	3%	Lettonia	27	0%
Bulgaria	48	1%	Lituania	27	0%
Croazia	39	1%	Lussemburgo	15	0%
Cipro	5	0%	Malta	1	0%
Repubblica Ceca	154	3%	Paesi Bassi	272	4%
Danimarca	74	1%	Polonia	395	6%
Estonia	17	0%	Portogallo	73	1%
Finlandia	166	3%	Romania	157	3%
Francia	729	12%	Slovenia	24	0%
Germania	1,346	22%	Slovacchia	78	1%
Grecia	75	1%	Spagna	349	6%
Ungheria	98	2%	Svezia	173	3%
Irlanda	55	1%	Regno Unito	662	11%

Fonte: Heat Roadmap Europe 2050 – Profile of Heating and Cooling Demand in 2015

La domanda totale di energia per riscaldamento nell'area EU-28 è stata di 6,110 TWh nel 2015 e ha rappresentato quasi il 50% della domanda totale di energia nello stesso anno (Catenazzi et al., 2017). La richiesta maggiore di energia termica si è avuta per Germania, Francia, Italia e Regno Unito, essendo essi i paesi più popolati in Europa. Più in dettaglio, la Germania ha contato per il 22% del totale, seguita dalla Francia con il 12% e da Italia e Regno Unito con l'11% ciascuno. In Tabella 1 sono presentati i consumi di calore per ogni paese del raggruppamento EU-28.

Fig 1: Calore fornito nel 2015 per fonte: totale (sx) vs. residenziale (dx) [%]

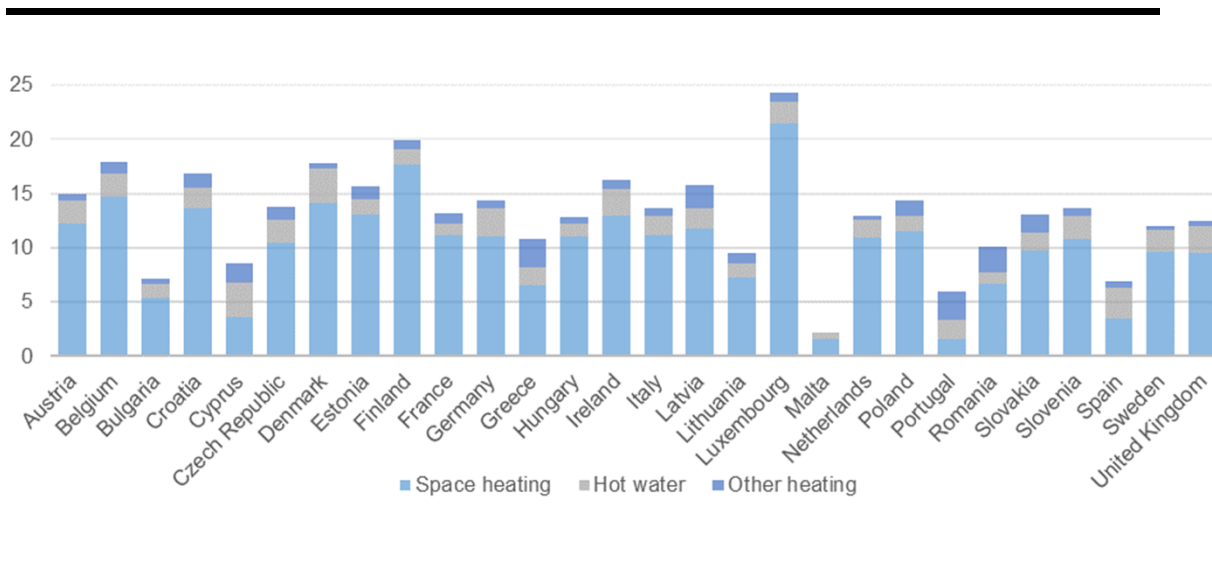


Fonte: Heat Roadmap Europe 2050 – Profile of Heating and Cooling Demand in 2015

Di seguito, l'attenzione sarà posta sul settore residenziale, considerando che le pompe di calore troveranno un'applicazione e uno sviluppo più vasto in questo settore. La domanda di calore per famiglia varia in base al paese e alla stagione. È noto che nei paesi nel sud dell'Europa, come Malta, Cipro, Portogallo e Spagna si presenta una richiesta di calore più bassa rispetto ai paesi nordici, es. Lussemburgo e Finlandia (Figura 2).

Ciò è principalmente dovuto alla presenza di un clima più mite nei paesi più a sud. Tuttavia, alcuni paesi nordici come Svezia e Lituania presentano una domanda più bassa di alcuni paesi più a sud: la ragione potrebbe risiedere nella minor dimensione delle abitazioni o in un migliore isolamento termico degli edifici.

Fig 2: Calore fornito nel 2015 per fonte: totale (sx) vs. residenziale (dx)



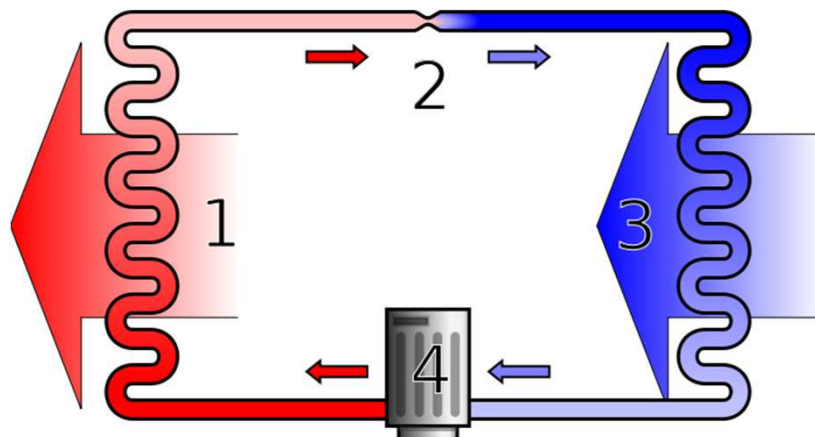
Fonte: Elaborazione Terna basate su Heat Roadmap Europe -2015

Come funzionano le pompe di calore

Una pompa di calore è un dispositivo ad alto rendimento che trasferisce energia termica da una “sorgente” ad un “pozzo”. Essa inverte la direzione naturale di un flusso di calore (da un ambiente più caldo a uno più freddo), assorbendo calore da una sorgente a temperatura inferiore (fredda) e trasferendolo nell’ambiente a temperatura maggiore (ambiente caldo). Ciò è possibile attraverso l’assorbimento il consumo di energia elettrica (più comunemente) che permette di alimentare la suddetta macchina, realizzando un ciclo termodinamico inverso (vedi anche Figura 3).

Le pompe di calore trasferiscono energia da una risorsa tra aria, acqua e sottosuolo a aria o acqua. Esse possono essere del tutto elettriche, consumando elettricità e sfruttando l’energia termica dell’ambiente come sorgente, o anche ibride nella misura in cui l’elettricità stessa viene sostituita da una percentuale minore di elettricità e un combustibile fossile, come gas naturale (Heat Pump Systems, 2017), sebbene con un’efficienza minore rispetto alla versione elettrica. Nel caso di pompe di calore puramente elettriche, considerate in questo report, l’impatto ambientale è fortemente dipendente dal mix energetico di generazione utilizzato. Nel settore residenziale, le pompe di calore che sfruttano l’energia dell’aria sono le più comunemente acquistate, per via della facilità di installazione.

Fig 3: Funzionamento pompa di calore



Fonte: Ilmari Karonen (Public Domain)

In generale, le pompe di calore sono caratterizzate dal cosiddetto COP (Coefficient of Performance), definito come rapporto tra energia termica prodotta e energia elettrica assorbita, che rappresenta l'efficienza del dispositivo. Allo stato dell'arte, le pompe di calore elettriche hanno un COP che varia tra tre e cinque. Maggiore è l'efficienza del sistema, minore sarà l'elettricità consumata. La domanda energetica dell'edificio dipende tra le altre cose dal clima, dall'isolamento termico dell'edificio e il suo volume, mentre l'efficienza delle pompe di calore dipende dalla qualità dell'installazione e soprattutto dalla differenza di temperatura tra la sorgente e il pozzo. In particolare, se aumenta la differenza di temperatura tra questi, scende il COP. Per questo motivo, la presenza di un clima mite come in Italia, favorisce il funzionamento e quindi l'installazione di tali dispositivi. Per lo stesso motivo è opportuno accoppiare le pompe di calore a terminali a bassa-media temperatura, come pannelli radianti a pavimento o ventilconvettori, in modo da permettere al COP di stazionare su livelli ottimali. Questo spesso necessita interventi piuttosto invasivi per adeguare l'impianto di distribuzione del calore, un motivo per cui ci si aspetta una diffusione di pompe di calore principalmente nelle nuove costruzioni e nelle abitazioni ristrutturate.

Pompe di calore in crescita in tutta Europa

Per l'Italia si fa riferimento agli scenari "Terna-Base" e "Terna-Sviluppo" presentati nel "Documento di Descrizione degli Scenari" (DDS). Rispetto al primo, il caso sviluppo è caratterizzato da una crescita economica e demografica più alta e da una più rapida diffusione delle rinnovabili. Inoltre, l'elettrificazione dei settori di riscaldamento e di trasporto è accelerata in questo scenario.

Per gli altri paesi europei, si fa riferimento al TYNDP 2018 ⁽²⁾ di ENTSO-E ⁽³⁾. L'associazione ha sviluppato due scenari secondo un framework di assunzioni socioeconomiche e tecnologiche variabili. Lo scenario "Sustainable Transition" (ST) riflette una transizione energetica realizzata attraverso normative nazionali e massimizzando l'utilizzo delle infrastrutture esistenti. Lo scenario "Distributed Generation" (DG) ipotizza invece la crescita di una generazione di energia distribuita con accumulo su piccola scala, ponendo al centro della transizione i "prosumers" (produttori e consumatori uniti in un unico soggetto dinamico). Questo porta ad un livello più alto di elettrificazione dei settori di riscaldamento e trasporti nello scenario DG.

In Tabella 2 è presentato il numero di pompe di calore risultanti nei vari scenari per Italia, Francia, Germania, Belgio e Gran Bretagna. In valore assoluto, Italia e Francia guiderebbero lo schieramento con 3,7 e 2,9 milioni di dispositivi, rispettivamente, al 2030. Tuttavia, a causa delle differenti dimensioni di popolazione, i numeri assoluti sono difficilmente comparabili tra paesi. Ciò a cui si fa riferimento è, quindi, il numero di pompe di calore per famiglia, ovvero tasso di penetrazione (Figura 4).

