

Ottobre 2017



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Ottobre 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

In questo «Focus del mese» viene fornita un'analisi di dettaglio sui Sistemi di accumulo quale soluzione innovativa tecnologica individuata da Terna per far fronte al crescente aumento di impianti di generazione elettrica da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) in Italia e garantire, al contempo, un incremento dei margini di sicurezza di gestione del Sistema Elettrico Nazionale.

02 Bilanci

pag. 15

Nel mese di ottobre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,4 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento dell'1,2% rispetto ai volumi di ottobre dell'anno scorso, complici il giorno lavorativo in più di ottobre di quest'anno. Nei primi dieci mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,7 % rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +1,9%. Nel mese di ottobre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'86,4% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-4,1% della produzione netta rispetto a ottobre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +56% rispetto a ottobre 2016).



03 Sistema Elettrico

pag. 21

A ottobre 2017 la produzione nazionale netta pari a 22.991GWh è composta per il 32% da fonti rinnovabili (7.369GWh) ed il restante 68% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da FER si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+36,2%) e una flessione della produzione Idrica (-18,4%) e della produzione geotermica (-3,2%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 24

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a ottobre è pari a circa €1,3Mld, in crescita del 14% rispetto al mese precedente e dell'1% rispetto a ottobre 2016. A ottobre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €91,1/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 33% e in riduzione rispetto a ottobre 2016 dell'8%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+13%). A ottobre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €103,5/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€83,0/MWh; 25%) ma allineato rispetto a ottobre 2016 (€103,6/MWh). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-7%).



05 Regolazione

pag. 32

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

Ottobre 2017

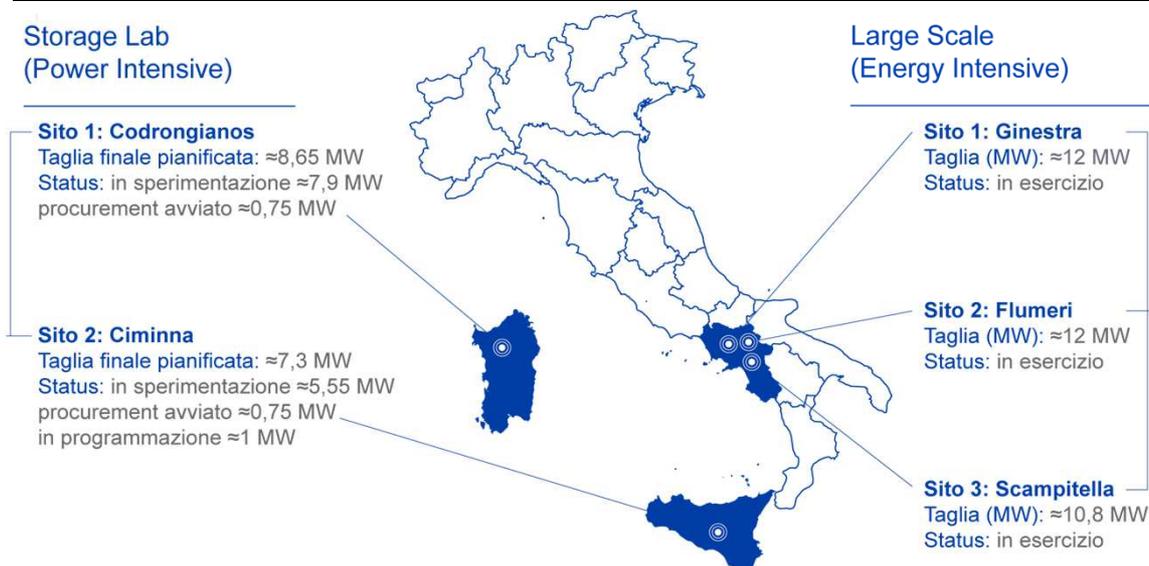
Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

I Progetti Pilota di Accumulo Terna

EXECUTIVE SUMMARY

Il crescente aumento di impianti di generazione elettrica da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) in Italia, registrato negli ultimi anni soprattutto nelle regioni del Meridione e nelle due Isole Maggiori, ha determinato un impatto sempre più tangibile sui processi del Dispacciamento dell'energia elettrica e, in generale, sull'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN). Al fine di favorire il massimo sfruttamento della generazione da fonti rinnovabili e garantire, al contempo, un incremento dei margini di sicurezza di gestione del Sistema Elettrico, Terna ha individuato nell'accumulo dell'energia una delle possibili soluzioni al problema, pianificando l'installazione di tecnologie opportunamente dislocate sul territorio nazionale e connesse alla Rete di Trasmissione Elettrica Nazionale (RTN). L'innovatività legata all'utilizzo di sistemi di storage connessi alla RTN ha portato Terna ad avviare un programma sperimentale avente come obiettivo la realizzazione di progetti pilota, finalizzato a testare e validare l'utilizzo dell'accumulo elettrochimico a livello "utility scale". Terna ha quindi avviato un primo progetto basato su impianti di accumulo di tipo Large Scale, connessi a porzioni di rete AT del Sud Italia critiche per l'elevata penetrazione da FRNP. Le installazioni di storage previste sono basate su tecnologie di accumulo elettrochimico cosiddette "Energy Intensive", ovvero caratterizzate da un elevato rapporto tra energia accumulata e potenza installata. Tale progetto ha lo scopo prioritariamente di ridurre l'entità delle congestioni di rete nelle ore di eccessiva generazione eolica rispetto alla capacità di trasporto delle suddette porzioni e sperimentare, al contempo, ulteriori servizi di rete ed applicazioni utili per il Gestore di Rete. Un secondo progetto, a carattere maggiormente sperimentale e dalle connotazioni di un "laboratorio di accumulo energetico", denominato "Storage Lab", è stato avviato in Sicilia e Sardegna, prevedendo installazioni di diverse tecnologie di accumulo, per lo più di tipo "Power Intensive", ovvero caratterizzate dall'erogazione, per brevi tempi, di elevate potenze. Tale progetto ha lo scopo di valutare e validare l'integrazione dei sistemi di accumulo con i Sistemi di Difesa Terna, valutandone performance e potenzialità per applicazioni orientate all'incremento della sicurezza di gestione del SEN, ovvero che non richiedono grandi capacità di accumulo, ma elevate efficienze nei cicli parziali di carica/scarica e rapidi tempi di risposta. I risultati della sperimentazione svolta da Terna consentiranno di stabilire potenzialità e margini di miglioramento dell'accumulo a batterie, favorendo lo sviluppo tecnologico del settore ed accelerando quindi l'integrazione di tali risorse nei Mercati dei Servizi del Dispacciamento oltre che, più in generale, nel Sistema Elettrico Nazionale.

Fig.1: I progetti di accumulo Terna



Fonte: Terna

IL CONTESTO LEGISLATIVO E REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

La Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, della quale Terna è titolare, prevede che il Concessionario possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo dell'energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale ed il buon funzionamento dello stesso, nonché il massimo sfruttamento della produzione da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento. Il Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n. 28, ed il Decreto Legislativo n. 93 del 1 Giugno 11 danno quindi seguito all'estensione dell'attività in concessione prevedendo la possibilità per Terna di includere impianti di accumulo a batterie nel proprio Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. Mediante la Deliberazione 288/2012/R/eel e la relativa Determinazione n.08/2012, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI) ha specificato i requisiti minimi ed opzionali per la selezione di Progetti Pilota di sperimentazione di accumulo di energia, nonché i contenuti minimi per la presentazione delle istanze. La Deliberazione 66/2013/R/eel del 21 febbraio 2013 ha quindi approvato i progetti pilota presentati da Terna rientranti nel programma dei 35 MW pianificati nel Piano di Sviluppo 2011 ed approvati dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE) in data 02/10/2012. La Deliberazione 43/2013/R/EEL del 11 febbraio 2013 ha approvato i Progetti Pilota cd. "Power Intensive" presentati da Terna e rientranti nella prima fase (16 MW) prevista nel Piano di Difesa 2012 ed approvato dal MiSE il 2/10/2012.

IL PORTFOLIO TECNOLOGICO TERNA

Con i suoi progetti storage, Terna ha voluto coprire l'intero range di applicazioni per i sistemi di accumulo: da quelle fortemente power-intensive a quelle maggiormente energy-intensive (Figura 2). In particolare, per il progetto Storage Lab sono state approvvigionate tecnologie di tipo "Lithium Based" (ovvero tecnologie basate sull'utilizzo del litio per la realizzazione dell'elettrodo positivo) e tecnologie Zebra (acronimo derivante da un precedente brevetto denominato "Zero Emission Battery Research Activities" su tecnologie cosiddette ai sali fusi ad alta temperatura di funzionamento), opportunamente suddivise tra i siti di Codrongianos e Ciminna. Inoltre, nel corso del 2016 sono state installate nei siti di Codrongianos e Ciminna due tecnologie di batterie elettrochimiche di tipo "Flusso", ovvero a circolazione di elettrolita. A completamento del portafoglio tecnologico installato, Terna prevede di utilizzare in futuro anche sistemi basati su supercapacitori. I progetti Large Scale utilizzano invece un'unica tecnologia basata su tecnologia sodio/zolfo ad alta temperatura (NaS), più idonea per applicazioni strettamente *energy intensive*.

Fig.2: Portfolio tecnologico progetti pilota di accumulo Terna

	SUPERCAPACITOR	BATTERIE LITIO	BATTERIE ZEBRA	BATTERIE A FLUSSO	BATTERIE NaS	
	30-60 seconds	0,5-1 hour	2-4 hours	Power/Energy decoupled	8 hours	
POWER INTENSIVE	Storage time	 				ENERGY INTENSIVE
	Procurement on going	 				
		9,2 MW installati	3,4 MW installati	0,85 MW installati	35 MW installati	
		STORAGE LAB			LARGE SCALE	
SERVIZI ANCILLARI (E.G. REGOLAZIONE DI FREQUENZA) E SUPPORTO ALLA RETE						
SISTEMI DI DIFESA				GESTIONE CONGESTIONI		
POWER QUALITY & BACK-UP			LOAD SHIFTING			
APPLICAZIONI PRINCIPALI						

Fonte: Terna

PROGETTI PILOTA LARGE SCALE (ENERGY INTENSIVE)

Descrizione impianti

I progetti Large Scale di storage, di tipo Energy Intensive, rientrano nell'ambito del Piano di Sviluppo della RTN del 2011 e sono stati approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2012 per una taglia complessiva pari a 35 MW di sistemi diffusi connessi a porzioni di rete a 150 kV del Sud Italia critiche per l'elevato numero di congestioni derivanti da eccessiva penetrazione di FRNP. Con l'obiettivo primario di ridurre tali congestioni, Terna ha previsto un progetto basato sull'utilizzo di tecnologie caratterizzate da elevate capacità di accumulo rispetto alla taglia in potenza degli impianti e, attraverso un bando di gara pubblico, ha individuato la tecnologia di batterie NAS (sodio/zolfo) come maggiormente idonea al tipo di applicazione. Il programma complessivo di 35 MW di accumuli si compone di tre impianti denominati SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale), ciascuno collegato alla RTN tramite una Stazione Elettrica di connessione 20/150 kV:

- **Ginestra SANC:** impianto di taglia in potenza di 12 MW e capacità energetica netta di circa 80 MWh, localizzato nel comune di Castelfranco in Miscano (BN) ed afferente alla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Montefalcone – Celle San Vito";
- **Flumeri SANC:** impianto di taglia in potenza di 12 MW e capacità energetica netta di circa 80 MWh, localizzato nel comune di Flumeri (AV) ed afferente alla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380";
- **Scampitella SANC:** impianto di taglia in potenza di 10,8 MW e capacità energetica netta di circa 72 MWh, localizzato nel comune di Scampitella (AV) ed afferente alla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380".

Le due porzioni di rete e relative dorsali eoliche "Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito" e "Bisaccia 380- Benevento 2" sono dotate di 3 installazioni di un innovativo strumento di gestione della RTN, il **Dynamic Thermal Rating (DTR)**, avente l'obiettivo di massimizzare l'utilizzabilità degli asset grazie ad una stima in tempo reale del rating massimo effettivo delle dorsali nel rispetto dei vari vincoli di sicurezza. Il calcolo è effettuato utilizzando come input principali le misure locali della temperatura del conduttore nelle campate considerate più critiche, delle variabili meteo e dei parametri elettrici della linea (configurazione e corrente transitante).

Fig.3: Impianto Large Scale Energy Intensive 12MW/80MWh – Ginestra SANC presso Castelfranco in Miscano (BN)



Fonte: Terna

Funzionalità

Tali impianti sono tra le installazioni di taglia maggiore in esercizio a livello europeo, nonché i primi asserviti alle esigenze del TSO, telecontrollabili e teleconducibili dai centri Terna in remoto. In particolare, al fine di garantire una gestione sicura ed efficace delle fasi di carica e di scarica per le diverse applicazioni e condizioni di funzionamento, nonché un'integrazione ottimale «campo-centro» è stato necessario specificare e progettare ad hoc un Sistema di Controllo Integrato (SCI) locale per ciascun sito, con funzionalità di conduzione, controllo e monitoraggio, in grado di interfacciarsi sia con i sistemi in remoto del TSO e sia con i sistemi di controllo delle macchine e degli apparati periferici in campo delle singole Unità di Accumulo (sistemi di controllo delle batterie, dei convertitori, etc), nonché dotare i Sistemi Centrali Terna (come ad esempio il Sistema Centrale di Controllo e Teleconduzione – SCCT) di ulteriori innovative funzionalità e nuovi applicativi. Le logiche sviluppate nei suddetti sistemi di controllo permettono di massimizzare gli obiettivi primari attesi (mitigazione congestioni da FRNP), e di sperimentare efficacemente, con funzionalità altamente innovative, l'erogazione di servizi di rete orientati all'esercizio in sicurezza per la RTN con performance superiori rispetto alle risorse convenzionali (e.g. calibrazione sperimentale della regolazione primaria, asservimento alla regolazione secondaria f-P, sviluppo di nuove funzionalità avanzate di conduzione, monitoraggio e dispacciamento, etc).

