

**STATO DI UTILIZZO E DI
INTEGRAZIONE DELLE FONTI
RINNOVABILI E DELLA
GENERAZIONE DISTRIBUITA NEL
SISTEMA ELETTRICO.
RELAZIONE 291/2019/I/EFR**

Milano, 23 settembre 2019



Agenda

1. Introduzione: aspetti essenziali in merito all'evoluzione del sistema elettrico
2. Sintesi delle azioni regolatorie effettuate per incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico
3. Focus in merito ai progetti pilota per l'apertura di MSD alle fonti rinnovabili, alla generazione distribuita e alla domanda: descrizione e primi risultati



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Agenda

- 1. Introduzione: aspetti essenziali in merito all'evoluzione del sistema elettrico**
2. Sintesi delle azioni regolatorie effettuate per incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico
3. Focus in merito ai progetti pilota per l'apertura di MSD alle fonti rinnovabili, alla generazione distribuita e alla domanda: descrizione e primi risultati



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Evoluzione del sistema elettrico (1/3)

Nel 2018:

- **lieve riduzione della produzione lorda di energia elettrica** (circa 290 TWh, a fronte di 296 TWh nel 2017 e in aumento rispetto ai 283 TWh nel 2015), con valori inferiori al valore massimo pari a 319 TWh raggiunto nel 2008;
- **stabilizzazione dei consumi finali di energia elettrica** (circa 303 TWh), con valori inferiori rispetto a quelli degli anni precedenti (319 TWh negli anni 2007 e 2008) a causa della riduzione dei consumi in ambito industriale;
- **stabilizzazione della potenza installata** (circa 118 GW), su valori inferiori rispetto a quelli degli anni precedenti (il valore massimo di potenza efficiente lorda è stato pari a 128,6 GW nel 2013), a causa della dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, e a una più moderata crescita di nuove installazioni di impianti prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili (riduzione, nel 2018 rispetto al 2013, di 14,5 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 4 GW da fonti rinnovabili, per lo più eolici e fotovoltaici).



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Evoluzione del sistema elettrico (2/3)

La struttura del portafoglio di generazione di energia elettrica in Italia sta subendo profondi cambiamenti in un arco temporale ristretto:

- **forte crescita delle fonti rinnovabili** che incidono nel 2018 per circa 114 TWh, pari al 39,5% del totale nazionale, a fronte del 18% circa nel 2004. In termini di potenza efficiente lorda, le fonti rinnovabili incidono nel 2018 per circa 54,3 GW, pari circa al 46,0% del totale nazionale, a fronte del 24% nel 2004;
- **rilevante incidenza delle fonti aleatorie** e in particolare del solare e dell'eolico (circa il 25,7% del totale installato nel 2018 a fronte di poco più dell'1% nel 2004; quasi il 14% del totale prodotto nel 2018 a fronte di poco meno dell'1% nel 2004);
- **forte crescita della generazione distribuita**, per lo più da fonti rinnovabili. Nel 2017 gli impianti di potenza fino a 10 MVA rappresentavano oltre il 23% della potenza installata: circa 18 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 18% del 2017.