⁽²⁾ Ten-Year Network Development Plan

⁽³⁾ European Network of Transmission System Operators for Electricity

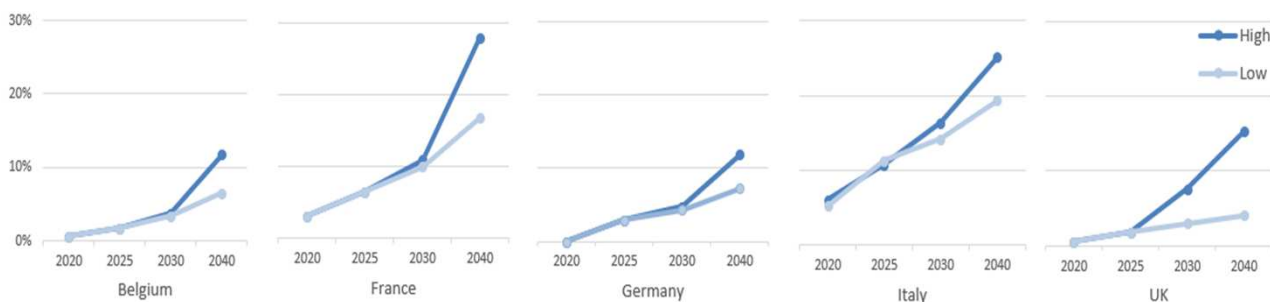
Tab: 2 Pompe di calore per Belgio, Francia, Germania, Italia e Gran Bretagna (milioni di unità)

Paese	Basso		Alto	
	2030	2040	2030	2040
Belgio	0,16	0,31	0,18	0,55
Francia	2,90	4,89	3,17	8,11
Germania	1,75	2,92	1,92	4,82
Italia	3,66	4,98	4,22	6,49
Regno Unito	0,84	1,17	2,17	4,38

Fonte: TYNDP 2018, ENTSO-E (2018) e elaborazioni di Terna

Secondo questo indicatore, la Francia presenterebbe la più alta penetrazione di pompe di calore, crescendo dal 3% al 2020 a quasi il 28% nello scenario DG, seguita da Italia (25%), Regno Unito (15%), Germania (12%) e Belgio (12%). È necessario sottolineare che gli indicatori di Francia e Italia partono da valori relativamente alti al 2020 (rispettivamente 3% e 5%), perché le pompe di calore hanno già iniziato a diffondersi in questi paesi, anche se con una sostanziale predominanza di applicazioni di raffrescamento e non di riscaldamento.

Fig 4: Penetrazione delle pompe di calore in Belgio, Francia, Germania, Italia e UK [%]



Fonte: Elaborazione di Terna basate su TYNDP 2018- ENTSO-E, Eurostat 2018 & DDS 2018 di Terna

Nuove pompe di calore fino al 7% dell'attuale domanda elettrica

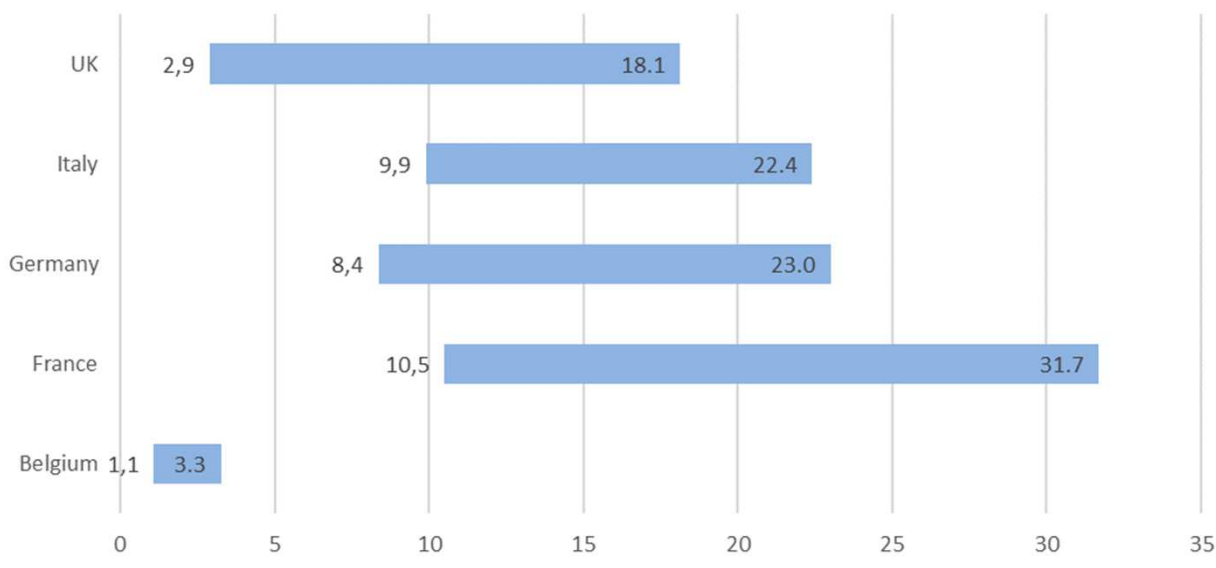
L'impatto della crescente penetrazione delle pompe di calore sul sistema elettrico dipende da molte variabili, tra cui il comportamento dei consumatori e le condizioni climatiche, ed è quindi soggetto a variazioni tra un anno a l'altro, perché la richiesta di calore è più alta durante gli inverni rigidi (come nel 2017/2018) che in quelli più miti (2013/2014). Come già accennato, le prestazioni delle pompe di calore (COP) dipendono dalle temperature esterne e da quelle che si desiderano ottenere, nonché dai progressi tecnologici. Volendo operare una certa semplificazione, si considererà un COP tra 3 e 5, e si assume che le future pompe di calore installate copriranno tutta l'intera domanda di calore di una famiglia, prendendo come punto di partenza la media del 2015 (vedere sezione precedente).

In Figura 5 è mostrato il range risultante di domanda elettrica per il 2040. È necessario rimarcare che questa richiesta di elettricità è adibita esclusivamente a scopi di riscaldamento. Chiaramente, l'uso combinato di pompe di calore per riscaldamento e raffrescamento porterà a consumi di elettricità più alti di quelli presentati nei prossimi paragrafi.

In linea con i livelli di penetrazione, ci si aspetta l'impatto maggiore per la Francia, dove le previsioni sulle nuove installazioni potrebbero portare a un incremento della domanda elettrica di quasi 32 TWh entro il 2040, corrispondente al 7% della domanda attuale. In valore assoluto, Germania e Italia seguirebbero la Francia con 23 TWh (4%) e 22 TWh (7%), rispettivamente.

Come già accennato, per Francia e Italia i risultati riguardano solo le nuove installazioni (dal 2020 in poi), perché queste unità possono essere usate come fonte unica di riscaldamento, al contrario di quelle attuali che sono principalmente usate per il raffrescamento. Nel Regno Unito si avrebbe un aumento fino a 18 TWh (6%); nonostante una penetrazione maggiore rispetto alla Germania, l'elettricità richiesta sarebbe minore perché il fabbisogno di calore medio di una famiglia tedesca è significativamente più alto che per una britannica (cf. Figura 2). In Belgio, il massimo incremento sarebbe di poco più di 3 TWh, che rappresenta il 4% del consumo attuale. Esso è il più basso tra i paesi presi in esame, anche in termini relativi.

Fig 5: Consumi di elettricità stimati per le nuove pompe di calore al 2040 [TWh]



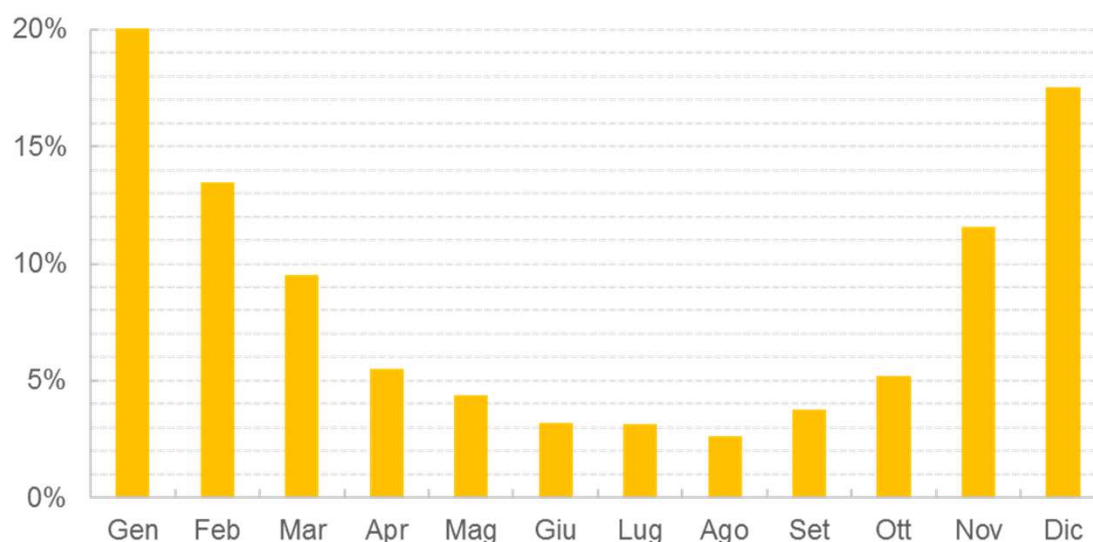
Fonte: Elaborazioni di Terna sulla base di TYNDP 2018- ENTSOE, National Grid, 2017; BNetzA (2017) & Terna (2018)

Considerando che si impiegherebbero più di venti anni per raggiungere questo numero di installazioni, si può concludere che anche un alto livello di penetrazione delle pompe di calore avrebbe un impatto modesto, o comunque gestibile, sulla domanda di elettricità, paragonabile alla diffusione dei veicoli elettrici (Focus del mese di Terna, edizione di gennaio). Ciononostante, è altrettanto evidente che l'elettrificazione congiunta dei settori del riscaldamento e dei trasporti rappresenta uno dei driver chiave per la crescita della domanda di elettricità, dopo una lunga fase di stagnazione che ha coinvolto molti paesi europei.