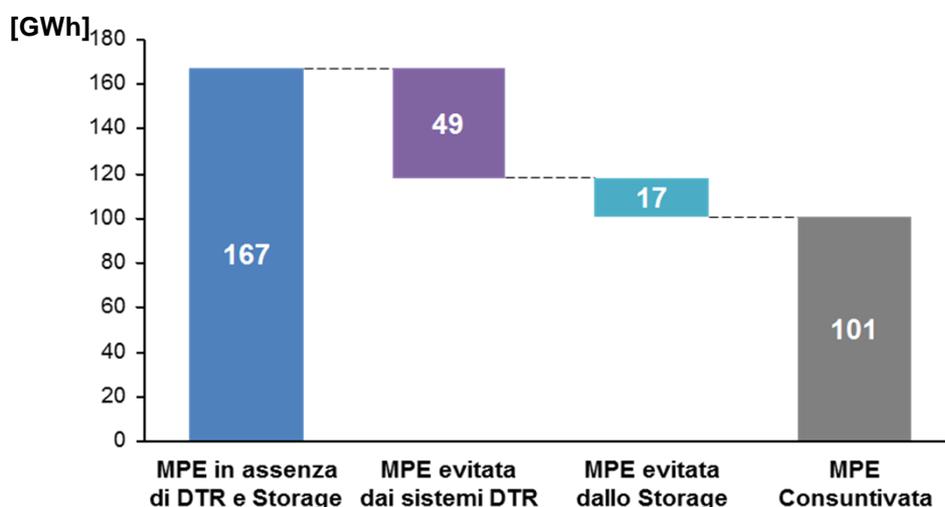
Principali evidenze

I sistemi Dynamic Thermal Rating (DTR) e gli impianti Storage hanno contribuito durante l'anno 2016 per circa il 40% alla riduzione delle congestioni legate all'eccessiva produzione di energia eolica sulle dorsali interessate dai progetti pilota (Figura 4).

Nello stesso periodo i sistemi di accumulo sono stati utilizzati anche per servizi di regolazione di frequenza primaria e secondaria. Tuttavia, il valore dell'energia scambiata con la RTN per il servizio di regolazione primaria risulta quantitativamente ridotto, per via della natura del servizio, e il beneficio associato a tale servizio viene quindi più efficacemente rappresentato come ore di asservimento delle Unità di Accumulo, pari nel 2016 a 6800 ore/anno mediamente tra i tre impianti. Il beneficio associato alla regolazione secondaria potenza/frequenza è invece valutato in termini di energia scambiata con la RTN ed è stato pari nel 2016 a 18 GWh/anno complessivamente tra i tre impianti.

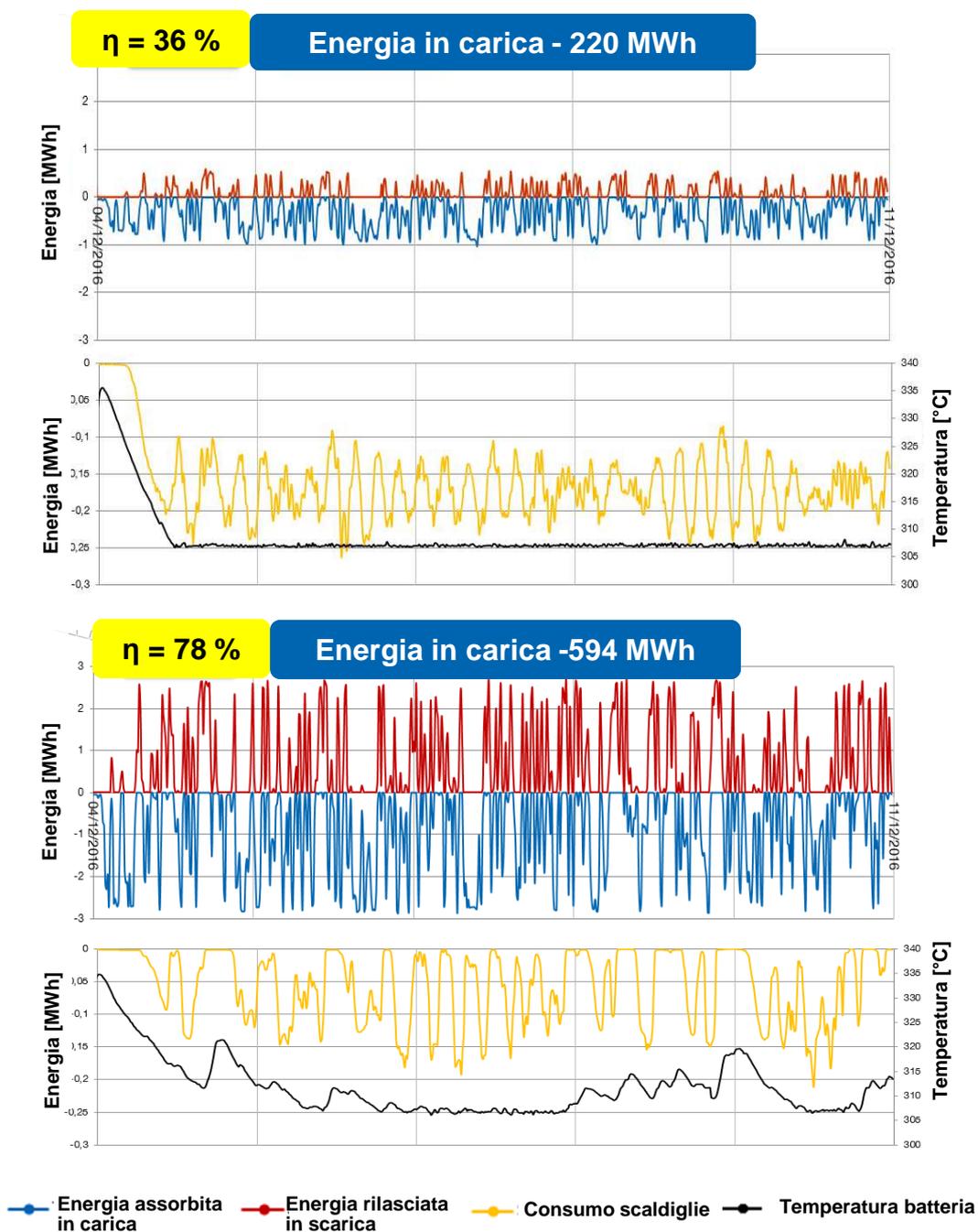
I sistemi installati presentano rendimenti elevati ed in linea con i dati di targa qualora utilizzati in condizioni nominali, ovvero con cicli di carica/scarica prossimi a quelli «standard». Tuttavia, il rendimento operativo è fortemente influenzato dai cicli di utilizzo, in quanto riducendo il volume di energia scambiata assumono un peso maggiore le perdite nel calcolo del rendimento. In particolare, il consumo delle scaldiglie degli accumulatori è sensibilmente influenzato dalla presenza di fasi di stand-by, dal numero di cicli continuativi eseguiti e dalla potenza media di esercizio (Figura 5).

Fig.4 Contributo DTR e Storage alla riduzione della MPE sulle due dorsali – Anno 2016



Fonte: Terna

Fig.5 Influenza sul rendimento e sul consumo degli ausiliari dell'energia scambiata dal SANC con la RTN



Fonte: Terna

PROGETTI PILOTA STORAGE LAB (POWER INTENSIVE)

Il progetto Storage Lab rientra nell'ambito del Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015 e consiste nell'installazione di 16 MW di impianti di accumulo multi-tecnologici in Sicilia e Sardegna, per applicazioni volte a incrementare i margini di sicurezza di gestione delle reti AT nelle due Isole Maggiori.

Il progetto, a carattere fortemente sperimentale, vede l'installazione di due impianti da circa 8 MW ciascuno in Sicilia ed in Sardegna. Con 13,4 MW di potenza complessiva già installata (e 21,2 MWh di capacità di accumulo), lo Storage Lab risulta un progetto unico al mondo per varietà di tecnologie disponibili ed innovatività nei sistemi di controllo. Le singole unità di accumulo (SdA) hanno una taglia di circa 1 MW e sono basate su tecnologie litio (9,2 MW, 5 tipologie), ZEBRA (3,4 MW, 2 tipologie) e flusso (0,85 MW, 2 tipologie). A completamento del portafoglio tecnologico del progetto, è prevista l'installazione di sistemi basati su supercapacitori presso entrambi i siti.

Tramite lo Storage Lab, Terna sperimenta le principali tecnologie di accumulo disponibili sul mercato e di testarne performance e caratteristiche tecniche a supporto dell'erogazione di servizi essenziali, quali la regolazione di frequenza primaria, regolazione di frequenza secondaria e l'asservimento al Sistema di Difesa, nonché testa applicazioni e funzionalità innovative potenzialmente implementabili in futuro nel Codice di Rete per le risorse del Dispacciamento.

Fig.6: Impianto Storage Lab Power Intensive in Sicilia, presso Ciminna (PA)



Fonte: Terna

Fig.7: Impianto Storage Lab Power Intensive in Sardegna, presso Codrongianos (CA)



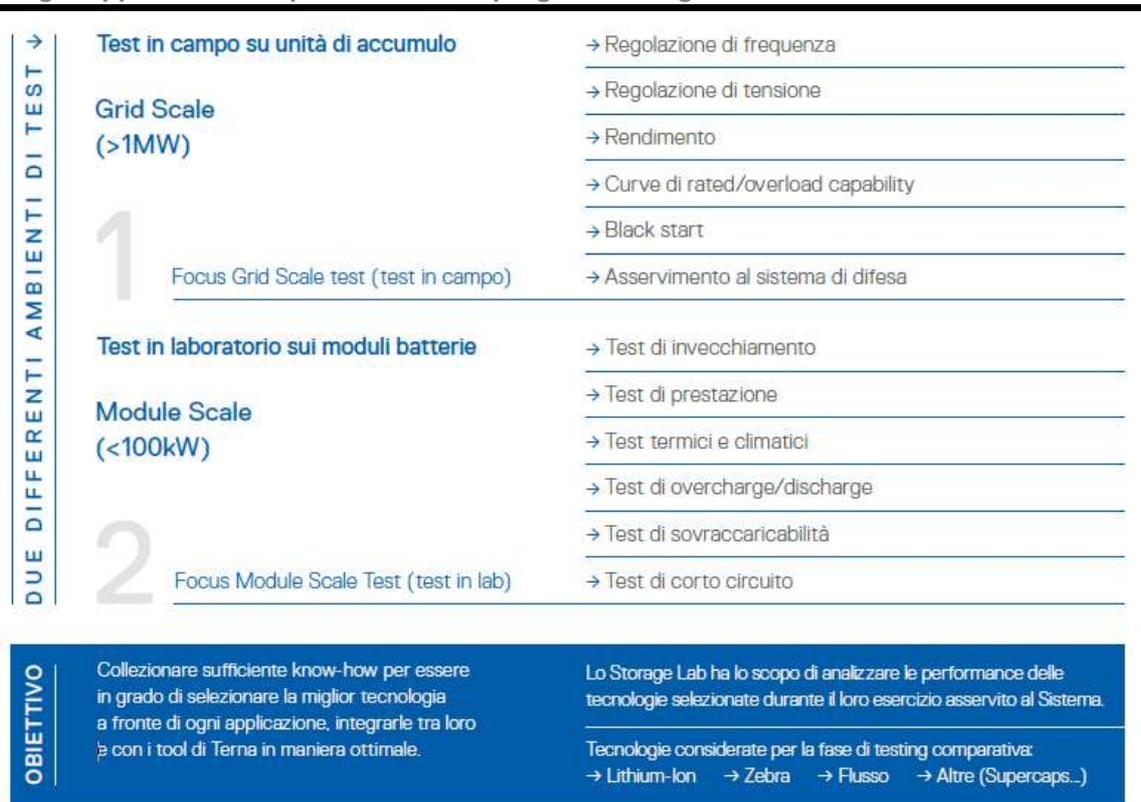
Fonte: Terna

Approccio alla sperimentazione

L'approccio alla sperimentazione delle diverse tecnologie di accumulo è basato sulla definizione preliminare di criteri oggettivi di comparazione tecnologica, in maniera funzionale a qualificare lo storage per differenti applicazioni di tipo "utility scale". Il programma sperimentale prevede a tal fine due ambienti di test (Figura 8), in campo ed in laboratorio, necessari per la valutazione, per ciascuna tecnologia, dei principali fattori chiave ed indici di performance che, tipicamente, vengono utilizzati nelle analisi costi-benefici per le suddette applicazioni. La sperimentazione continuativa svolta in sito (cosiddetta "grid scale") prevede di testare non solo il funzionamento e le performance dei sistemi di accumulo in esercizio normale ed in condizioni critiche, ma anche di valutarne il degrado delle prestazioni e delle caratteristiche nominali (capacità, rendimento e tempo di risposta) a seguito delle strategie di esercizio implementate, tramite un monitoraggio continuativo dell'esercizio e lo svolgimento di specifiche campagne di test periodiche.

A tali attività di test sui sistemi grid scale si affiancano le campagne di prove in laboratorio (module scale) necessarie per la caratterizzazione di ulteriori performance per i moduli batterie, condotte presso alcuni dei principali laboratori italiani accreditati: RSE, ENEA, CNR, CESI. I test in laboratorio hanno lo scopo di ottenere una rappresentazione esaustiva, per ciascuna tecnologia, dei relativi modelli di funzionamento e comportamento sia in condizioni nominali sia in condizioni di stress, mediante l'esecuzione di test non riproducibili in campo (test di overcharge, test di overdischarge, test di corto circuito, test di invecchiamento, test di prestazione, test termici, creazione del circuito equivalente).