Potenza efficiente lorda installata in Italia dal 1931 a oggi

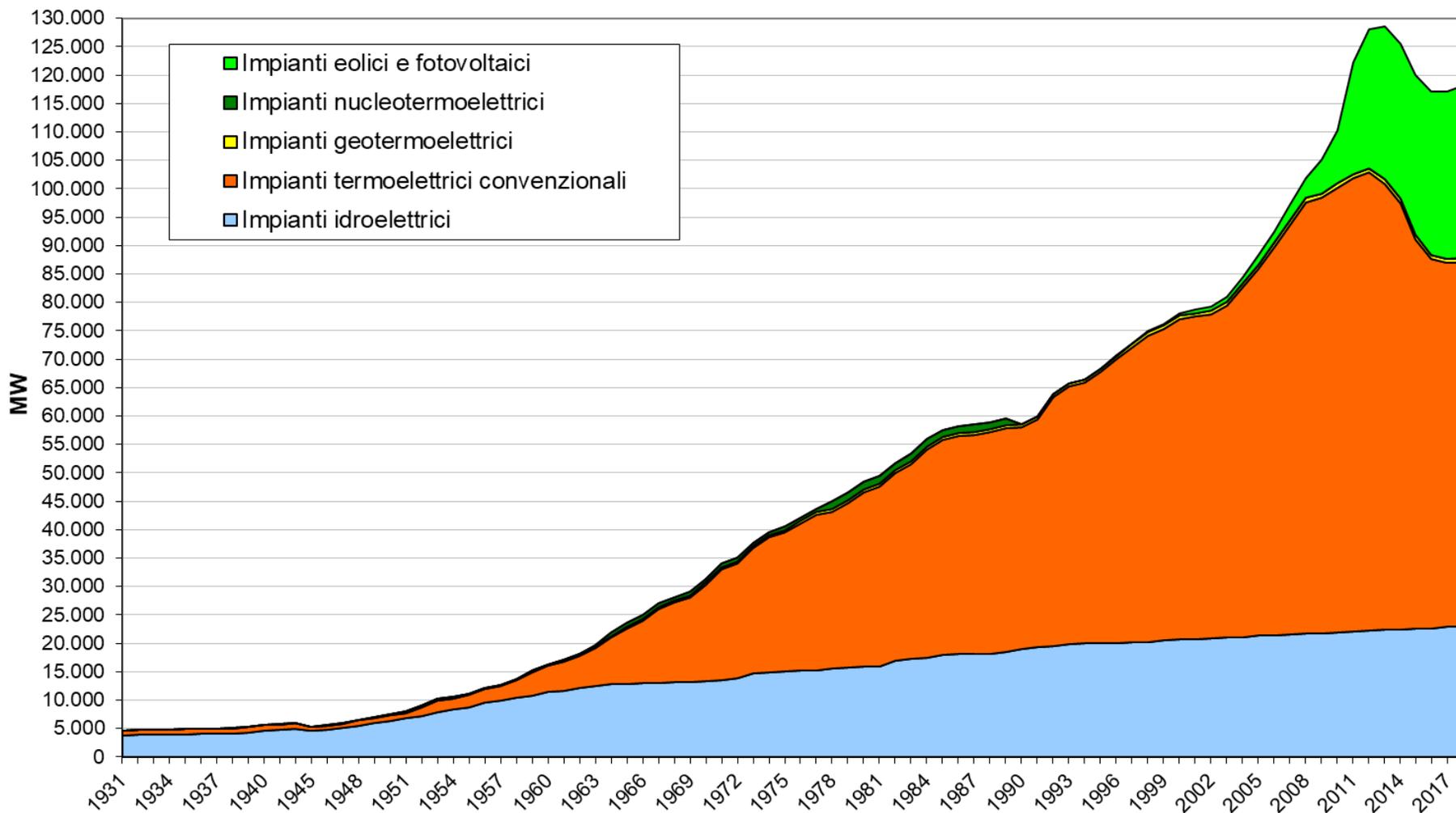


Grafico elaborato a partire da dati Terna



Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 a oggi

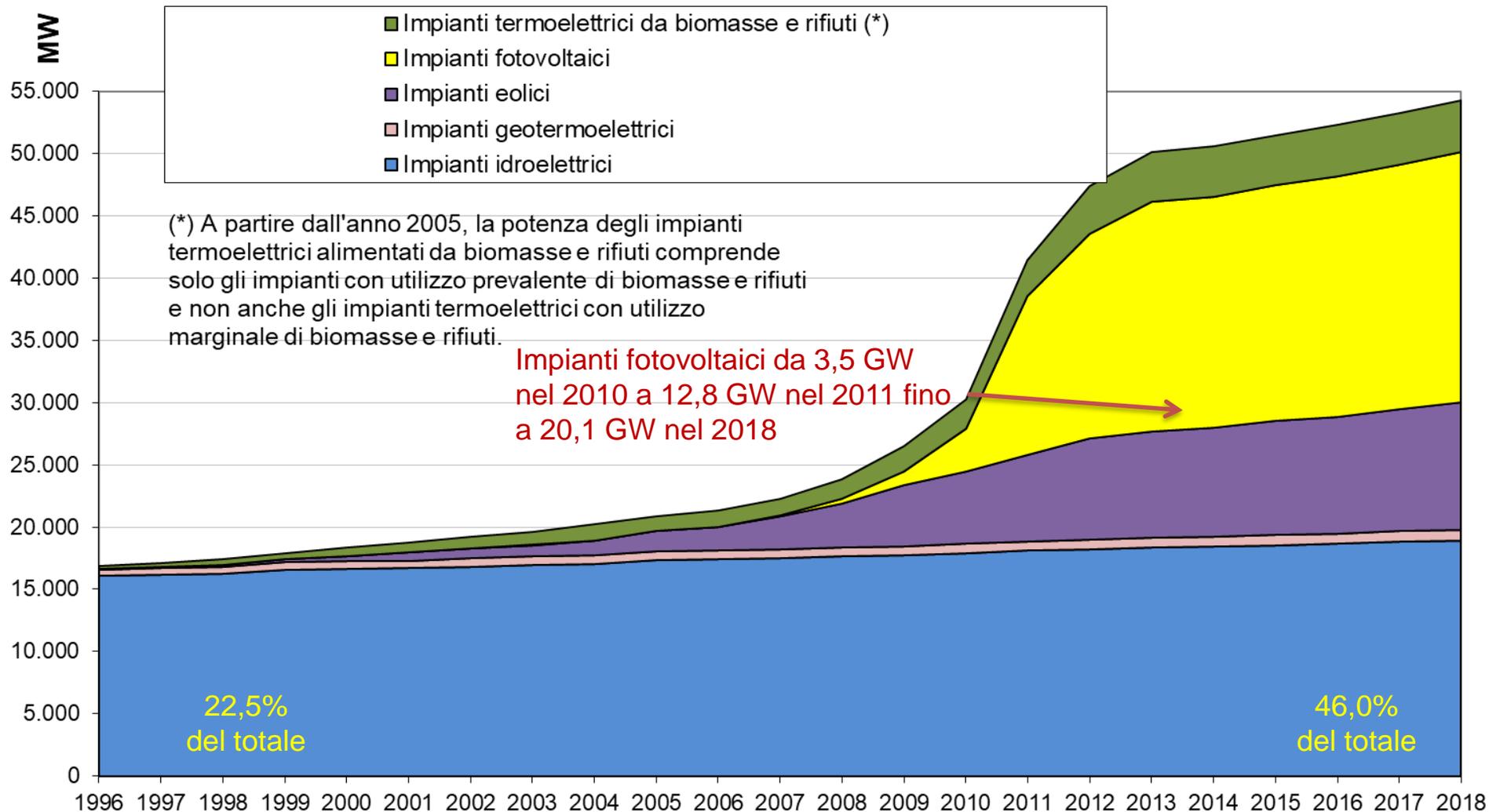


Grafico elaborato a partire da dati Terna

Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 a oggi

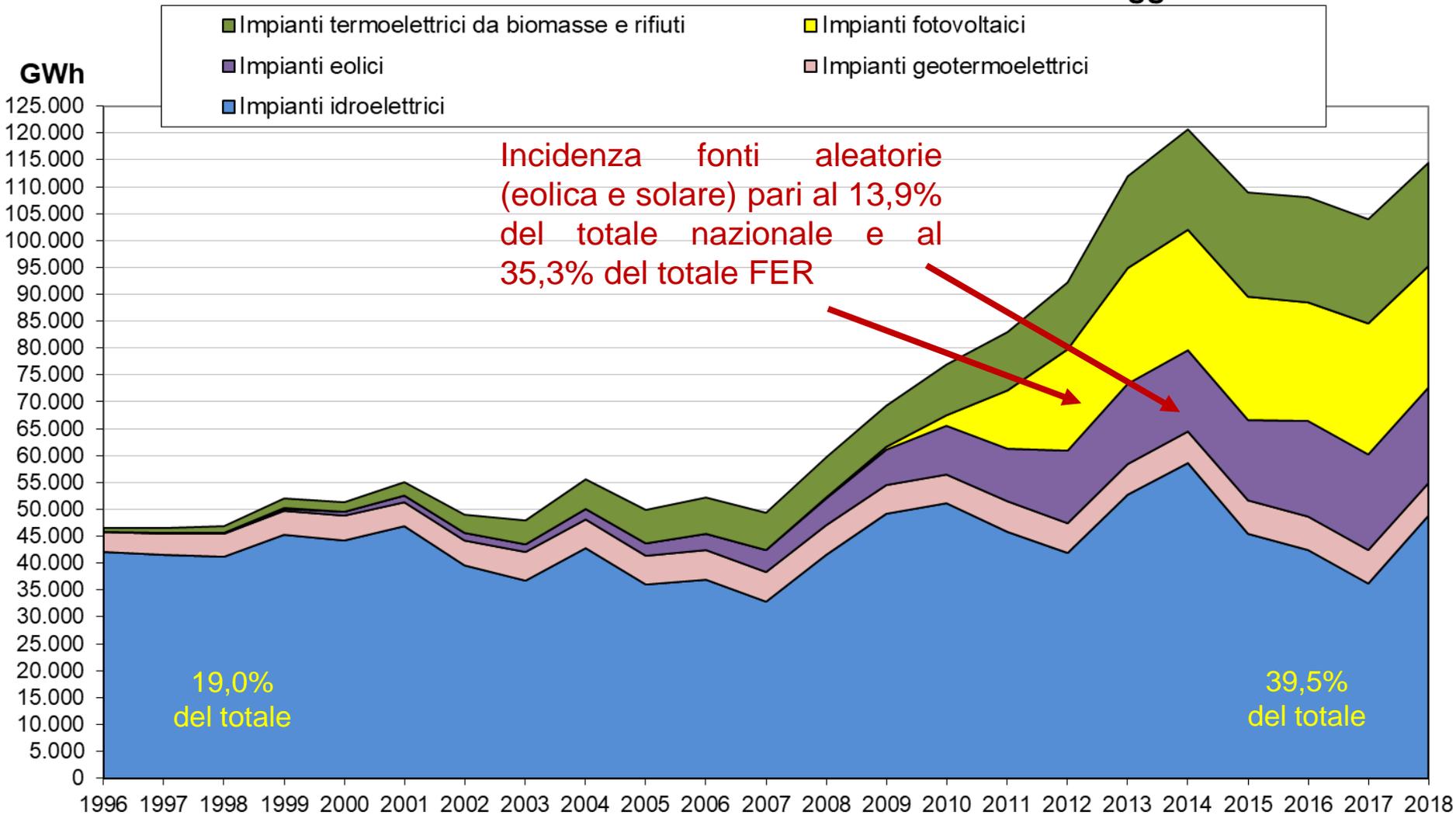