Gli attuali scenari di elettrificazione per trasporti e riscaldamento presentano dei punti in comune in termini di volumi annuali di elettricità richiesta. Tuttavia, i profili di consumi di questi due settori differiranno in maniera significativa, a causa ad esempio della stagionalità del fabbisogno. La richiesta di calore per il riscaldamento avviene solamente durante la fine dell'autunno, l'inverno e l'inizio della primavera ed è praticamente nulla durante l'estate. Un indicatore per la distribuzione stagionale della domanda di calore residenziale è l'attuale stagionalità del fabbisogno di gas nella rete di distribuzione (Figura 6), che include sia il settore residenziale che quello commerciale (es. uffici). Il periodo da novembre a marzo riguarda quasi tre quarti della domanda annuale.

Applicando questa distribuzione stagionale alle pompe di calore, porterebbe ai seguenti risultati: Circa 17 TWh di elettricità, su un totale stimato per l'Italia di 22 TWh, sarebbero consumati durante le stagioni più fredde, mentre la domanda nel periodo estivo crescerebbe solamente di 5 TWh. Nei paesi a nord, come la Germania, questa distribuzione stagionale rappresenta una sfida importante, perché la richiesta di elettricità è già più alta in inverno che durante l'estate. Nei paesi dell'area mediterranea, come l'Italia, un aumento della penetrazione delle pompe di calore sarebbe meno difficoltoso e potrebbe avere un effetto di bilanciamento sulla distribuzione annuale della richiesta di elettricità, dato che luglio presenta una domanda più alta di quella di gennaio per via dell'alta diffusione dei dispositivi elettrici per il raffrescamento degli ambienti. Ad ogni modo, la produzione di elettricità durante i mesi invernali dovrebbe essere aumentata in tutta Europa. Considerando l'obiettivo complessivo di riduzione dei gas serra nel settore elettrico, un'elettificazione del settore di riscaldamento si accoppierebbe bene con l'eolico, che ha un output di produzione maggiore durante l'inverno.

Fig 6: Stagionalità della domanda di gas nel sistema di distribuzione in Italia (2017)



Fonte: Elaborazione di Terna, secondo le stime di Snam (2018)

Oltre alla stagionalità, un altro aspetto da considerare è il profilo orario dell'elettricità richiesta dall'utilizzo delle pompe di calore. In questi termini, è di fondamentale importanza evitare carichi di picco simultanei, dovuti ad esempio al riscaldamento delle abitazioni e alla ricarica dei veicoli elettrici nello stesso esatto momento. Analogamente alla ricarica intelligente, questo si traduce in sistemi di riscaldamento intelligenti o, più in generale, ad un ulteriore sforzo di digitalizzazione.

“Smart heating” per rendere flessibile il sistema

Abbinata ad un sistema di smart analytics, le pompe di calore possono ridurre il consumo di elettricità regolando costantemente la temperatura e/o mantenendo temperature differenti in diverse stanze della stessa abitazione. Nella maggior parte delle installazioni, le pompe di calore sono integrate con un serbatoio di acqua (accumulo termico), in grado di immagazzinare energia sotto forma di calore su scala giornaliera, grazie alla sua struttura isolata che riduce le perdite termiche. Grazie a questi sistemi, è possibile utilizzare energia elettrica per accumulare calore durante le ore di basso carico, evitando un consumo nelle ore di massima richiesta. Il carico delle pompe di calore diventa quindi un carico interrompibile senza alcuna perdita di comfort per l'utente, almeno per un breve periodo di tempo (una o due ore). Guardando al 2040, con alcuni milioni di pompe di calore installate in tutto il paese, il potenziale di flessibilità potrebbe dunque superare alcuni GW, una capacità di cui un sistema dominato da rinnovabili intermittenti potrebbe fare buon uso.

Inoltre, è previsto un salto tecnologico per l'accumulo termico, utilizzando materiali a cambiamento di fase (phase change materials, PCM). Essi sfruttano il ciclo di assorbimento e rilascio del calore latente, rispettivamente nelle fasi di fusione (carica) e condensazione (scarica), le quali avvengono a temperatura costante. Il vantaggio nell'uso di questi materiali risiede nella maggiore densità energetica e nel range di operatività delle temperature compatibile con quelle di funzionamento di una pompa di calore. Di conseguenza, in un futuro prossimo è possibile che la durata dello spostamento della domanda cresca da un paio di ore a periodi lunghi fino a un giorno.

Conclusioni

Il settore di riscaldamento e raffrescamento presenta il livello più alto di consumi finali di energia in Europa. Per soddisfare l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra, l'UE sta mettendo in atto degli sforzi per trasformare questo settore allontanandosi dall'uso di combustibili fossili. L'elettrificazione della produzione del calore, insieme alla crescita dell'elettricità da rinnovabili, rappresenta una strategia praticabile per raggiungere quegli obiettivi, parallelamente agli interventi di efficienza energetica che aiutano a ridurre la domanda globale di energia degli edifici. Inoltre, grazie all'elevata efficienza delle pompe di calore, il loro sviluppo rappresenta un importante strumento per ridurre i consumi di energia primaria.

Gli operatori della rete elettrica avranno un ruolo chiave nel favorire la diffusione delle pompe di calore, sia a livello di distribuzione che di trasmissione. Il crescente uso di elettricità nel settore residenziale richiederà probabilmente un ulteriore sviluppo della rete di distribuzione, mentre la stagionalità della domanda di calore richiederà nuove vie di trasmissione che colleghino nuovi centri di generazione, per esempio l'eolico, ai consumatori nelle città.

Sebbene le pompe di calore dovrebbero avere un effetto al rialzo sulla domanda di elettricità e quindi, potenzialmente, anche sul carico di picco, allo stesso tempo esse potrebbero pure offrire flessibilità alla rete, grazie all'economicità dell'accumulo del calore, rappresentando un ingrediente importante in un settore elettrico dominato da solare ed eolico.

Riferimenti

European Commission. (2011): *Energy Roadmap 2050*. Brussels, Belgium

Boßmann, T. (2015). *The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response*. Fraunhofer Verlag.

Buber, et al. (2013). *Demand Response Potential of Electric Heat Pumps and Electric Storage Heaters*. IEEE.

Catenazzi, et al. (2017). *Profile of Heating and Cooling Demand in 2015*. Heat Road Map EU. <http://heatroadmap.eu/resources/3.1%20Profile%20of%20the%20heating%20and%20cooling%20demand%20in%20the%20base%20year%20in%20the%2014%20MSs%20in%20the%20EU28.pdf>

Catenazzi, et al. (2017). *Profile of Heating and Cooling Demand in 2015*. . Retrieved from Heat Road Map EU

<http://heatroadmap.eu/resources/3.1%20Profile%20of%20the%20heating%20and%20cooling%20demand%20in%20the%20base%20year%20in%20the%2014%20MSs%20in%20the%20EU28.pdf>

Enerdata. (2018). Retrieved from <https://odyssee.enerdata.net/database/>

ENTSO-E. (2018). *TYNDP 2018 Scenario Report*. ENTSO-E.

European Commission. (2011). *Energy Roadmap 2050*. Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2018). *2030 climate & energy framework*. Retrieved from Europa.eu: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

Eurostat. (2017, June). Retrieved from Eurostat Statistics Explained: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy

Heat Pump Systems. (2017). Retrieved from US Department of Energy: <https://www.energy.gov/energysaver/heat-and-cool/heat-pump-systems>

Lukas Kreuder, C. S. (2015). *Assessing Demand Response with Heat Pumps for Efficient Grid Operation in Smart Grids*. London: UCL Energy Institute.

Meijer et al. (2009). *Comparing European Residential Building Stocks- Performance-Renovation and Policy Opportunities*. Taylor and Francis.

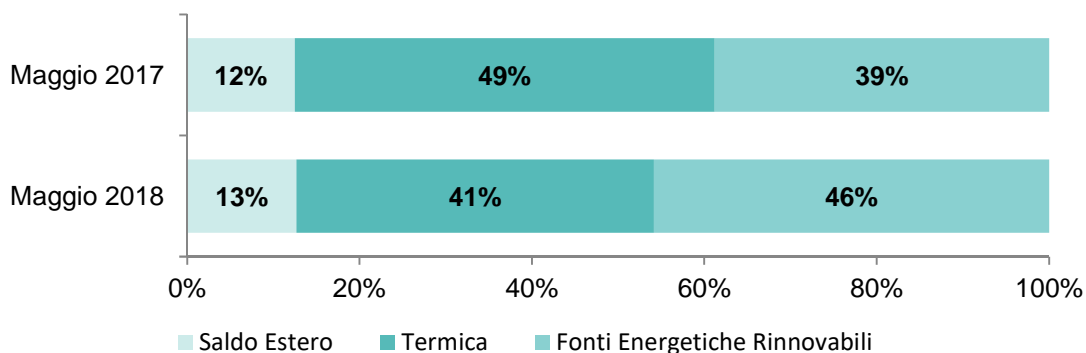
Nowak, T. (2010). *European Heat Pump Association*. Retrieved from Europa.eu: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/0005/registered/23643001178-02_european_heat_pump_association_en.pdf

Seppo Kärkkäinen, E. O. (2011). *Heat Pumps for Cooling and Heating*. International Energy Agency.

Sintesi mensile

Nel mese di maggio 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 25.969GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,3%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+19,7%) e del saldo estero (+2,9%) e una flessione della produzione termoelettrica (-12,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di maggio l'energia richiesta sulla rete è in aumento +1,3% rispetto allo stesso mese del 2017.