Fig.8 Approccio alla sperimentazione progetto Storage Lab: due ambienti di test



Fonte: Terna

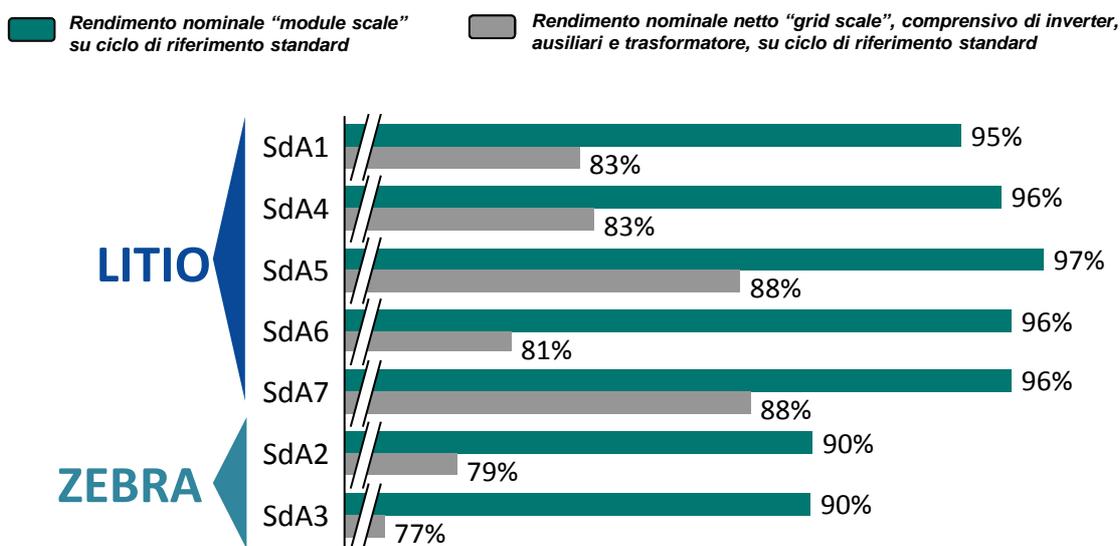
Principali evidenze – sperimentazione «grid scale» in sito

I test di rendimento nominale netto svolti presso i due siti hanno mostrato per le tecnologie installate rendimenti comprensivi delle perdite nel range 81-90% per le tecnologie Lithium-based, e nel range 77-79% per le tecnologie Zebra, queste ultime caratterizzate, come previsto, da rendimenti inferiori rispetto alle tecnologie litio (Figura 9).

La valutazione delle performance dei SdA in esercizio continuativo in termini di rendimento netto e lordo è tuttavia fortemente influenzata dall'attivazione o meno del servizio di regolazione secondaria di frequenza. Ciò è dovuto principalmente all'aumento di energia scambiata e, quindi, alla minore incidenza degli assorbimenti degli ausiliari e delle perdite di esercizio. Tale servizio è stato attivato sperimentalmente solo presso il sito di Ciminna. Di conseguenza, mentre nel secondo semestre 2016 il rendimento lordo medio dello Storage Lab di Ciminna (riferito al periodo di effettivo esercizio) è stato pari all'80%, con un rendimento netto medio del 74%, il rendimento lordo per lo Storage Lab di Codrongianos è stato mediamente pari al 27% (con un rendimento netto medio del 21%). In tale periodo, tutti i SdA di Ciminna hanno fatto riscontrare rendimenti netti elevati, compresi tra l'83% e il 66%. Tali risultati dimostrano come le prestazioni ottime dei sistemi registrate sul ciclo di prova siano ottenibili anche in condizioni di esercizio reali, qualora si incrementi il volume di energia scambiata dal SdA tramite l'attivazione di più servizi di rete.

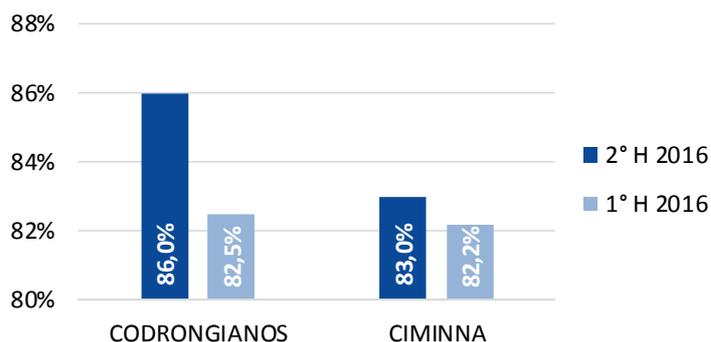
La disponibilità complessiva di impianto si è confermata in crescita nel corso dell'anno 2016 (Figura 10): le maggiori cause d'indisponibilità sono riconducibili a guasti su celle/moduli batteria e anomalie/guasti dei convertitori PCS e del sistema di controllo SCI, e a interventi intempestivi della centralina antincendio.

Fig.9 Rendimento nominale su ciclo di riferimento (module scale VS grid scale)



Fonte: Terna

Fig.10 Disponibilità complessiva anno 2016 – dettaglio semestrale per sito



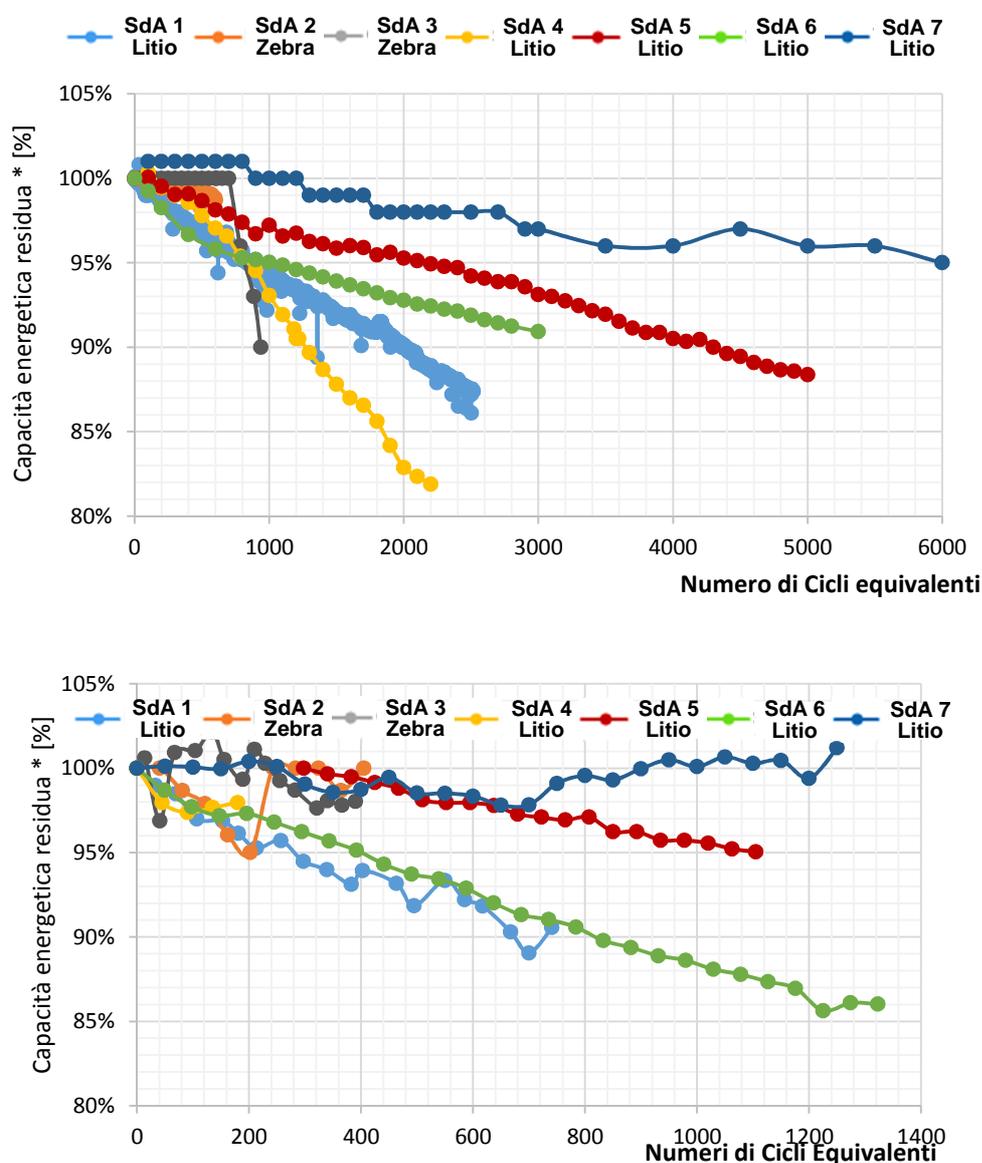
Fonte: Terna

Principali evidenze – sperimentazione «module scale» in laboratorio

Le evidenze della sperimentazione relative ai test di invecchiamento su cicli standard mostrano che le diverse tecnologie di accumulo elettrochimico, sottoposte allo stesso ciclo di regolazione, sono caratterizzate da un invecchiamento sensibilmente differente le une dalle altre (Figura 11). Infatti, alcune tecnologie sono in grado di sostenere oltre 5000 cicli, con un degrado minimo delle prestazioni: in particolare la tecnologia Litio SdA 7 ha avuto una riduzione della capacità energetica nominale di circa il 5% dopo 6000 cicli. Altre tecnologie mostrano invece elevati tassi di invecchiamento già a partire dai 1000 cicli, come evidenziato dalla tecnologia Litio SdA 4 che risulta prossima al raggiungimento del valore soglia dell'80% di capacità residua dopo poco più di 2000 cicli.

Il ciclo di regolazione di frequenza causa in generale alle batterie un invecchiamento superiore rispetto al ciclo standard, pur essendo caratterizzato da uno scambio energetico complessivo inferiore (Figura 11). Ha infatti maggior peso in questo caso l'elevato numero di inversioni di potenza che lo caratterizza, determinando invecchiamenti precoci in alcune tecnologie che si dimostrano particolarmente sensibili a tale fattore.

Fig.11 Test di invecchiamento su cicli standard e su ciclo di regolazione di frequenza



Fonte: Terna

(*) Capacità energetica della batteria misurata dopo ogni ciclo di riferimento e rapportata in percentuale all'energia nominale della batteria

CONCLUSIONI

L'analisi complessiva dei risultati dei progetti pilota di accumulo Terna deve essere inquadrata in maniera sistemica considerando la valenza degli effettivi servizi erogati al Sistema Elettrico dagli accumuli elettrochimici in questa fase di sperimentazione. In tal senso, i risultati ottenuti in termini di rendimento e perdite energetiche operative devono essere ricondotti alla valenza di tali sistemi di garantire due tipologie di servizi resi:

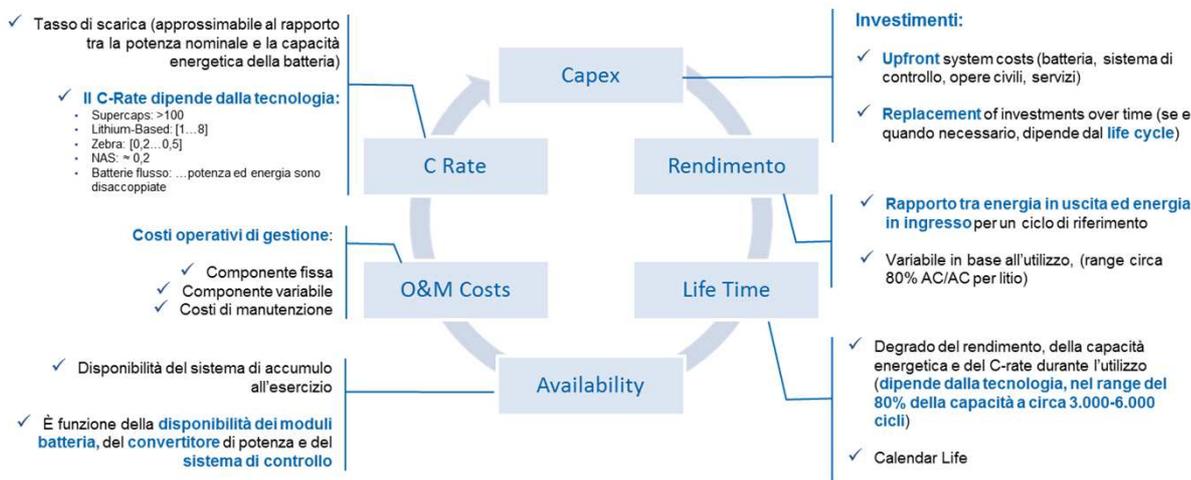
- servizi che richiedono effettive attivazioni di fasi di carica e scarica, come ad esempio i cicli per mitigazione MPE e l'energia scambiata per il servizio di regolazione secondaria frequenza/potenza. Per tali servizi, la misura dell'entità degli scambi di potenza con la rete in un periodo rilevante rappresenta un indice di performance nell'erogazione del servizio; in base a ciò, per tali servizi anche il rendimento di conversione energetica è un indicatore efficace ai fini della rappresentazione della performance nell'erogazione del servizio;
- servizi che, per rappresentare un beneficio per il Sistema, possono basarsi anche sulla sola disponibilità continuativa delle risorse all'esecuzione del servizio stesso. Per tali servizi, come ad esempio la riserva primaria di frequenza, la misura degli scambi energetici con la rete non può essere, in via esclusiva, considerata come un indicatore efficace al fine di rappresentare univocamente la performance della risorsa nell'erogazione del servizio. In questo caso, quindi, il rendimento energetico in esecuzione del servizio per un periodo rilevante può fornire indicazioni non compiute rispetto all'effettivo beneficio riscontrabile dal Sistema Elettrico.

L'analisi svolta sui risultati della sperimentazione permette inoltre di identificare le future aree di miglioramento nell'esercizio dei sistemi di accumulo:

- consolidamento del rendimento di esercizio;
- riduzione delle ore di indisponibilità;
- integrazione crescente nei tool centrali di Terna;
- sperimentazione di nuovi servizi di rete e funzionalità innovative volte a massimizzare e ottimizzare i benefici derivante dall'utilizzo dei sistemi storage al servizio del dispacciamento nazionale.

In conclusione, la sperimentazione condotta e i risultati raggiunti tramite i progetti Storage ha una notevole rilevanza in quanto permetterà di determinare per ciascuna tecnologia i fattori chiave e gli indici di performance più significativi ai fini della comparazione e la validazione delle differenti tecnologie di accumulo quando asservite al Sistema Elettrico Nazionale (Figura 12).