Grafico elaborato a partire da dati Terna



Evoluzione della Generazione Distribuita

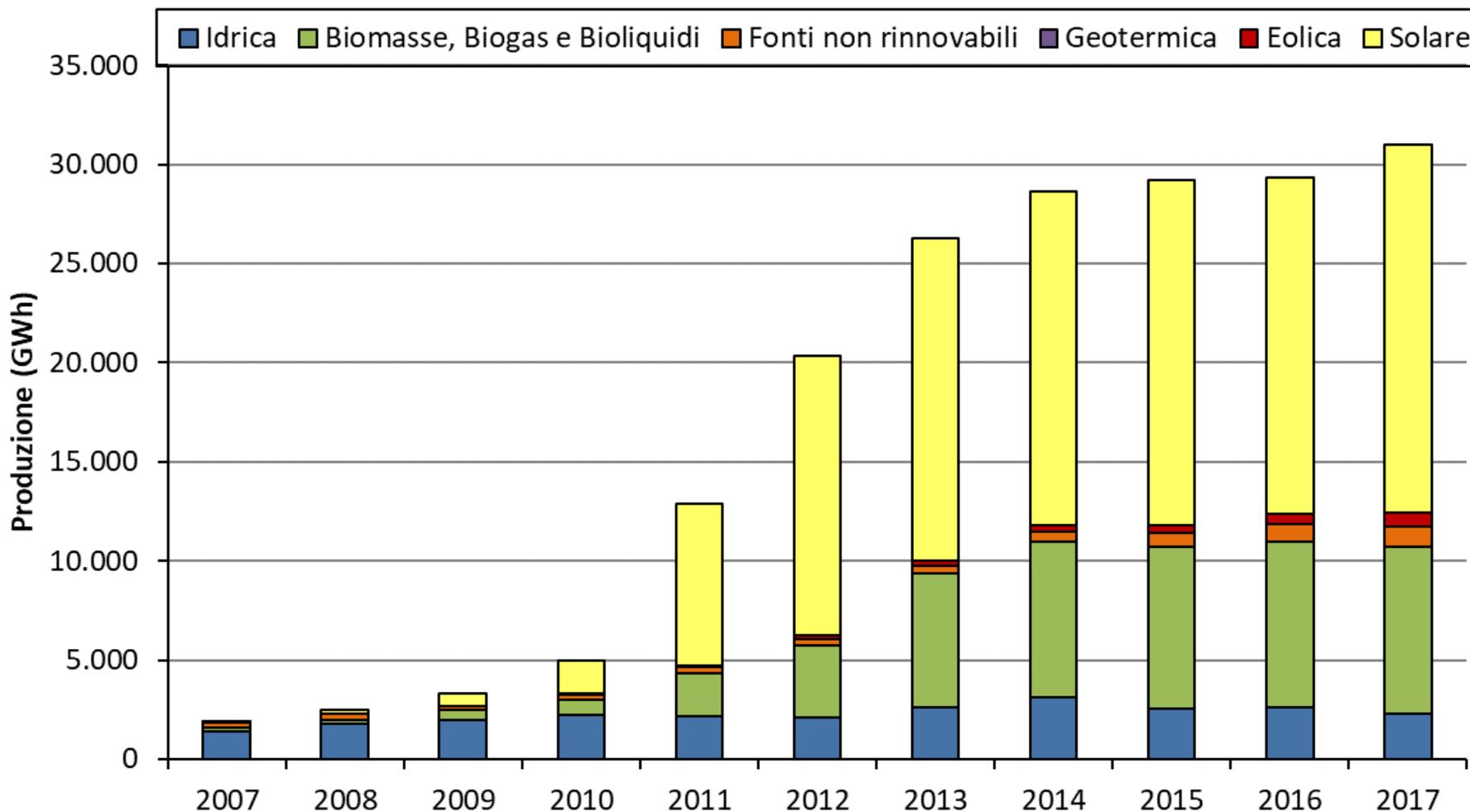
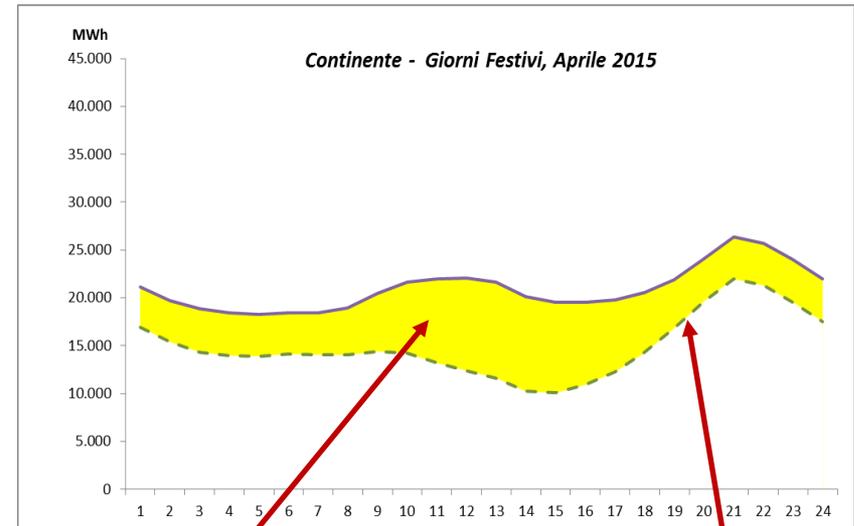