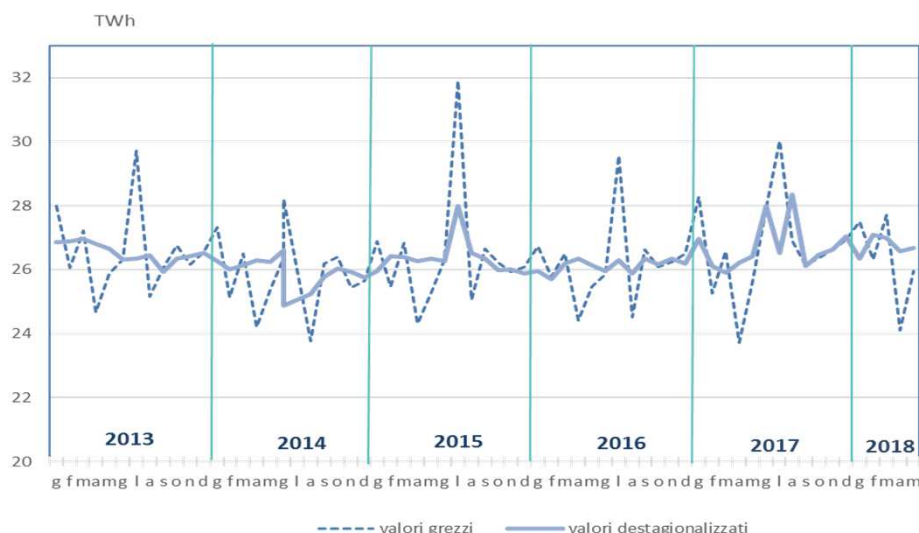
Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di maggio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,0 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari all' 1,3% rispetto ai volumi di maggio dell'anno scorso. Il risultato deriva dallo stesso numero di giorni lavorativi e da una temperatura media mensile in linea con quella rispetto a maggio 2017. Nei primi cinque mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +1,6% rispetto al 2017; in termini decalendarizzati la variazione diventa +1,5%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di maggio 2018 è risultata differenziata: superiore alla media nazionale al Nord (+2,1%), inferiore al Centro (+0,0%) e al Sud (+0,4%).

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a maggio 2018 ha fatto registrare una variazione leggermente positiva pari a +0,4% rispetto ad aprile. Il trend si mantiene su un andamento stazionario. Nel mese di maggio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'87,3% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+1,1% della produzione netta rispetto a maggio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +2,9% rispetto a maggio 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



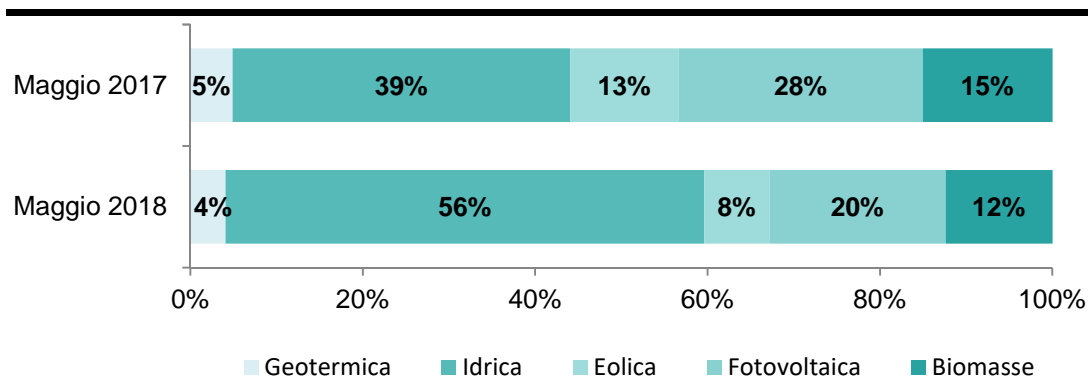
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a maggio 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +0,4% rispetto a aprile

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione idrica (+69,7%) e una flessione della produzione eolica (-28,0%) e della produzione fotovoltaica (-13,6%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A maggio del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+15,5%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (131.603GWh) risulta in aumento (+1,6%) rispetto al 2017.

A maggio 2018 la produzione nazionale netta pari a 22.875GWh è composta per il 52% da fonti energetiche rinnovabili (11.902GWh) ed il restante 48% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Maggio 2018	Maggio 2017	%18/17	Gen-Mag 18	Gen-Mag17	%18/17
Idrica	6.611	3.896	69,7%	19.941	14.356	38,9%
Termica	12.445	14.186	-12,3%	73.134	80.546	-9,2%
<i>di cui Biomasse</i>	1.472	1.495	-1,5%	7.326	7.387	-0,8%
Geotermica	486	488	-0,4%	2.395	2.426	-1,3%
Eolica	901	1.251	-28,0%	8.204	7.888	4,0%
Fotovoltaica	2.432	2.816	-13,6%	8.631	9.904	-12,9%
Totale produzione netta	22.875	22.637	1,1%	112.305	115.120	-2,4%
Importazione	3.665	3.701	-1,0%	21.909	18.110	21,0%
Esportazione	370	498	-25,7%	1.410	2.625	-46,3%
Saldo estero	3.295	3.203	2,9%	20.499	15.485	32,4%
Pompaggi	201	204	-1,5%	1.201	1.118	7,4%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	25.969	25.636	1,3%	131.603	129.487	1,6%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-46,3%) rispetto all'anno precedente. A maggio 2018 si registra una riduzione della produzione da fonte termica (-12,3%), della produzione eolica (-28,0%) e della produzione fotovoltaica (-13,6%) e un aumento della produzione idroelettrica (+69,7) 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 (112.305GWh) ha soddisfatto per +85% della richiesta di energia elettrica nazionale (131.603GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.747	2.606	3.231	4.746	6.611								19.941
Termica	16.907	16.287	15.623	11.872	12.445								73.134
Geotermica	495	446	492	476	486								2.395
Eolica	1.972	1.708	2.409	1.214	901								8.204
Fotovoltaica	1.026	1.052	1.693	2.428	2.432								8.631
Produzione Totale Netta	23.147	22.099	23.448	20.736	22.875								112.305
Import	4.899	4.610	4.731	4.004	3.665								21.909
Export	326	199	178	337	370								1.410
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.295								20.499
Pompaggi	223	192	286	299	201								1.201
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.497	26.318	27.715	24.104	25.969								131.603

A maggio la produzione totale netta risulta in riduzione (-2,4%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Marzo con 27.715GWh.

(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
Idrica	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 maggio 2018 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve) e nelle Isole (Ca-Pa) e in flessione al Centro (Rm-Fi) e al Sud (Na) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Maggio 2018	2.743	5.739	4.085	4.106	3.542	3.553	1.479	722
Maggio 2017	2.668	5.679	3.902	4.079	3.602	3.583	1.430	693
% Maggio 18/17	2,8%	1,1%	4,7%	0,7%	-1,7%	-0,8%	3,4%	4,2%
Progressivo 2018	13.606	29.060	20.249	20.703	18.064	18.653	7.575	3.693
Progressivo 2017	13.419	28.536	19.709	20.039	18.009	18.640	7.565	3.570
% Progressivo 18/17	1,4%	1,8%	2,7%	3,3%	0,3%	0,1%	0,1%	3,4%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +2,0% in zona Nord, al +1,9% al Centro, +0,1% al Sud e +1,2% nelle Isole.

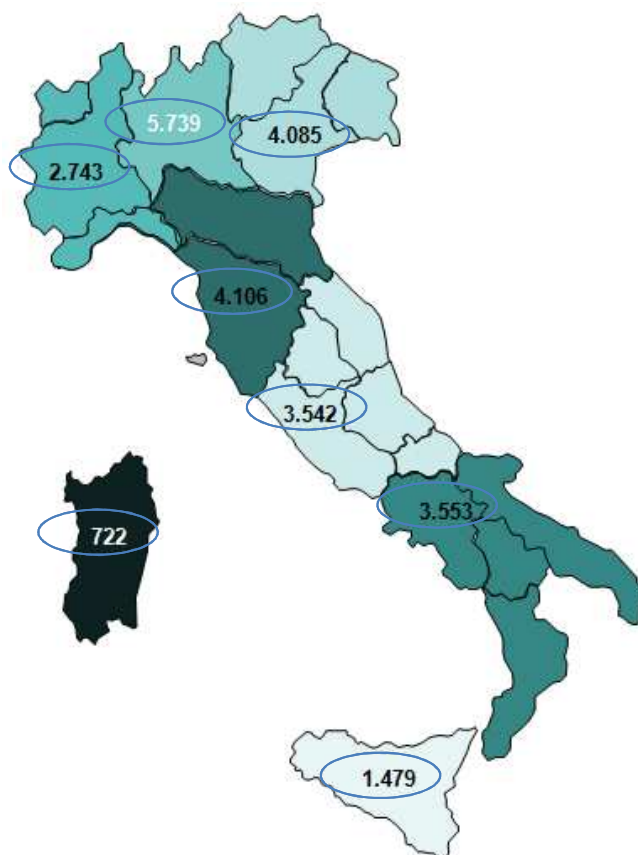
Fonte: Terna

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



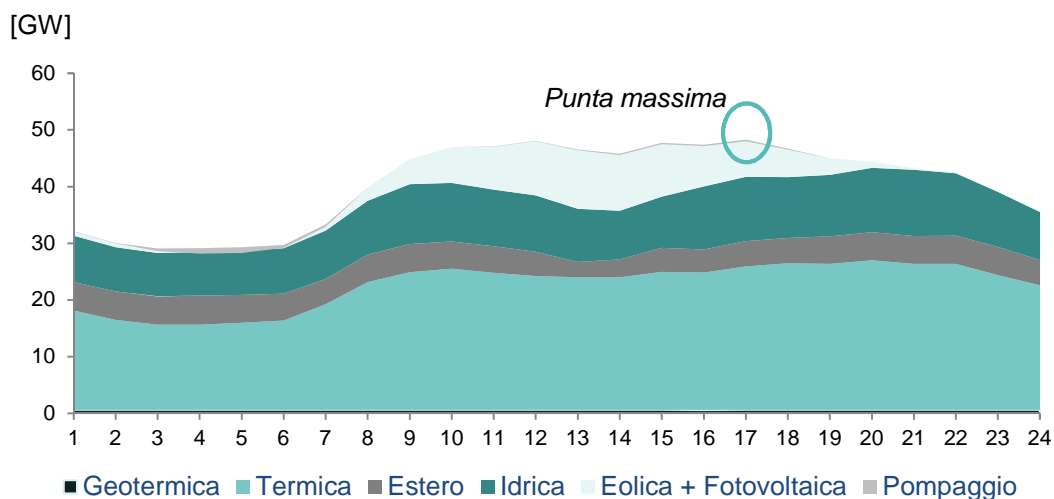
Fonte: Terna

(*) 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 maggio 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **mercoledì 30 alle ore 17** ed è risultato pari a 48.018 MW (-0,3% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