Fig.12 Indici di performance per la valutazione e comparazione delle tecnologie di accumulo

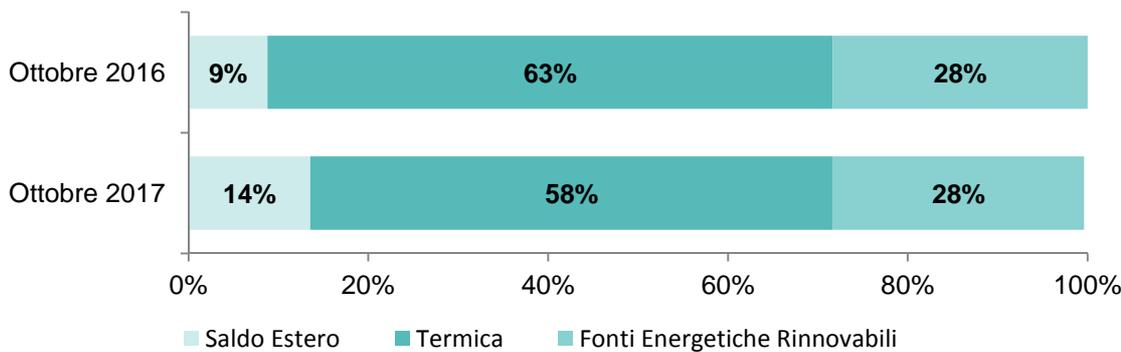


Fonte: Terna

Sintesi mensile

Nel mese di ottobre 2017, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.396GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,2%). In particolare si registra un aumento del saldo estero (+56%) e una flessione della produzione termoelettrica (-5,4%) e della produzione idroelettrica (-18,4%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di ottobre l'energia richiesta sulla rete è in aumento +1,2% rispetto allo stesso mese del 2016.

Fonte: Terna

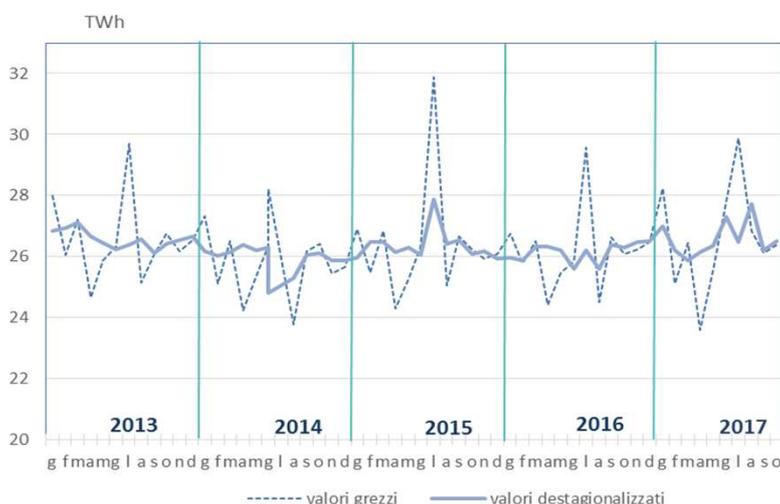
Analisi congiunturale

Nel mese di ottobre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,4 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento dell'1,2% rispetto ai volumi di ottobre dell'anno scorso, complici il giorno lavorativo in più di ottobre di quest'anno. Nei primi dieci mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,7 % rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +1,9%.

A livello territoriale, la variazione tendenziale di ottobre 2017 è risultata positiva al Nord e al Centro (rispettivamente +1,9% e +1,2%), e leggermente negativa al Sud (-0,3%). Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a ottobre 2017 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +1,1% rispetto a settembre. Il profilo del trend si porta su un andamento leggermente negativo.

Nel mese di ottobre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'86,4% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-4,1% della produzione netta rispetto a ottobre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +56% rispetto a ottobre 2016).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



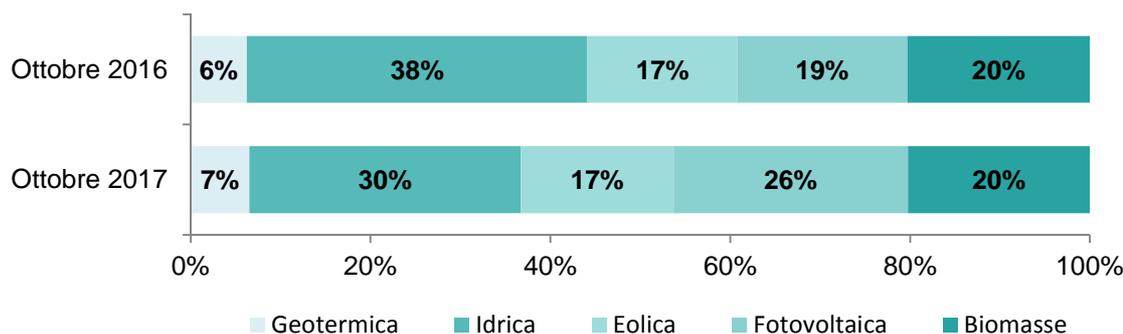
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a ottobre 2017 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +1,1 % rispetto a settembre

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+36,2%) e una flessione della produzione Idrica (-18,4%) e della produzione geotermica (-3,2%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A ottobre del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-17,7%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (265.944GWh) risulta in aumento (+1,7%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

A ottobre 2017 la produzione nazionale netta pari a 22.991GWh è composta per il 32% da fonti rinnovabili (7.369GWh) ed il restante 68% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Ottobre 2017	Ottobre 2016	%17/16	Gen-Ott 17	Gen-Ott 16	%17/16
Idrica	2.225	2.727	-18,4%	33.074	37.664	-12,2%
Termica	17.113	18.086	-5,4%	161.780	152.624	6,0%
<i>di cui Biomasse</i>	1.491	1.517	-1,7%	14.882	14.997	-0,8%
Geotermica	480	496	-3,2%	4.811	4.908	-2,0%
Eolica	1.252	1.244	0,6%	13.618	14.535	-6,3%
Fotovoltaica	1.921	1.410	36,2%	22.816	19.914	14,6%
Totale produzione netta	22.991	23.963	-4,1%	236.099	229.645	2,8%
Importazione	3.778	2.746	37,6%	36.236	38.987	-7,1%
Esportazione	201	453	-55,6%	4.513	5.159	-12,5%
Saldo estero	3.577	2.293	56,0%	31.723	33.828	-6,2%
Pompaggi	172	172	0,0%	1.878	1.931	-2,7%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.396	26.084	1,2%	265.944	261.542	1,7%

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-12,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A ottobre 2017 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-5%) e della produzione geotermica (-3%) e della produzione idrica (-18%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+36%) rispetto all'anno precedente.

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

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (236.099GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (265.944GWh).

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	3.859	3.482	2.225			33.074
Termica	21.056	16.717	14.499	13.665	14.106	16.222	17.155	16.020	15.227	17.113			161.780
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480			4.811
Eolica	1.779	1.523	1.918	1.356	1.242	906	1.237	1.067	1.338	1.252			13.618
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.203	1.921			22.816
Produzione Totale Netta	27.224	22.136	21.888	20.751	22.548	25.164	26.341	24.344	22.712	22.991			236.099
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.700	3.290	4.161	3.012	3.886	3.778			36.236
Export	803	383	404	537	497	461	508	373	346	201			4.513
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.639	3.540	3.577			31.723
Pompaggi	265	211	190	248	204	172	132	144	140	172			1.878
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.229	25.110	26.449	23.579	25.547	27.821	29.862	26.839	26.112	26.396			265.944

A ottobre la produzione totale netta risulta in riduzione (-4,1%) rispetto al 2016.

Nel 2017 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Luglio con 29.862GWh.

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

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2016.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2016

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.217	2.557	3.218	4.041	4.573	5.904	5.135	4.142	3.150	2.727	3.338	2.783	43.785
Termica	17.396	15.067	15.185	12.882	13.312	12.900	16.426	13.963	17.407	18.086	18.379	19.768	190.771
Geotermica	509	474	506	486	498	481	488	495	475	496	462	497	5.867
Eolica	1.945	2.191	1.701	1.575	1.689	1.143	930	1.246	871	1.244	1.507	1.481	17.523
Fotovoltaica	924	1.080	1.737	2.209	2.486	2.570	2.808	2.682	2.008	1.410	920	923	21.757
Produzione Totale Netta	22.991	21.369	22.347	21.193	22.558	22.998	25.787	22.528	23.911	23.963	24.606	25.452	279.703
Import	4.474	5.078	4.912	4.106	3.662	3.473	4.413	2.818	3.305	2.746	2.322	1.872	43.181
Export	515	464	555	619	535	461	497	656	404	453	442	554	6.155
Saldo Estero	3.959	4.614	4.357	3.487	3.127	3.012	3.916	2.162	2.901	2.293	1.880	1.318	37.026
Pompaggi	209	206	198	259	228	166	137	182	174	172	255	282	2.468
Richiesta di Energia elettrica (1)	26.741	25.777	26.506	24.421	25.457	25.844	29.566	24.508	26.638	26.084	26.231	26.488	314.261

Nel 2016, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 29.566GWh.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di ottobre 2017 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve) e al Centro (Rm-Fi) e in riduzione 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
Ottobre 2017	2.768	5.833	4.081	4.166	3.645	3.708	1.497	698
Ottobre 2016	2.740	5.739	4.039	4.021	3.570	3.725	1.537	713
% Ottobre 17/16	1,0%	1,6%	1,0%	3,6%	2,1%	-0,5%	-2,6%	-2,1%
Progressivo 2017	27.131	57.002	40.129	41.540	37.370	39.216	16.031	7.525
Progressivo 2016	27.389	56.014	40.034	39.939	36.422	38.484	15.781	7.479
% Progressivo 17/16	-0,9%	1,8%	0,2%	4,0%	2,6%	1,9%	1,6%	0,6%

Nel 2017 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +0,7% in zona Nord, al +3,4% al Centro, +1,9% al Sud e +1,3% nelle Isole.

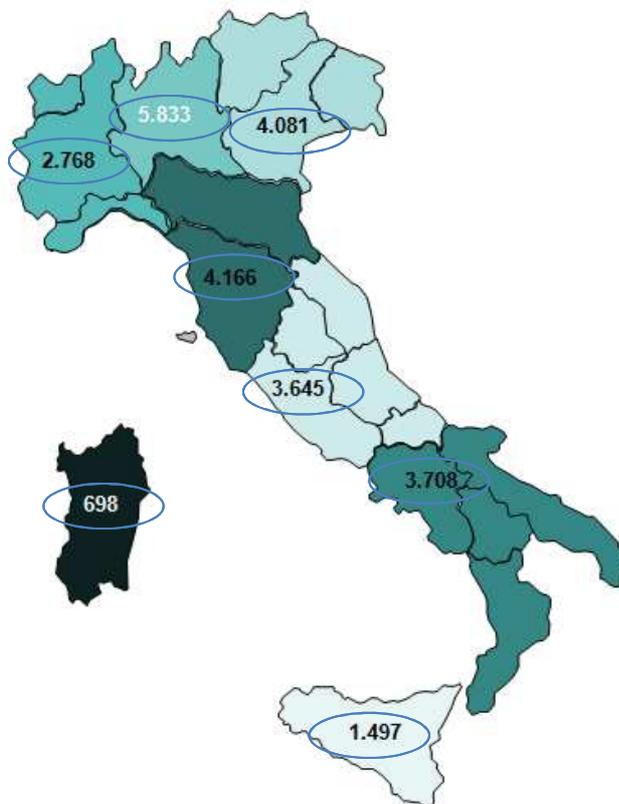
Fonte: Terna

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



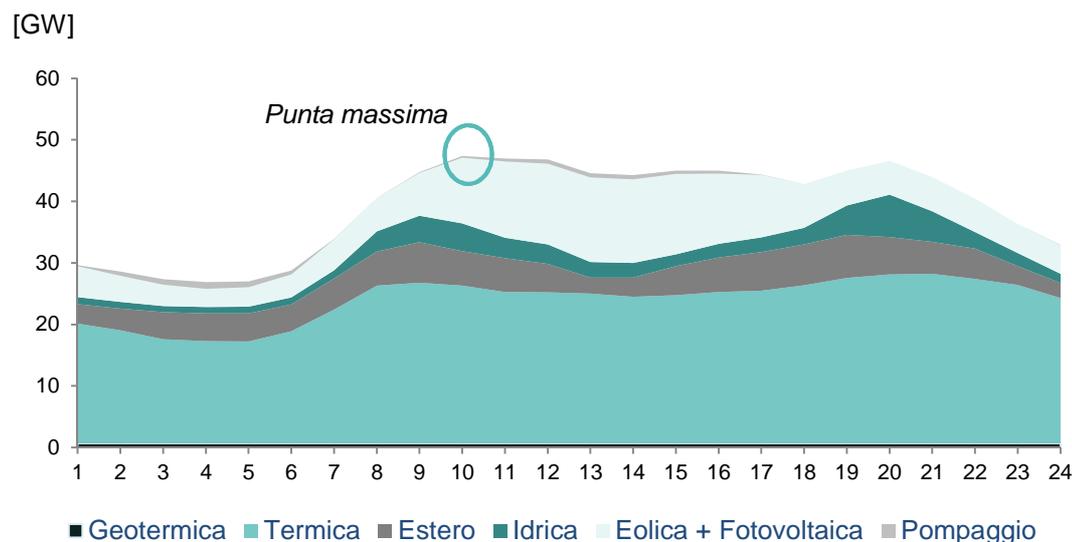
Fonte: Terna

(*) 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 ottobre 2017 la punta in potenza è stata registrata il giorno **martedì 24 ottobre alle ore 10** ed è risultato pari a 47.101 MW (-3,3% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

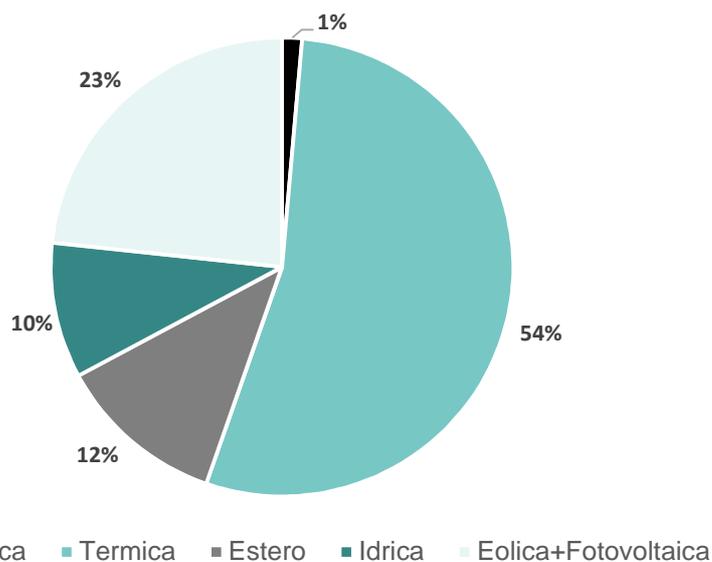
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 25.672MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 24 ottobre 2017 ore 10



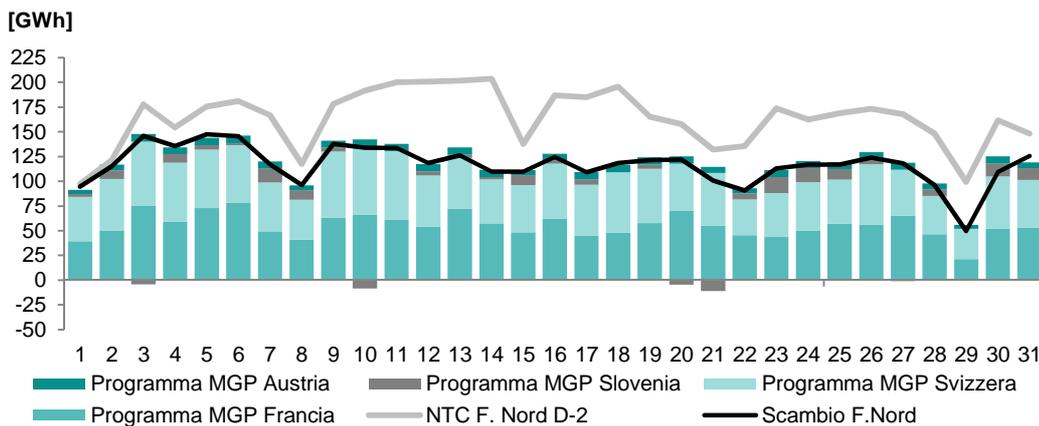
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 34%, la produzione termica per il 54% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Ottobre 2017

Nel mese di ottobre 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 ottobre 2017 si registra un Import pari a 3.778 GWh e un Export pari a 201GWh.