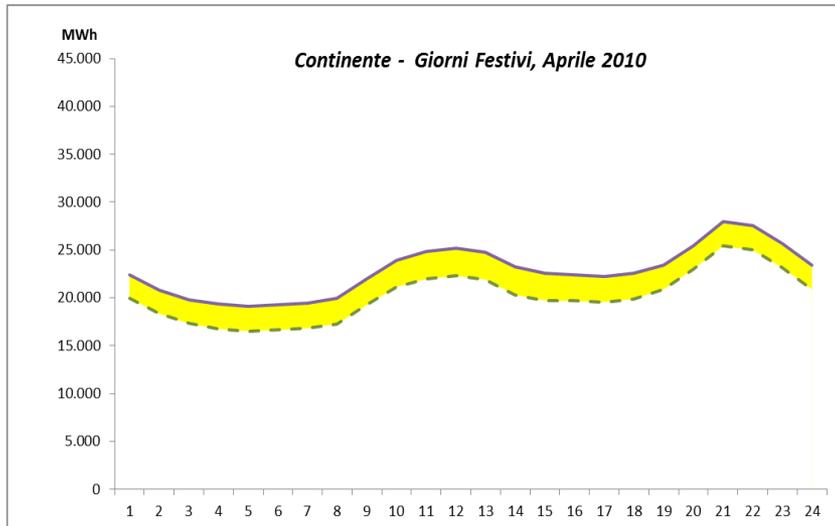
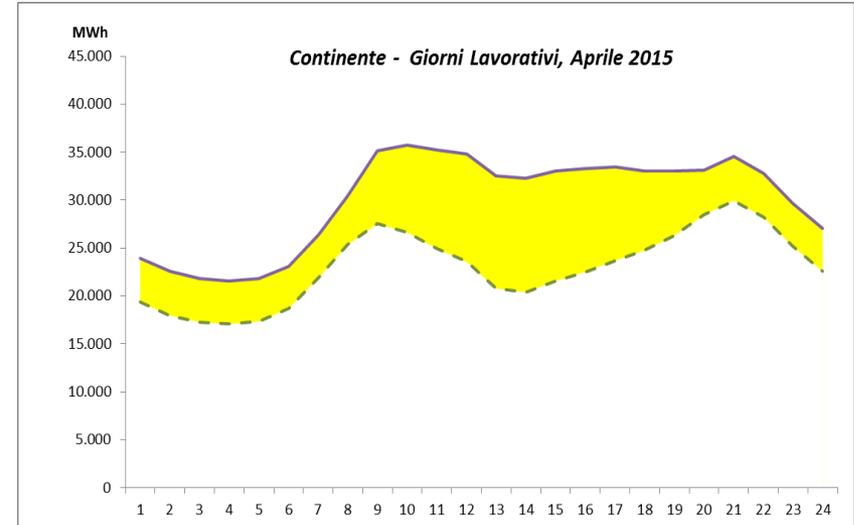
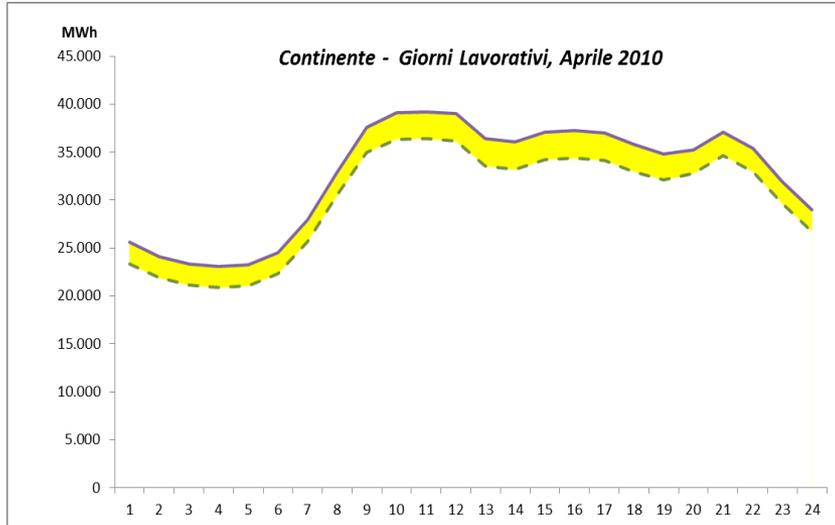