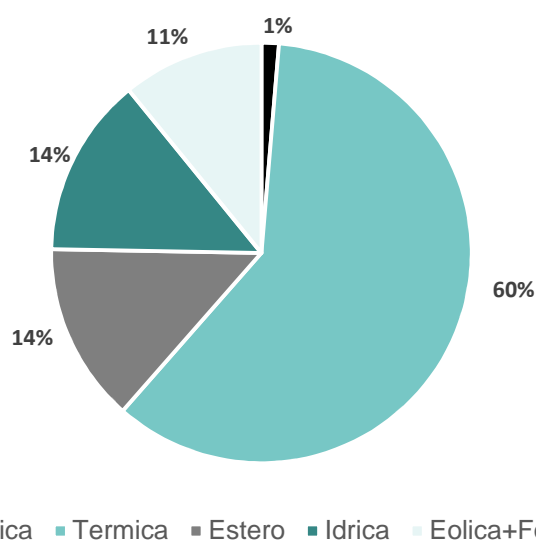
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 25.311MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 30 maggio 2018 ore 17



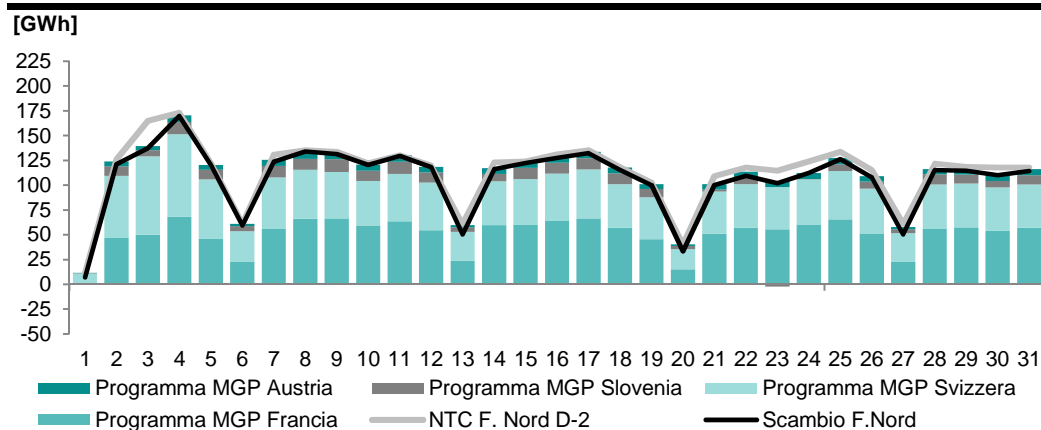
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 26%, la produzione termica per il 60% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Maggio 2018

Nel mese di maggio 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 maggio 2018 si registra un Import pari a 3.665GWh e un Export pari a 370GWh.

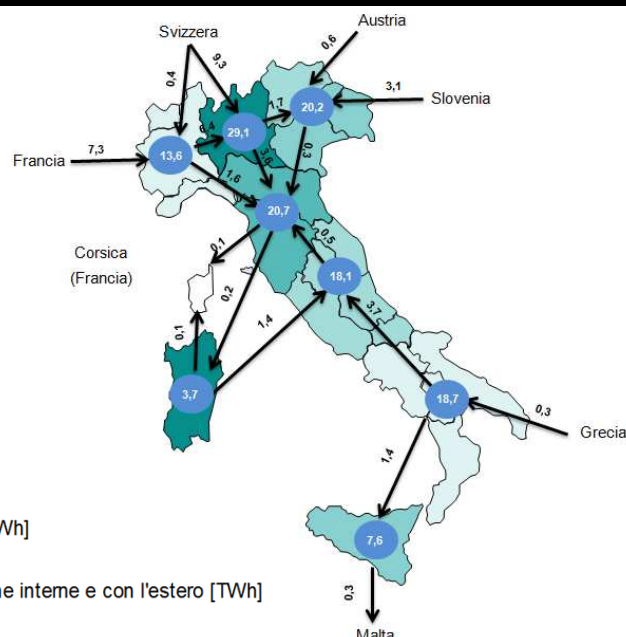
Fonte: Terna

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



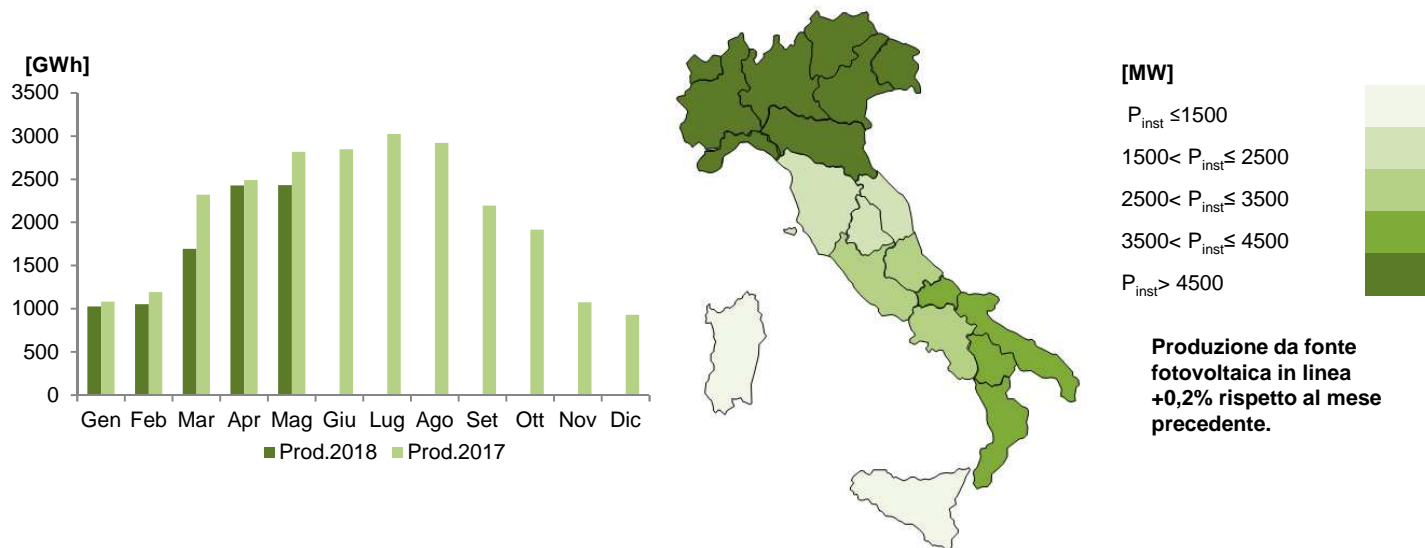
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 5,5TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 1,4TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di maggio 2018 si attesta a 2.432GWh in rispetto al mese precedente di 4GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-12,9%).

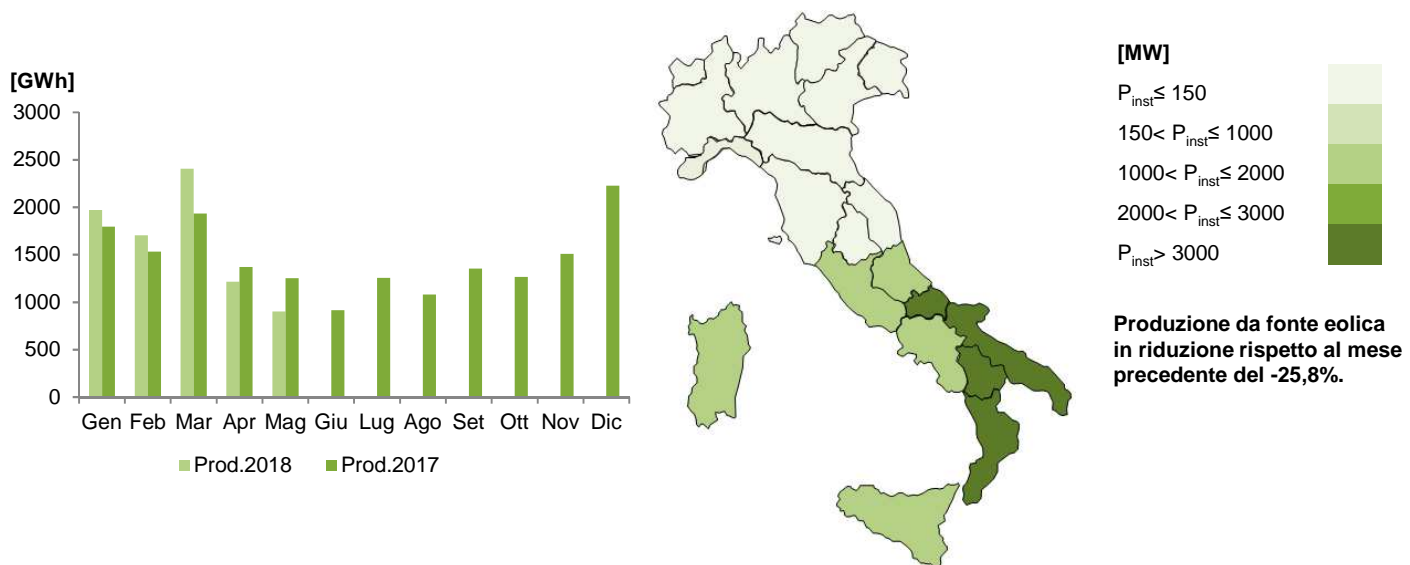
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di maggio 2018 si attesta a 901GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 313GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+4,0%).