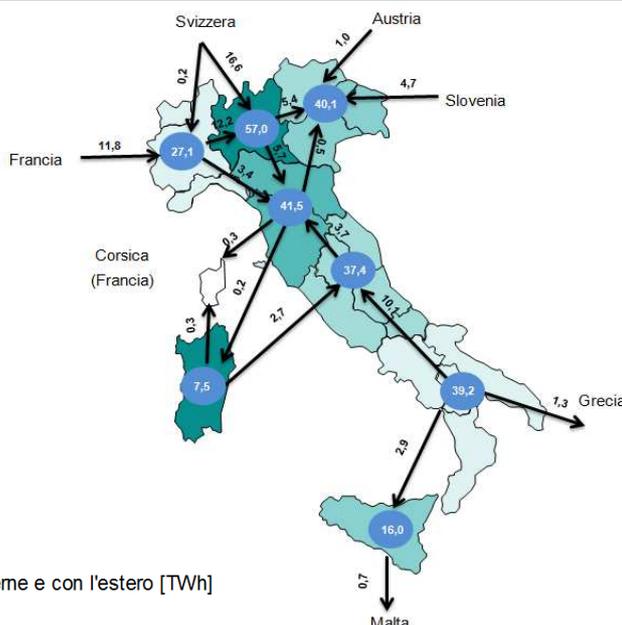
Fonte: Terna

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



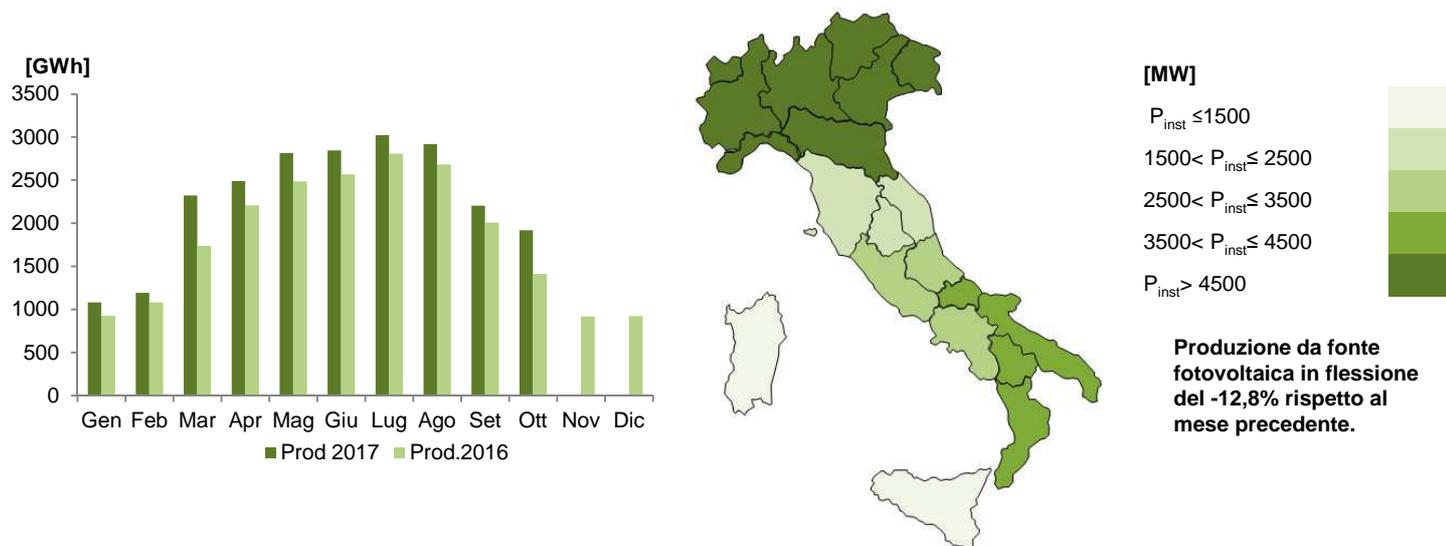
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 8,6TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 2,9TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di ottobre 2017 si attesta a 1.921GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 282GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+14,6%).

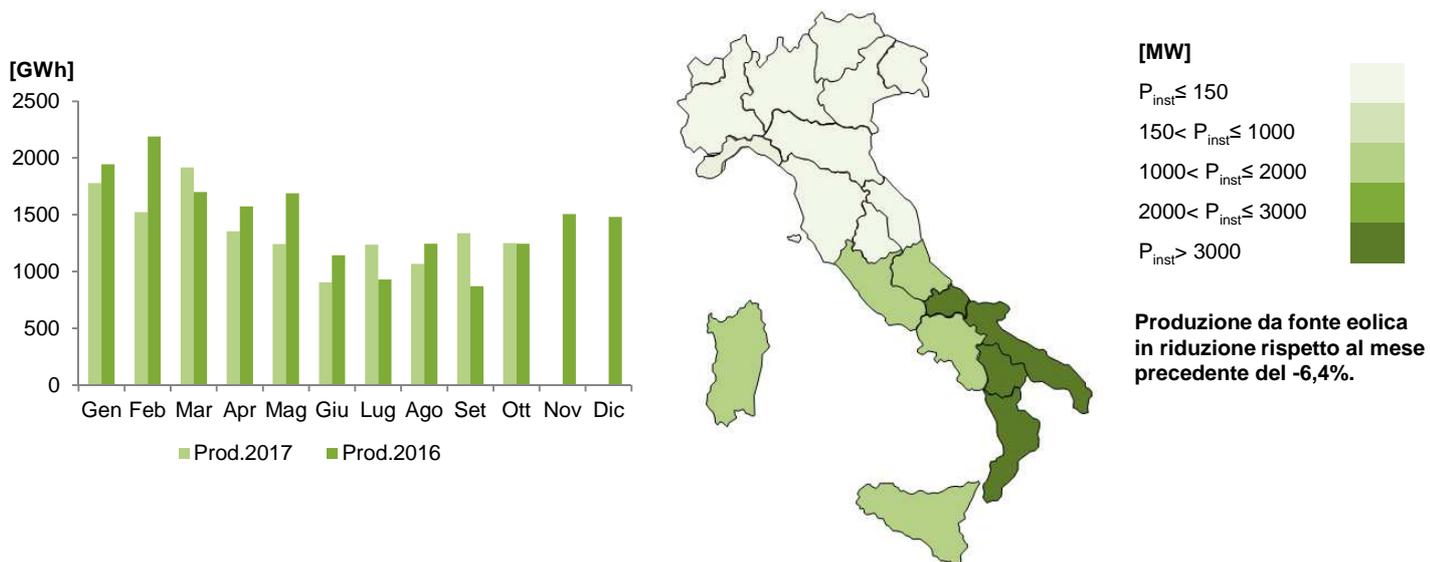
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di ottobre 2017 si attesta a 1.252GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 86GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-6,3%).

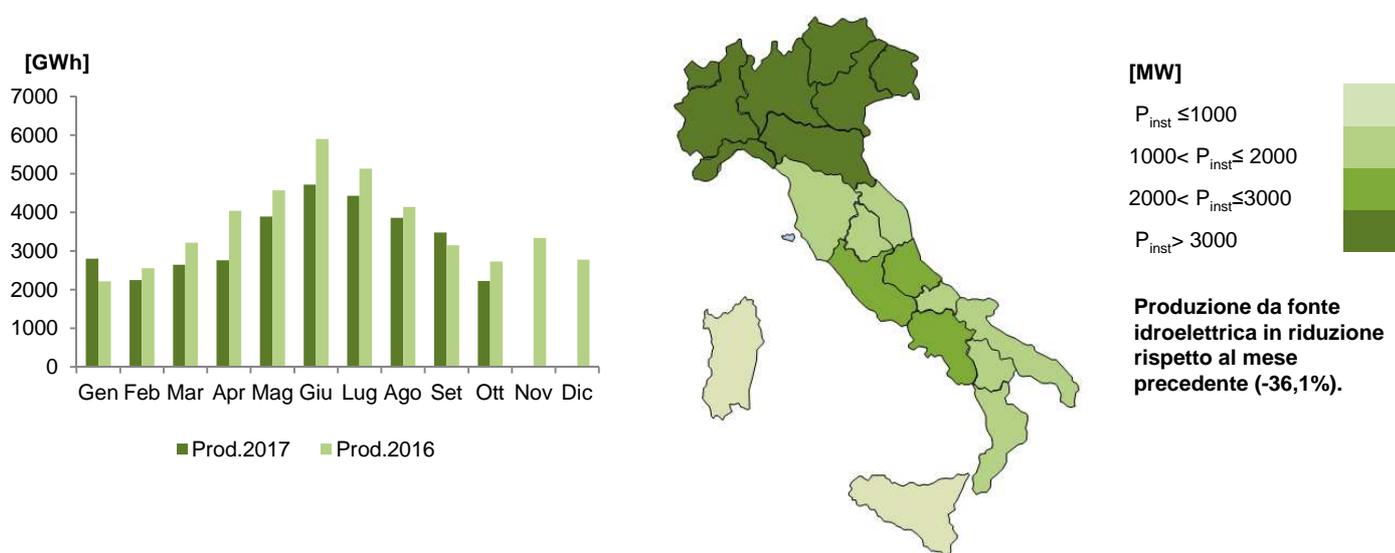
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di ottobre 2017 si attesta a 2.225GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 1.257GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-12,2%) rispetto all'anno precedente.

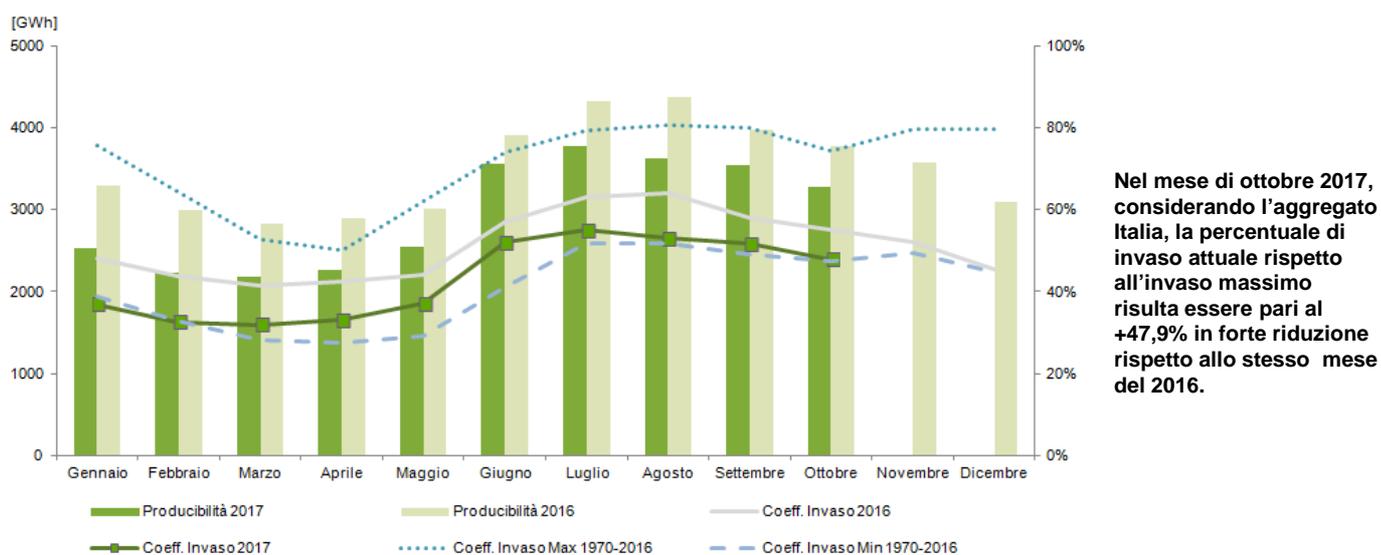
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



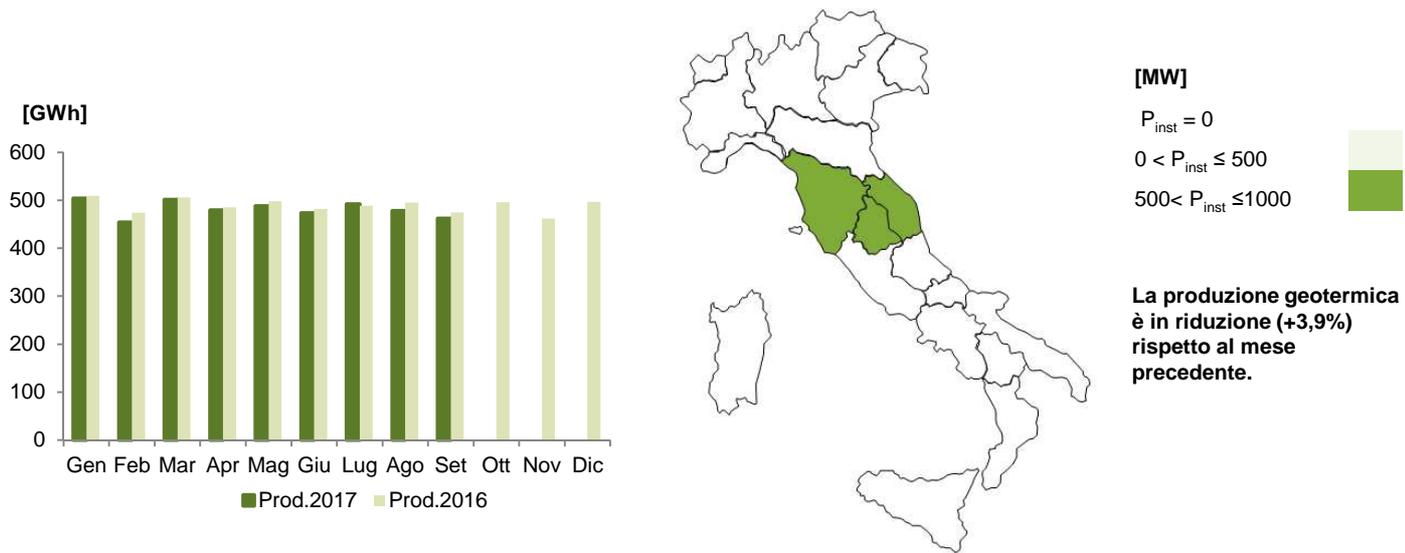
Nel mese di ottobre 2017, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +47,9% in forte riduzione rispetto allo stesso mese del 2016.

		NORD	CENTRO	SUD	ISOLE	TOTALE
2017	Invasi dei serbatoi					
	[GWh]	2.557	571	145		3.273
	% (Invaso / Invaso Massimo)	55,1%	31,5%	38,1%		47,9%
	[GWh]	2.750	870	154		3.774
2016	% (Invaso / Invaso Massimo)	59,2%	48,0%	40,5%		55,2%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di ottobre 2017 si attesta a 480GWh in aumento rispetto al mese precedente di 18Wh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-2%) rispetto all'anno precedente.

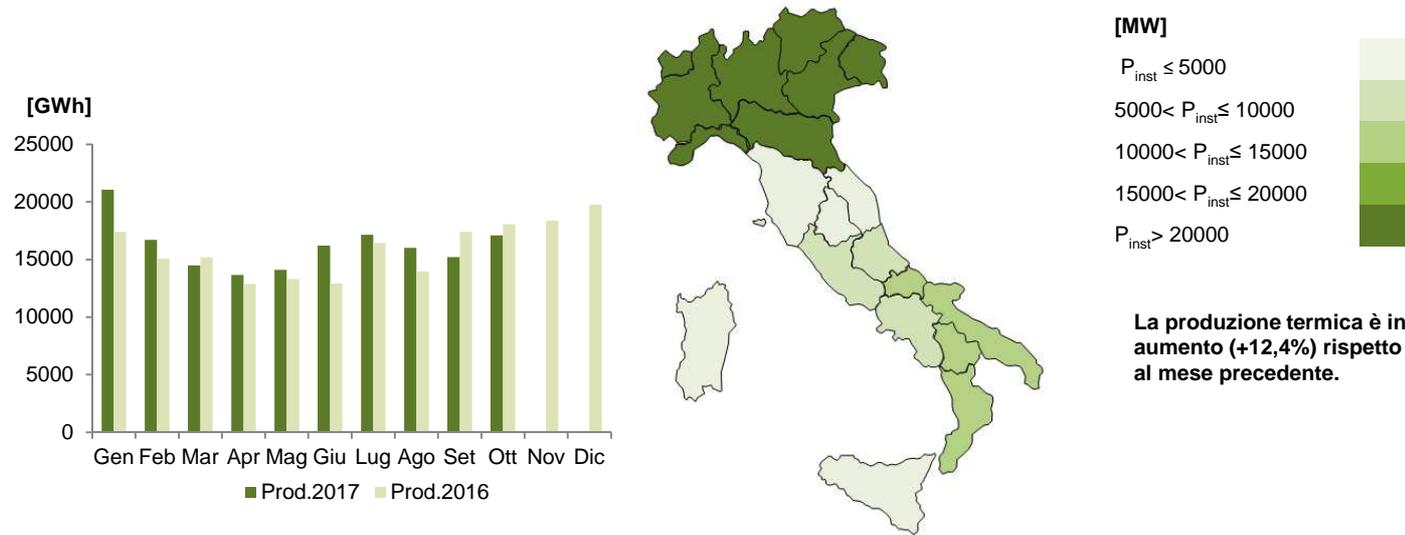
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di ottobre 2017 si attesta a 17.113 GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.886GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+6,0%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza

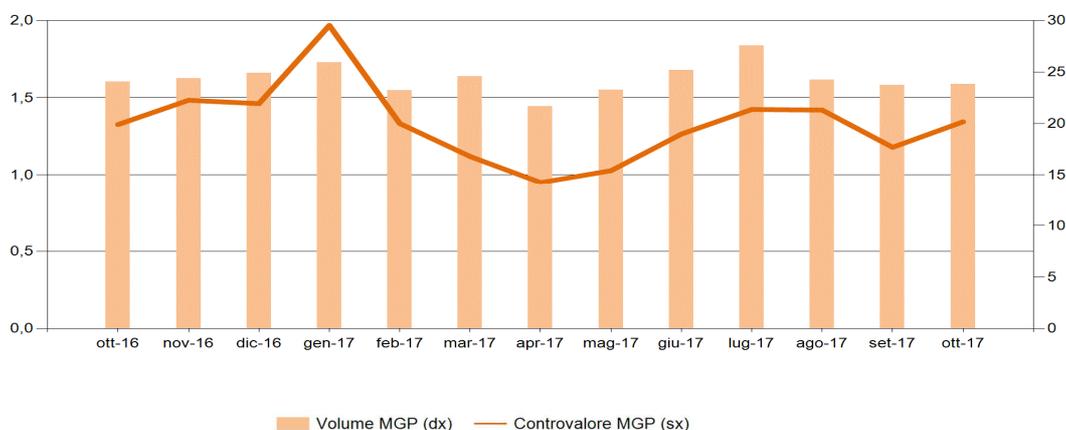


Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a ottobre è pari a circa €1,3Mld, in crescita del 14% rispetto al mese precedente e dell'1% rispetto a ottobre 2016. L'aumento rispetto a settembre è dovuto principalmente ad una crescita del PUN medio. Analogamente, l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €53,1/MWh (ottobre 2016) a €54,7/MWh (ottobre 2017).

Controvalore e volumi MGP

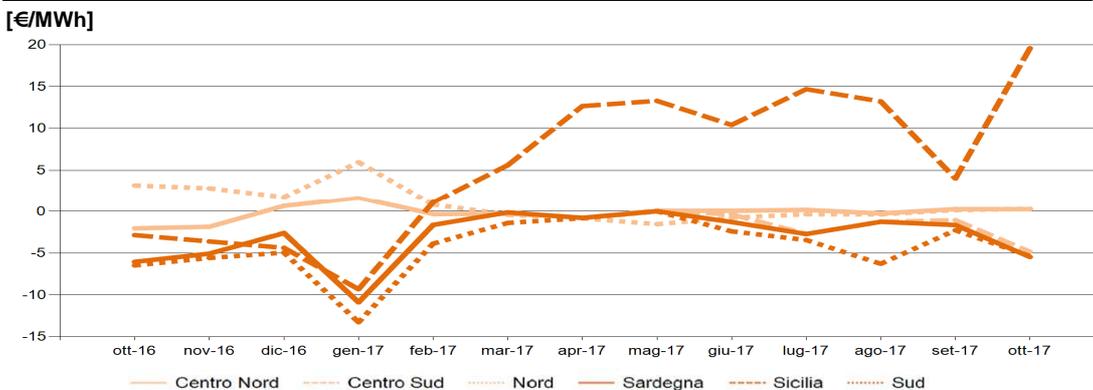


Controvalore ottobre 2017 in crescita del 1% rispetto a ottobre 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di ottobre i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€19,6/MWh. Rispetto a ottobre 2016 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €24/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €2/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal ottobre 2017 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 ottobre è mediamente pari a €14,4/MWh per le zone Nord e Centro Nord, €7,15/MWh per le zone Centro Sud, Sud e Sardegna, €10,8/MWh per la zona Sicilia.

A settembre è stato mediamente pari a €9,8/MWh per le zone Nord e Centro Nord, €4,6/MWh per le zone Centro Sud, Sud e Sardegna, €0,7/MWh per la zona Sicilia.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	54,7	54,9	54,9	49,8	49,3	74,2	49,2
YoY	1,6	-1,3	3,9	2,8	2,7	24,0	2,2
Δ vs PUN	-	0,3	0,2	-4,9	-5,4	19,6	-5,5
Δ vs PUN 2016	-	3,2	-2,1	-6,1	-6,5	-2,9	-6,1
Picco	62,7	64,3	64,1	54,5	53,9	81,2	53,7
Fuori picco	50,3	49,8	49,8	47,2	46,8	70,4	46,7
Δ Picco vs Fuori Picco	12,4	14,5	14,3	7,3	7,1	10,8	7,0
Minimo	24,5	31,8	31,8	5,0	5,0	2,0	5,0
Massimo	105,7	106,0	106,0	106,0	106,0	100,5	106,0

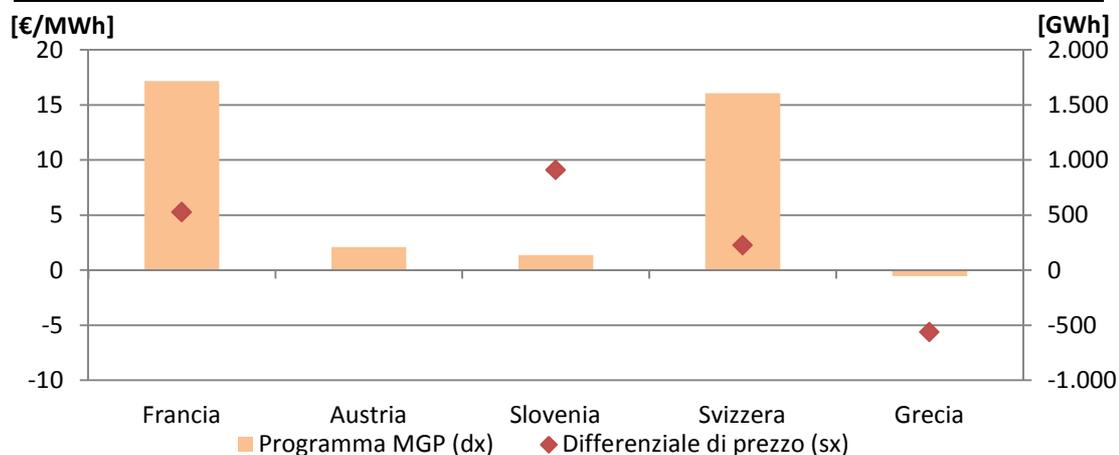
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente in tutte le zone

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di ottobre si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo sulle frontiere con Francia e Svizzera, e un aumento dei differenziali di prezzo sulle altre frontiere.

Nel mese di ottobre si è registrato un import complessivo di 3,9TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano ognuna il 44% del totale. L'export complessivo è stato di 0,3TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 44%, la Grecia il 28% e la Slovenia il 24%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 3,67 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

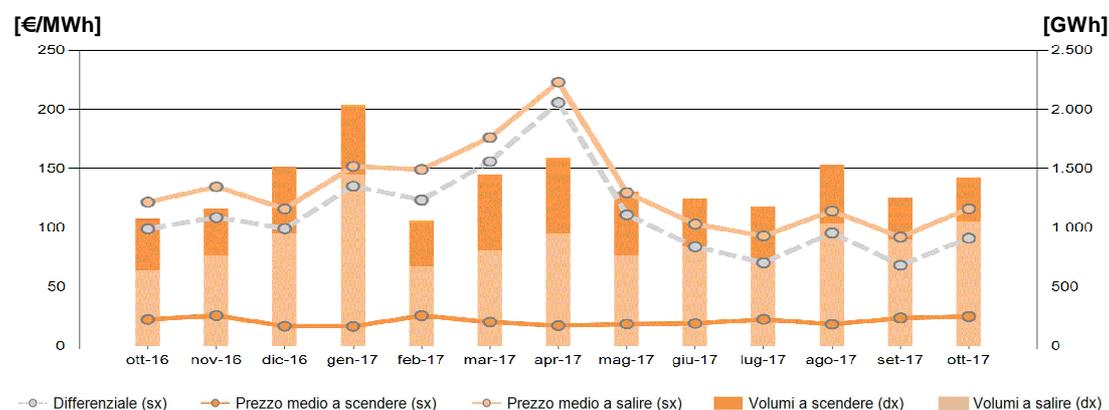
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A ottobre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €91,1/MWh in aumento rispetto al mese precedente del 33% e in riduzione rispetto a ottobre 2016 dell'8%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+13%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 17% e quelle a scendere sono aumentate del 3%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 65% e quelle a scendere risultano ridotte del 16%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



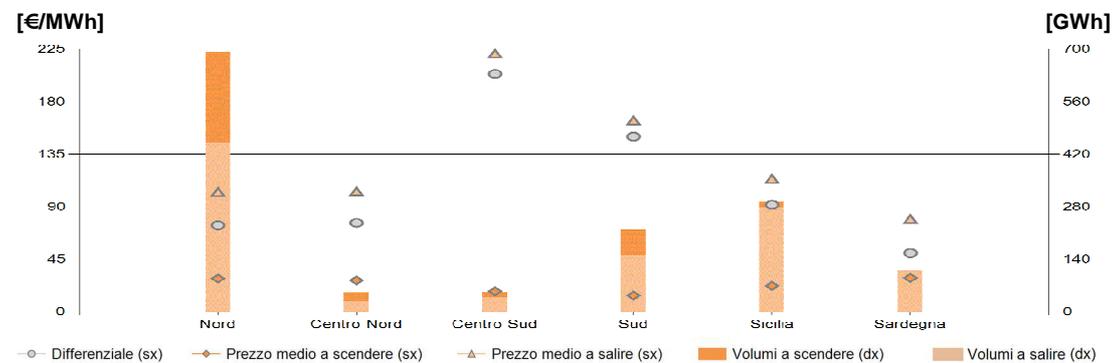
Prezzo medio a salire a ottobre 2017 pari a €116,1/MWh
 Prezzo medio a scendere a ottobre 2017 pari a €25,0/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€203,7/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 51% dovuto ad un aumento del prezzo medio a salire del 44% (da €153,9/MWh di settembre a €221,3/MWh di ottobre) e ad una riduzione del prezzo medio a scendere del 9% (da €19,4/MWh di settembre a €17,5/MWh di ottobre).