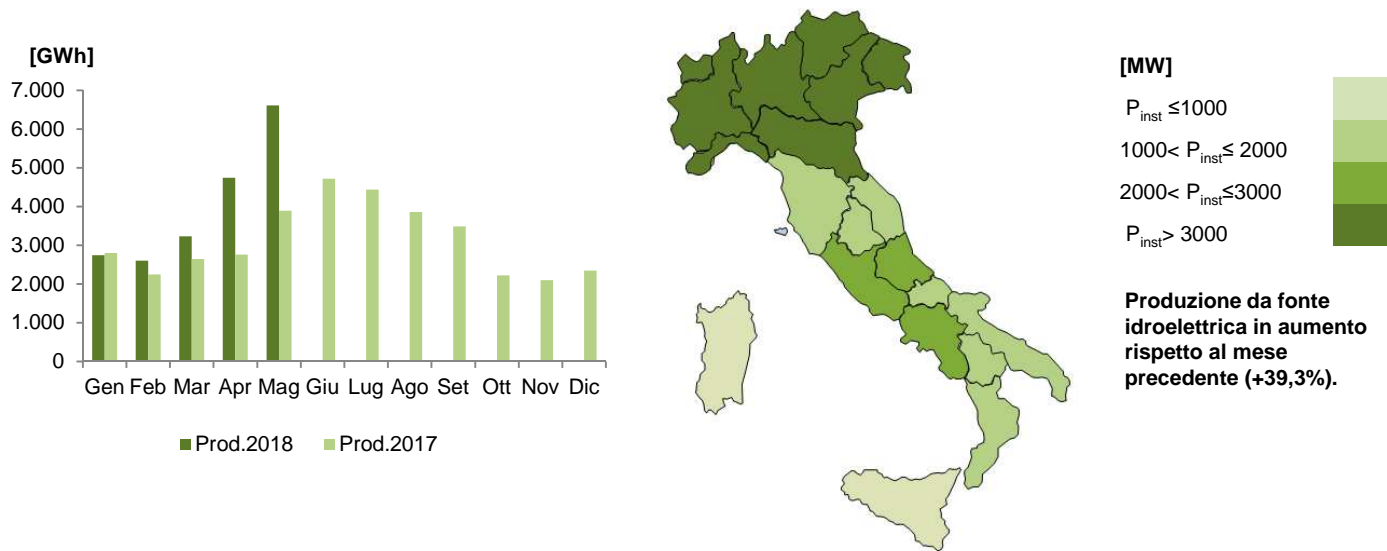
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di maggio 2018 si attesta a 6.611GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.865GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+38,9%) rispetto all'anno precedente.

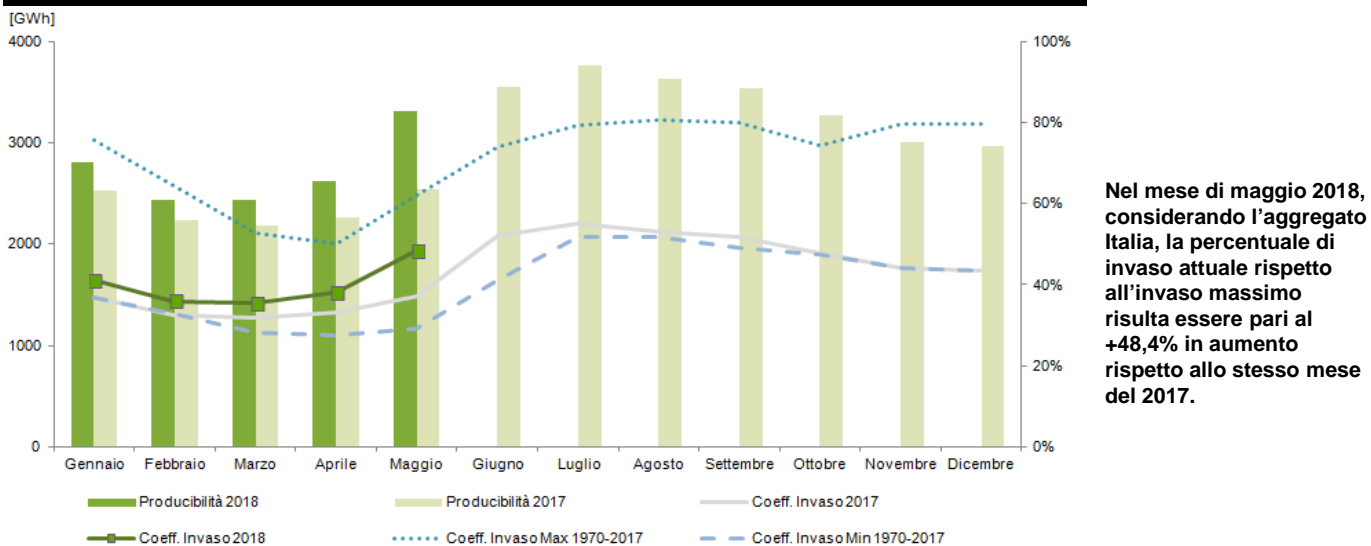
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di maggio è in aumento rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



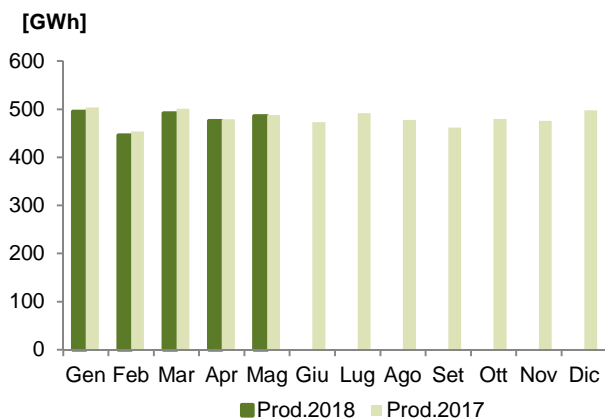
Nel mese di maggio 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +48,4% in aumento rispetto allo stesso mese del 2017.

		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2018	Invasi dei serbatoi				
	[GWh]	1.757	1.270	286	3.312
	% (Invaso / Invaso Massimo)	37,8%	70,0%	75,0%	48,4%
	[GWh]	1.251	1.021	270	2.542
2017	% (Invaso / Invaso Massimo)	26,9%	56,3%	70,8%	37,2%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di maggio 2018 si attesta a 486GWh in aumento rispetto al mese precedente di 10GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

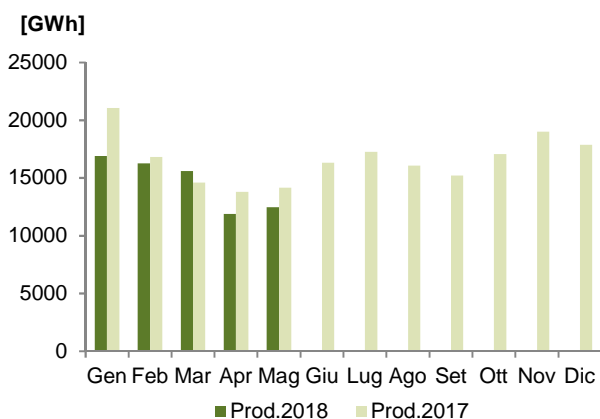


La produzione geotermica è in aumento (+2,1%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di maggio 2018 si attesta a 12.445GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 573GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-9,2%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



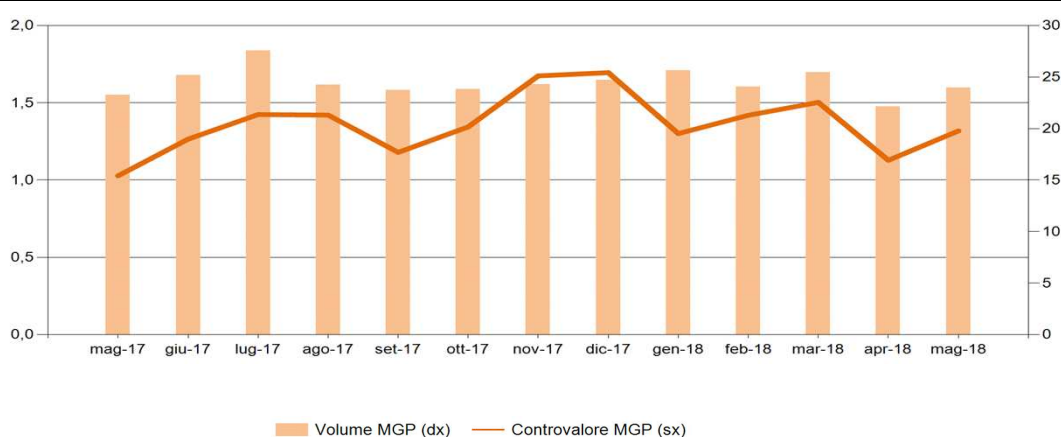
La produzione termica è in riduzione (-4,6%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a maggio è pari a circa €1,3Mld, in crescita del 17% rispetto al mese precedente e del 28% rispetto a maggio 2017. L'aumento rispetto a aprile è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €43,1/MWh (maggio 2017) a €53,5/MWh (maggio 2018).

Controvalore e volumi MGP

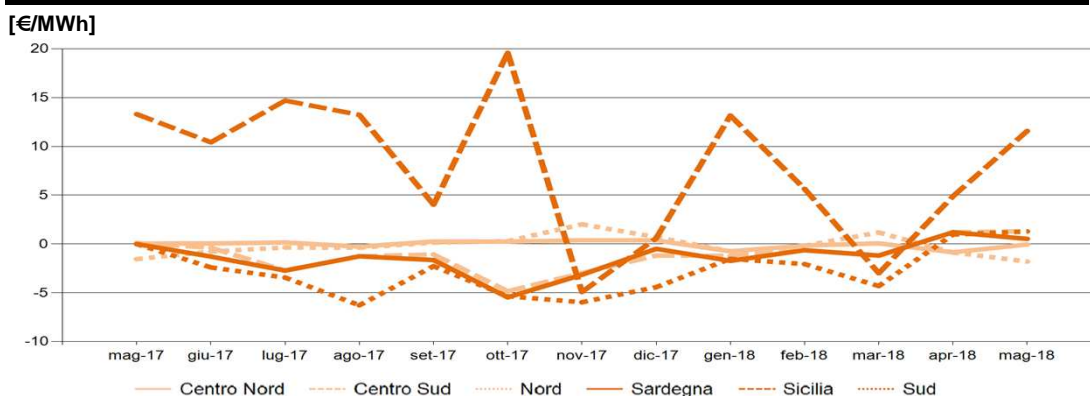


Controvalore maggio 2018 in crescita del 28% rispetto a maggio 2017

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di maggio i prezzi zonalı sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€11,6/MWh. Rispetto a maggio 2017 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €8,7/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €11/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalı maggio 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 maggio è pari a €11,7/MWh per la zona Nord, è mediamente pari a €7,8/MWh per le zone Centro-Nord, Centro-Sud e Sud ed è mediamente pari a €6,3/MWh per le zone Sicilia e Sardegna.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco ad aprile è pari a €8,8/MWh per le zone Nord e Centro-Nord ed è pari a €5,7/MWh per le altre zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	53,5	51,7	53,4	54,8	54,8	65,1	54,0
YoY	10,4	10,2	10,3	11,6	11,7	8,7	10,9
Δ vs PUN	-	-1,8	-0,1	1,3	1,3	11,6	0,5
Δ vs PUN 2017	-	-1,6	0,0	0,1	0,0	13,3	0,0
Picco	59,7	59,2	59,3	59,4	59,3	68,9	58,2
Fuori picco	50,0	47,5	50,2	52,2	52,2	62,9	51,7
Δ Picco vs Fuori Picco	9,7	11,7	9,1	7,2	7,1	6,0	6,5
Minimo	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	11,2
Massimo	81,6	81,2	81,4	81,4	81,4	117,6	81,4