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

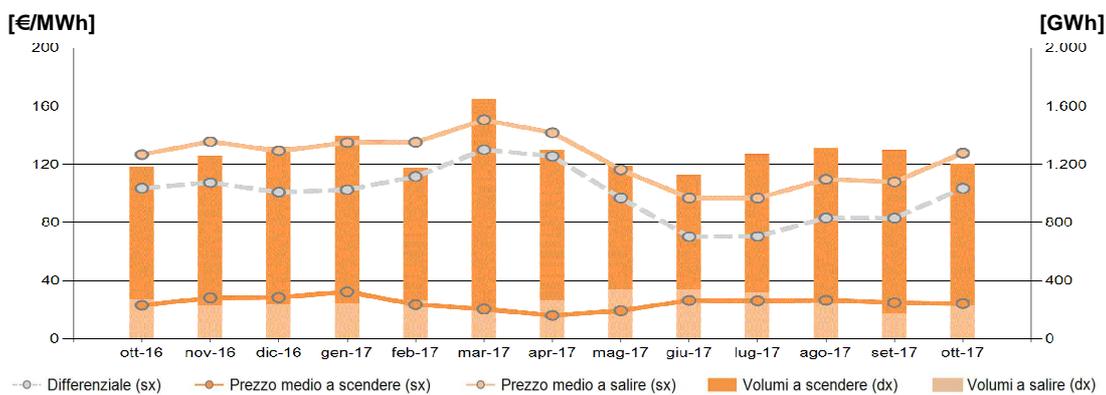
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A ottobre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €103,5/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€83,0/MWh; 25%) ma allineato rispetto a ottobre 2016 (€103,6/MWh).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-7%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 29% e quelle a scendere sono diminuite del 13%. Rispetto a ottobre 2016, le movimentazioni a salire si sono ridotte del 14% e le movimentazioni a scendere sono aumentate del 7%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a ottobre 2017 pari a €127,7/MWh
 Prezzo medio a scendere a ottobre 2017 pari a €24,2/MWh

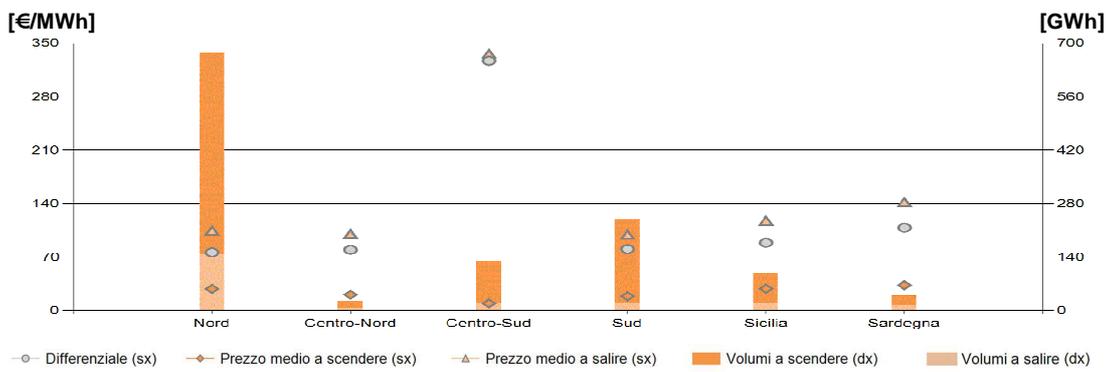
Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€326,9/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 160,9 €/MWh).

A ottobre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (527GWh), seguita dalla zona Sud (220GWh).

Il differenziale di prezzo è aumentato rispetto al mese precedente in tutte le zone, ad eccezione della Sicilia (-4%) e del Centro-Nord (-1%). La zona che registra il maggior aumento rispetto al mese precedente è il Centro-Sud (+103%).

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

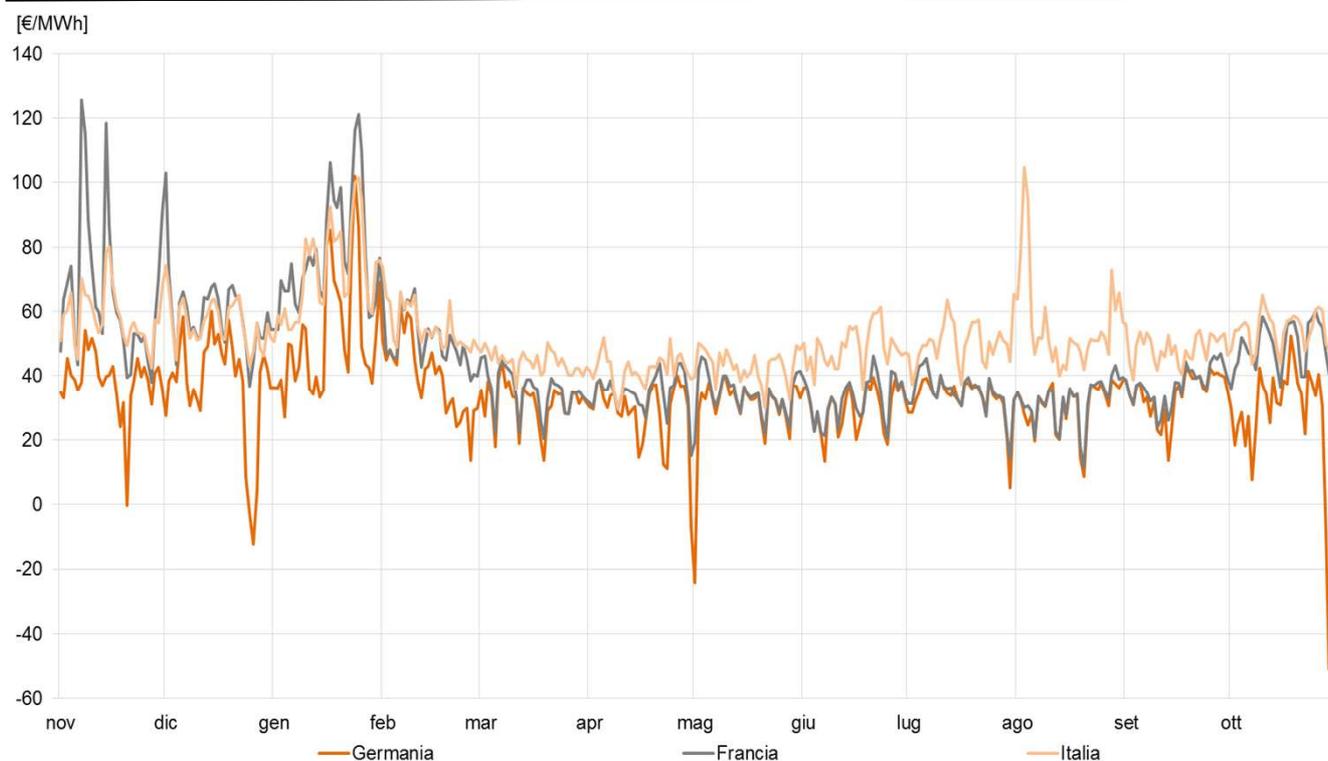
Nel mese di ottobre i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$58/bbl, in aumento rispetto ai \$55/bbl di settembre (+4%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$92/t con un aumento rispetto a quelli di settembre che si erano stabilizzati intorno ai \$91/t (+1%).

I prezzi del gas in Europa sono rimasti invariati a settembre €17/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €19/MWh in linea rispetto ai €19/MWh di settembre.

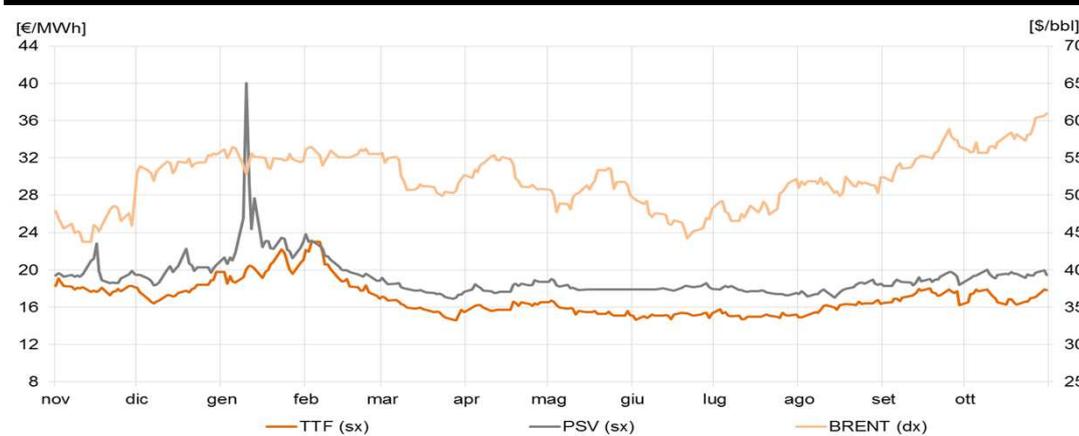
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di ottobre sono aumentati rispetto al mese di settembre con una media mensile di €57/MWh (+13%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

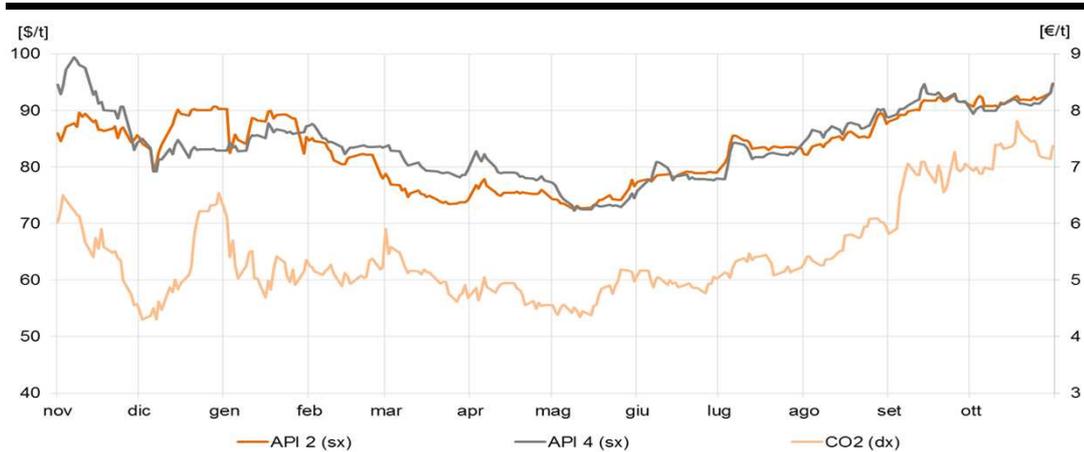
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€2,4/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

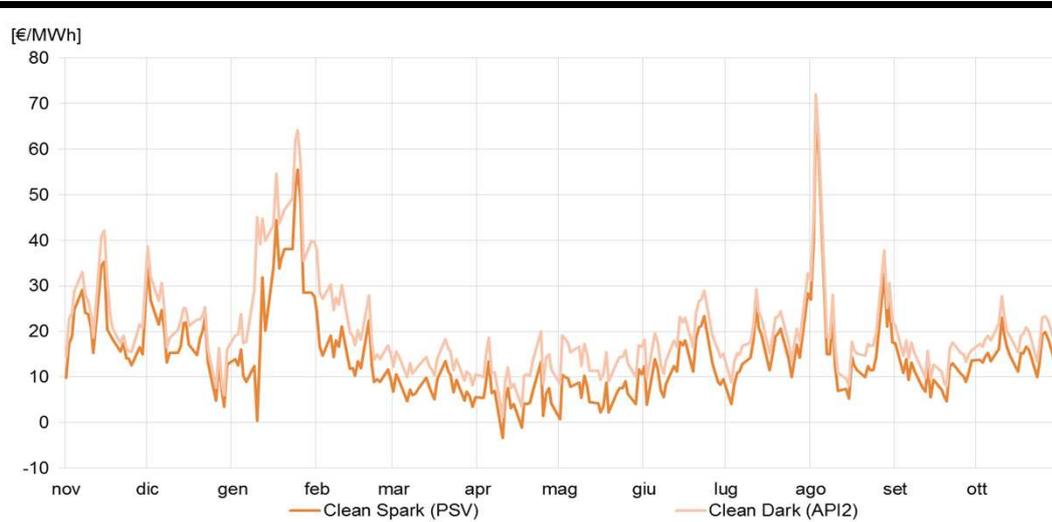
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = \$0,8/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €15,6/MWh (+52% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €19,6/MWh (+39% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

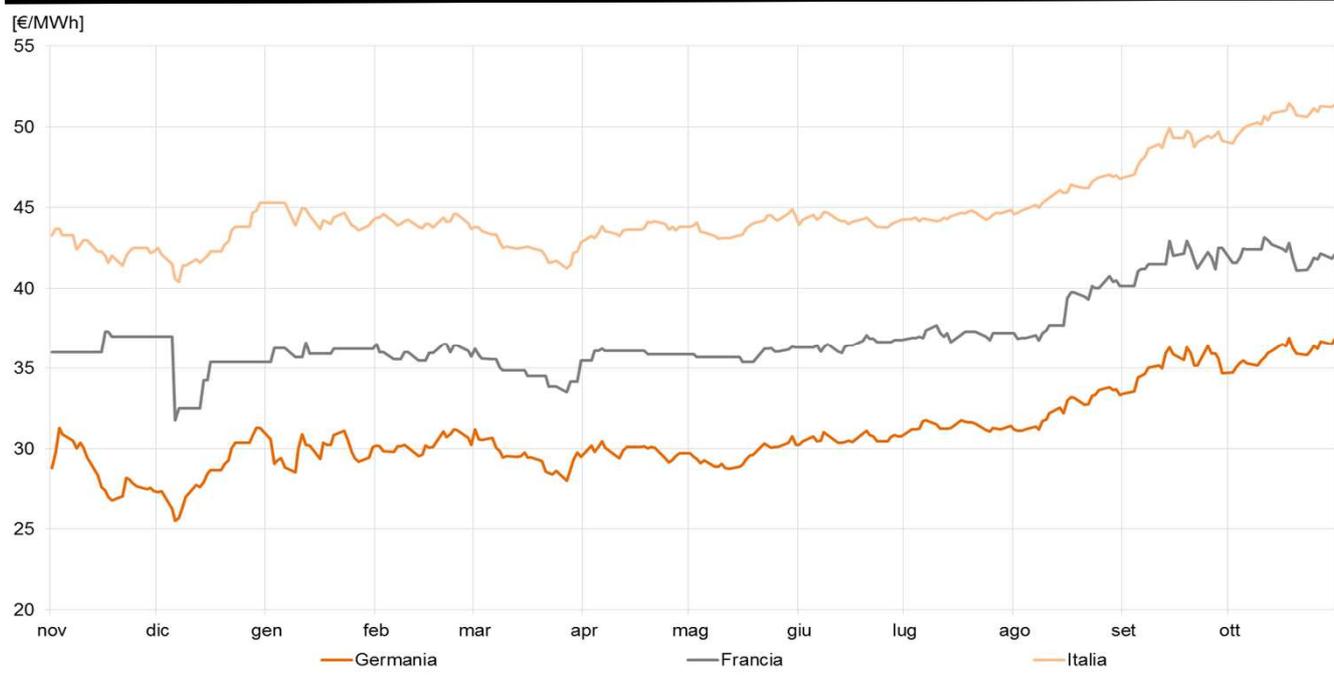
Nel mese di ottobre i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$54/bbl, rispetto ai \$52/bbl di settembre con un aumento del 2%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$83/t (+2%) rispetto al valore di settembre che si era attestato a \$81/t.