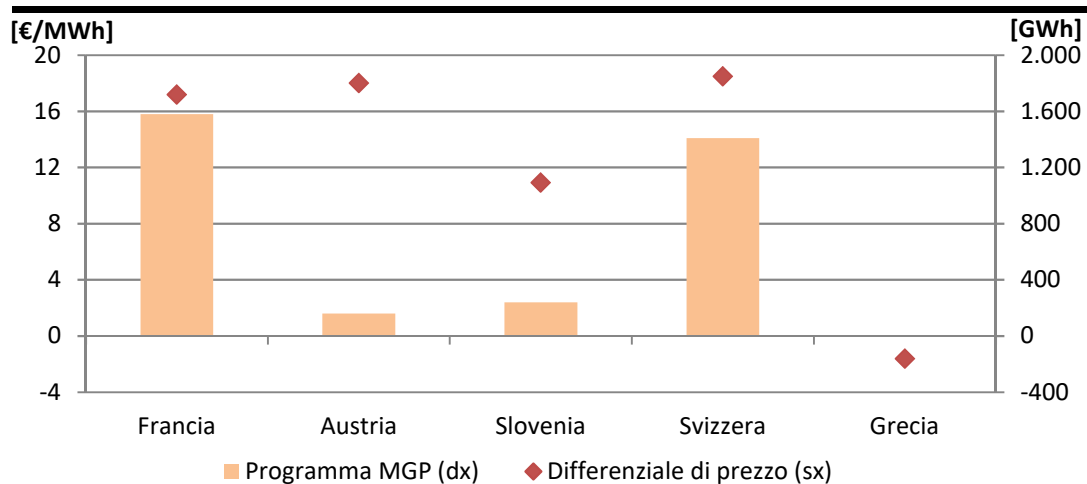
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente è aumentato in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di maggio si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere tranne Slovenia e Grecia.

Nel mese di maggio si registra un import complessivo di 3,6TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 44% e il 40% del totale. L'export complessivo è pari a 0,2TWh, di cui la Grecia rappresenta l'89%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 3,6 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

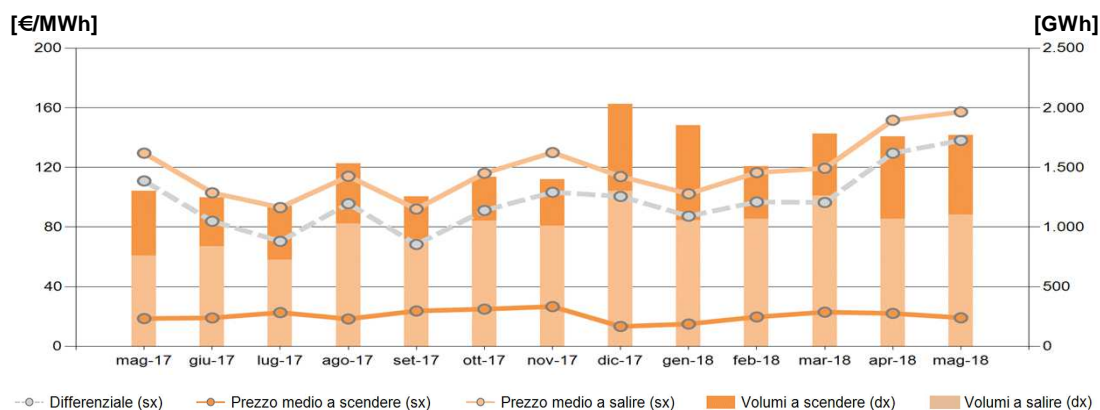
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €138,1/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 7% e rispetto a maggio 2017 del 25%.

I volumi complessivi sono in lieve aumento rispetto al mese precedente (+1%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 4% e quelle a scendere sono diminuite del 4%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 45% e quelle a scendere risultano aumentate del 23%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



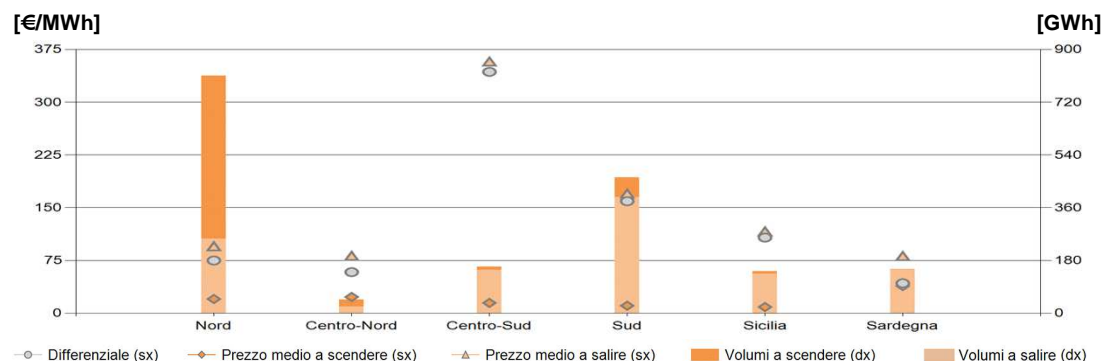
Prezzo medio a salire a maggio 2018 pari a €157,3/MWh
Prezzo medio a scendere a maggio 2018 pari a €19,1/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€343,1/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 9%, dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 6% (da €381,8/MWh di aprile a €357,7/MWh di maggio) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 423% (da €2,8/MWh di aprile a €14,6/MWh di maggio).

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

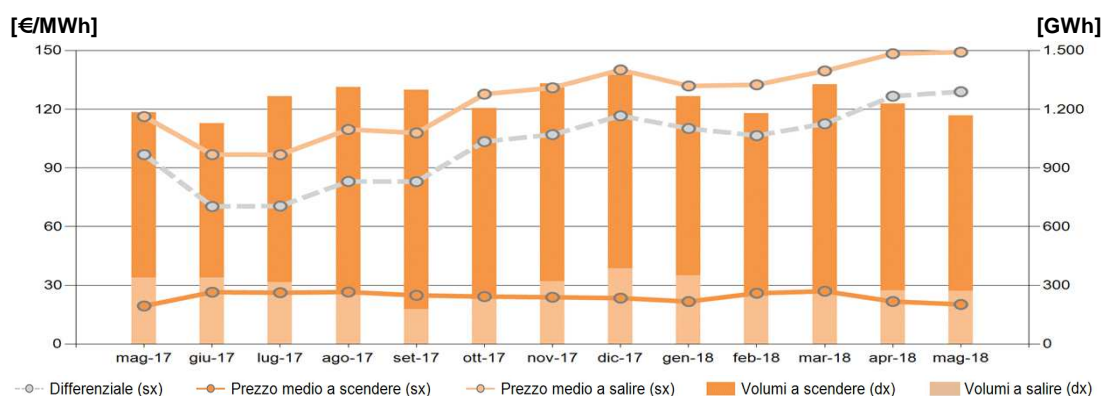
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €128,9/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€126,6/MWh) e in aumento rispetto a maggio 2017 (€96,8/MWh; +33%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-5%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite dell'1% e quelle a scendere sono diminuite del 6%. Rispetto a maggio 2017, le movimentazioni a salire si sono ridotte del 20% e le movimentazioni a scendere sono aumentate del 6%.

Prezzi e volumi MB



Fonte: Terna

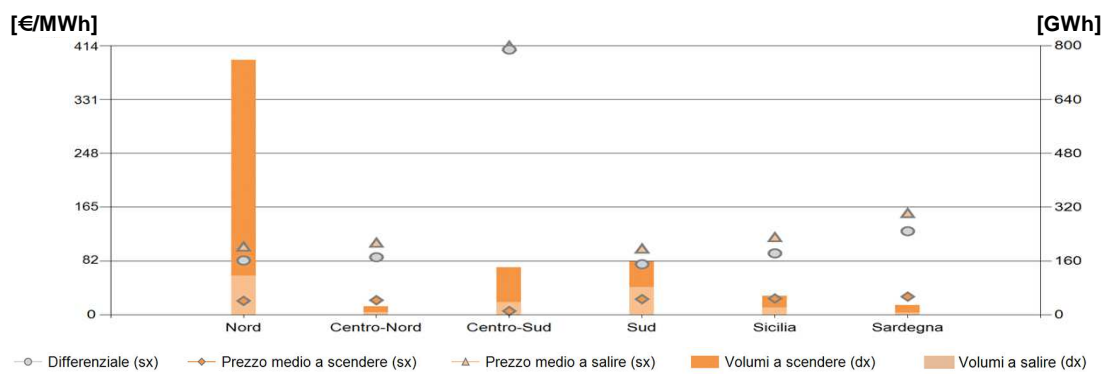
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€408,7/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 422,1 €/MWh).

A maggio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata dai più elevati volumi a scendere (641GWh), seguita dalla zona Centro-Sud (104GWh).

Il differenziale di prezzo è aumentato in tutte le zone, ad eccezione delle zone Centro-Nord e Centro-Sud.

La zona che registra la maggior riduzione in termini assoluti rispetto al mese precedente è il Centro-Sud (-€13,5/MWh). La zona che registra il maggior aumento in percentuale è la zona Sud (+9%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

Nel mese di maggio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$77/bbl, in aumento rispetto ai \$72/bbl di aprile (+7%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$89/t in aumento rispetto a quelli di aprile che si erano stabilizzati intorno ai \$82/t (+9%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati a maggio attestandosi a €22/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €24/MWh in aumento rispetto ai €22/MWh di aprile.

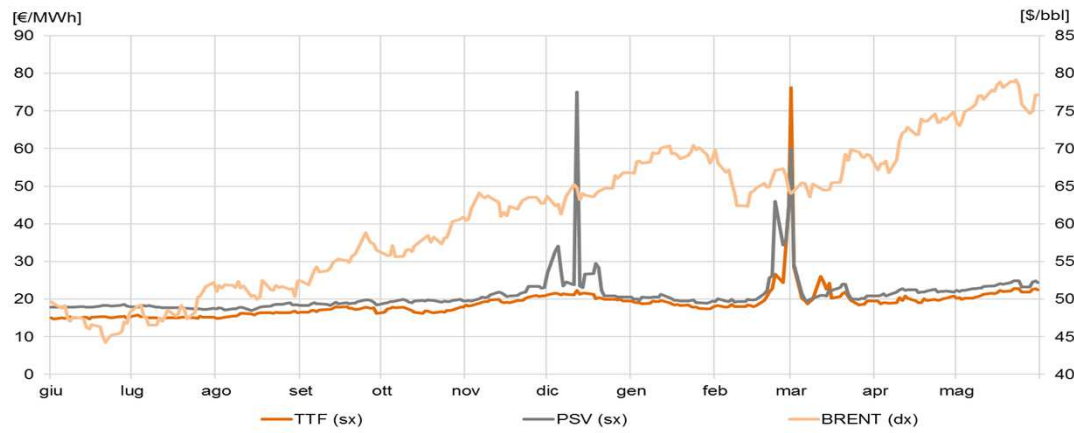
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di maggio sono in aumento rispetto al mese di aprile con una media mensile di €55/MWh (+7%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = €2,0/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

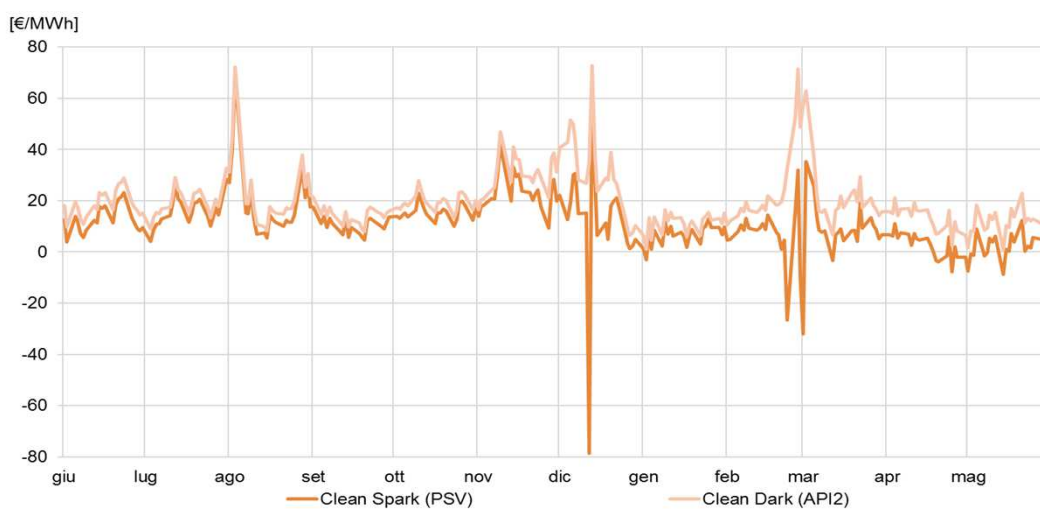
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$12,8/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €2,8/MWh (-2% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €12/MWh (-8% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di maggio i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$72/bbl, rispetto ai \$66/bbl di aprile con un aumento del +10%.

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$87/t (+7%) rispetto al valore di aprile che si era attestato a \$81/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in aumento tra maggio e il mese precedente attestandosi intorno ai €22/MWh (+12%).

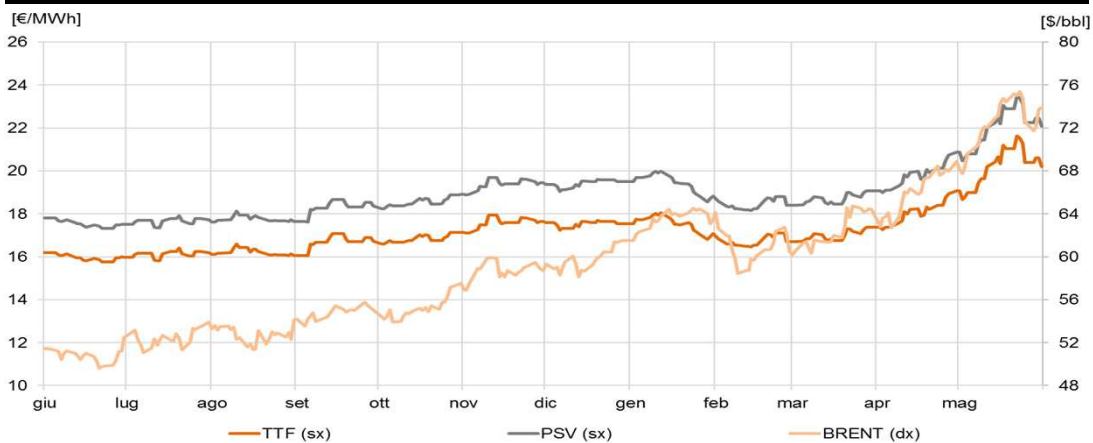
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €53/MWh in aumento rispetto al mese precedente (+9%). Trend in aumento si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €46/MWh così come in Germania attestandosi a circa €41/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

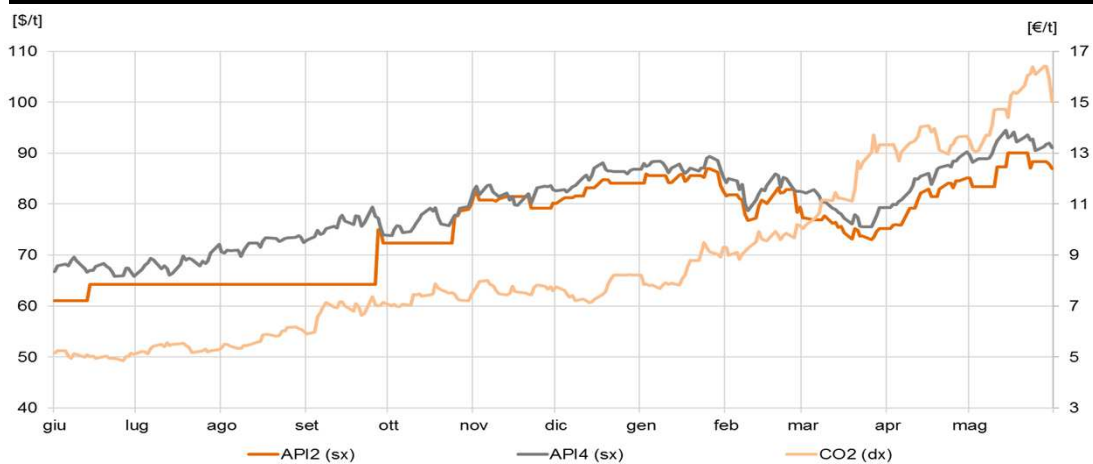
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€2,1/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

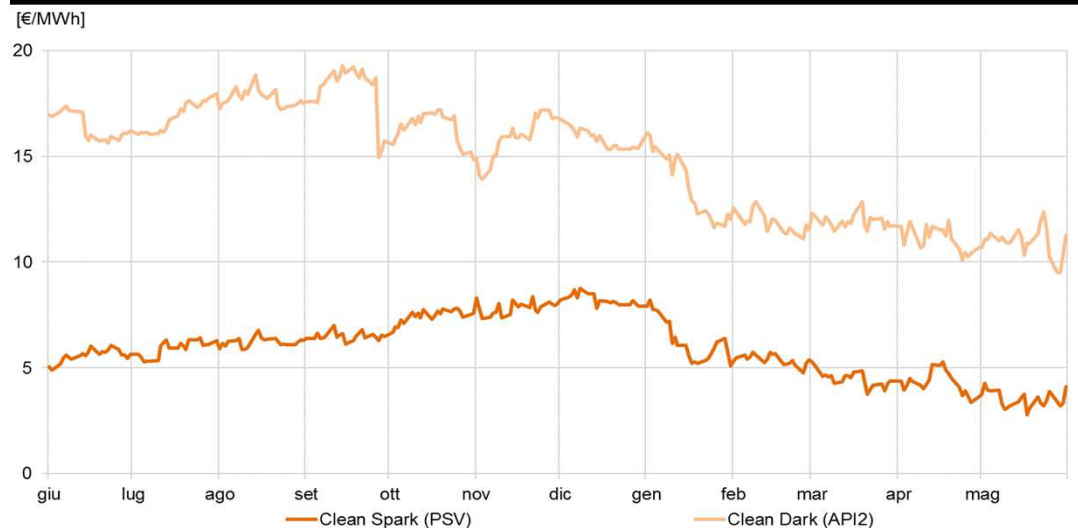
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$4,6/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€3,0/MWh (-29% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€11,0/MWh (-1% 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 Maggio 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Approvazione della proposta per la ripartizione dei costi regionali relativi all'intraday coupling sui confini italiani ai sensi dell'articolo 80 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)

[Delibera 290/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la proposta congiunta dei TSO e dei NEMO (Nominated Electricity Market Operator) per la ripartizione dei costi regionali relativi all'implementazione del market coupling infragiornaliero sulle frontiere italiane per l'allocatione infragiornaliera della capacità cross-border.

Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla proposta di definizione dei load frequency control blocks (LFC Blocks) per l'area sincrona Continental Europe, richiesti all'unanimità da tutte le Autorità Europee di regolazione rientranti nell'area sincrona, ai sensi del regolamento UE 2017/1485 (SO GL)

[Delibera 291/2018/R/eel](#)

L'Autorità, in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione dell'area sincrona Continental Europe, ha richiesto a Terna di emendare la proposta di definizione dei LFC Blocks (blocchi di controllo frequenza/potenza) predisposta dai TSO dell'area sincrona Continental Europe ai sensi del Regolamento UE 2017/1485 (System Operation Guidelines - SOGL).

La proposta modificata dai TSO dovrà essere trasmessa entro il 15 luglio 2018.

Verifica degli adempimenti contrattuali della società Terna S.p.a. e della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. per l'avvio del coupling unico infragiornaliero

[Delibera 292/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha verificato positivamente gli schemi di contratti sottoposti da Terna e dal GME per l'avvio del coupling unico infragiornaliero sulle frontiere italiane. In particolare l'Autorità ha approvato:

l'Intra Day Operational Agreement (IDOA) che disciplina i diritti e gli obblighi dei TSO e dei NEMO coinvolti nel progetto europeo per l'implementazione della piattaforma di Continuous Trading per l'allocatione della capacità Cross-Border Intraday;

il TSO Cooperation of Intraday Coupling (TCID) che disciplina i diritti e gli obblighi dei TSO coinvolti nel progetto europeo Cross-Border Intra Day (XBID).

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.