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in linea tra ottobre e il mese precedente attestandosi intorno ai €19/MWh.

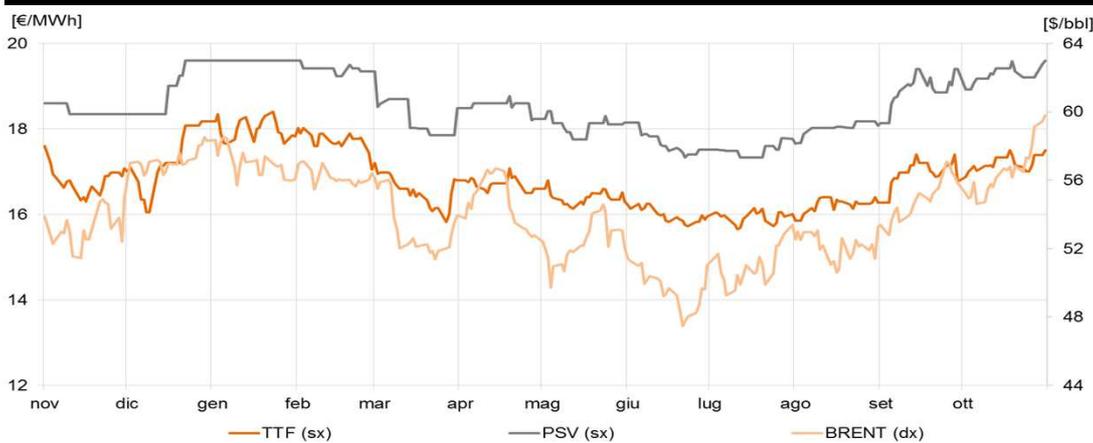
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €51/MWh in aumento rispetto al mese precedente (+4%). Trend in linea si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €42/MWh mentre in Germania c'è un leggero aumento attestandosi a circa €36/MWh (+2%).

Prezzi elettricità Forward 2018



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

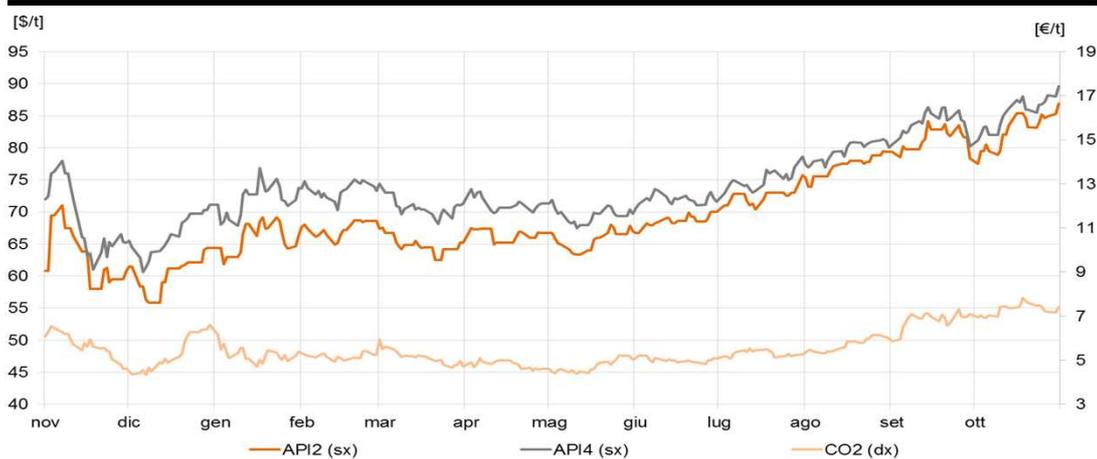
Prezzi Forward 2018 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

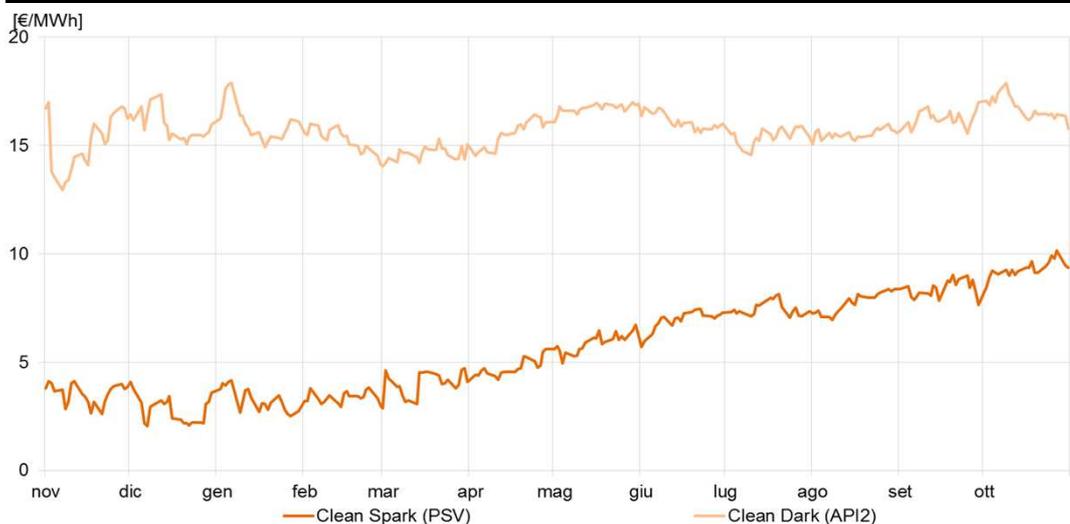
Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,6/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€9,3/MWh (+11% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€16,6/MWh (+2% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti dell'AEEGSI di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Ottobre 2017. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Determinazioni urgenti dell'Autorità in merito a criticità nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica derivanti dal sequestro preventivo della Centrale di Brindisi Cerano. Intimazione nei confronti di un operatore di mercato e avvio di una indagine conoscitiva

[Delibera 674/2017/E/eel](#)

A seguito del sequestro preventivo della centrale di Brindisi Cerano di Enel Produzione S.p.a. inclusa tra gli impianti essenziali, l'Autorità ha:

- avviato una indagine conoscitiva, da concludersi entro il 31 gennaio 2018, volta a:
 - ✓ verificare e approfondire le criticità nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica derivanti dal sequestro preventivo della centrale di Brindisi Cerano;
 - ✓ valutare l'eventuale adozione di misure a tutela della sicurezza del sistema, nonché finalizzate a garantire la concorrenza effettiva e il buon funzionamento del mercato;
- intimato a un operatore di mercato la immediata cessazione di comportamenti lesivi della concorrenza e dei diritti dell'utenza in relazione alle strategie di offerta messe in atto a seguito del sequestro preventivo della centrale di Brindisi Cerano.

Approvazione della proposta comune relativa ai requisiti funzionali per l'istituzione della piattaforma unica di allocazione e per la ripartizione dei relativi costi di sviluppo e gestione, ai sensi degli articoli 49 e 59 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità Europee di Regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum

[Delibera 685/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee, la proposta comune di piattaforma unica per l'allocazione (SAP) dei diritti di trasmissione di lungo termine tra le zone di offerta, predisposta da tutti i TSO ai sensi del Regolamento UE 2016/1719 (FCA).

In particolare, la Proposta di SAP approvata dall'Autorità:

- contiene i requisiti funzionali per la partecipazione alla piattaforma da parte degli operatori e le procedure operative per il funzionamento della piattaforma medesima;
- definisce i criteri per l'equa condivisione dei costi della SAP da parte dei rilevanti TSO;
- identifica la società Joint Allocation Platform (JAO), posseduta e gestita dai TSO, quale operatore della SAP e le relative regole di governance;
- stabilisce che l'entrata in operatività della piattaforma avverrà al più tardi entro dodici mesi dall'approvazione della Proposta di SAP da parte delle Autorità di regolazione, con una proroga di dodici mesi per le interconnessioni in corrente continua

Approvazione della proposta comune di modifica alla determinazione delle regioni di calcolo della capacità, ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità Europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum

[Delibera 686/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee, la «Proposta di modifica alla determinazione delle regioni di calcolo della capacità (capacity calculation regions, CCR)» conformemente al risultato della votazione espressa in sede di Energy Regulators' Forum (ERF). Tale proposta prevede l'inclusione dell'interconnessione tra Belgio e Gran Bretagna (denominata NEMO Link), all'interno della CCR Channel, successivamente al rilascio della certificazione di TSO a Nemo Link Limited dalle competenti istituzioni.

Disposizioni urgenti in merito al costo variabile riconosciuto dell'impianto essenziale Brindisi sud di Enel Produzione S.p.a.

[Delibera 688/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha accolto l'istanza avanzata da Enel Produzione S.p.a., in qualità di utente del dispacciamento dell'impianto essenziale di Brindisi Sud, motivata dall'esigenza di adattare i propri processi operativi a quanto prescritto dall'Autorità giudiziaria con riferimento al predetto impianto. Con la delibera l'Autorità ha modificato uno dei parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto (valori standard) delle unità di produzione dell'impianto di Brindisi Sud. L'Autorità ha inoltre previsto che Enel Produzione S.p.a. aggiorni tempestivamente l'Autorità e Terna nel caso in cui vengano meno o si modifichino le condizioni che hanno giustificato la variazione dei valori standard nei termini rappresentati nell'istanza di Enel Produzione S.p.a.

Determinazioni in materia di impianti essenziali. Modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento

[Delibera 696/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato, per l'anno solare 2018, i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti, ai fini dell'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici e aggiornato i criteri di calcolo dei corrispettivi per il medesimo anno nell'ambito dei regimi tipici.

Determinazioni in merito all'impianto di produzione Trapani Turbogas, essenziale per l'anno 2014

[Delibera 697/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha stabilito che Terna riconosca a Uniper Global Commodities SE (Uniper GC) il saldo del corrispettivo, relativo all'anno 2014, a reintegrazione dei costi per l'impianto di Trapani Turbogas.

Approvazione dell'Allegato regionale alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 52 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione della Regione Italy North all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum

[Delibera 699/2017/R/eel](#)
[Delibera 702/2017/R/eel](#)

Approvazione dell'Allegato regionale alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Greece Italy, ai sensi dell'articolo 52 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità di regolazione della regione Greece Italy all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum

L'Autorità, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione della regione, rispettivamente, Italy North e Greece Italy, ha approvato gli Allegati regionali alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (Harmonised Auction Rules - HAR) per le regioni per il calcolo della capacità (CCR).

In particolare:

- la delibera 699/2017/R/eel conferma, per la regione Italy North, l'applicazione di un tetto annuale al rimborso al *market spread* riconosciuto ai titolari dei diritti di trasmissione di lungo termine;
- la delibera 702/2017/R/eel conferma, per la regione Greece Italy, il regime vigente di compensazione dei diritti di trasmissione di lungo termine oggetto di riduzione per esigenze di sicurezza operativa al prezzo iniziale dell'asta in cui sono stati acquisiti.

Disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi smart metering 2G[Delibera 700/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha definito le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai sensi del Testo Integrato Settlement (TIS) per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi di smart metering 2G. In particolare, l'Autorità ha:

- previsto l'applicazione del trattamento orario per tutti i punti di prelievo (inclusi quelli afferenti a impianti di illuminazione pubblica) e immissione in bassa tensione, dotati di sistema smart metering 2G;
- dato mandato al Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII) di predisporre le specifiche tecniche funzionali all'implementazione del flusso ad hoc per la messa a disposizione dei dati di misura provenienti da sistemi di misura 2G;
- rinviato a successivo provvedimento la definizione delle disposizioni inerenti alla configurazione dei misuratori e dei sistemi di smart metering 2G.

Approvazione della proposta di definizione dei diritti di trasmissione di lungo termine (LTTR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 31 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione della regione Italy North all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum[Delibera 701/2017/R/eel](#)
[Delibera 703/2017/R/eel](#)**Approvazione della proposta di definizione dei diritti di trasmissione di lungo termine (LTTR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Greece - Italy, ai sensi dell'articolo 31 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità di regolazione della regione Greece - Italy all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum**

Con tali delibere, l'Autorità ha approvato, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione della regione, rispettivamente, Italy North e Greece Italy, le proposte dei TSO in materia di diritti di trasmissione di lungo termine per le regioni per il calcolo della capacità (CCR). In particolare, l'Autorità ha confermato l'allocatione di diritti fisici di lungo termine sottoposti alla regola *Use It Or Sell It*, allocati su base annuale o mensile.

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 2016 sono definitivi.
2. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2017 sono provvisori.
3. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2017 – 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.