Grafico elaborato a partire da dati Terna

Evoluzione del sistema elettrico (3/3)

- Gli impianti alimentati dalle «nuove» fonti rinnovabili **vengono realizzati dove è disponibile la fonte**, non necessariamente dove serve energia elettrica, e **producono quando è disponibile la fonte**, non necessariamente quando serve energia elettrica (che è difficilmente accumulabile).
- Ciò ha **effetti sia sulle reti** (cambiano i flussi di energia elettrica, potrebbero nascere nuove congestioni derivanti dai mutati flussi, rendendo necessari nuovi sviluppi infrastrutturali), **sia sulla copertura del carico** (rampe più ripide nel profilo di carico residuo, necessità di azioni rapide di bilanciamento realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno).
- Gli **impianti termoelettrici** non coprono più il carico di base come in passato, hanno meno ore di produzione e devono essere sempre più «flessibili» modificando la propria produzione all'occorrenza (possibile riduzione dei rendimenti medi).
- Al tempo stesso, la **riduzione dell'incidenza degli impianti programmabili** implica la riduzione della disponibilità di risorse di flessibilità, necessarie per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta.

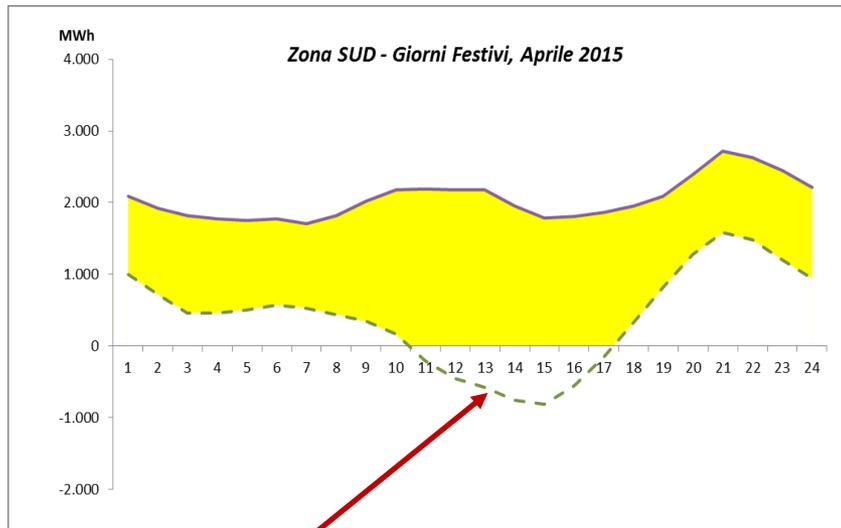
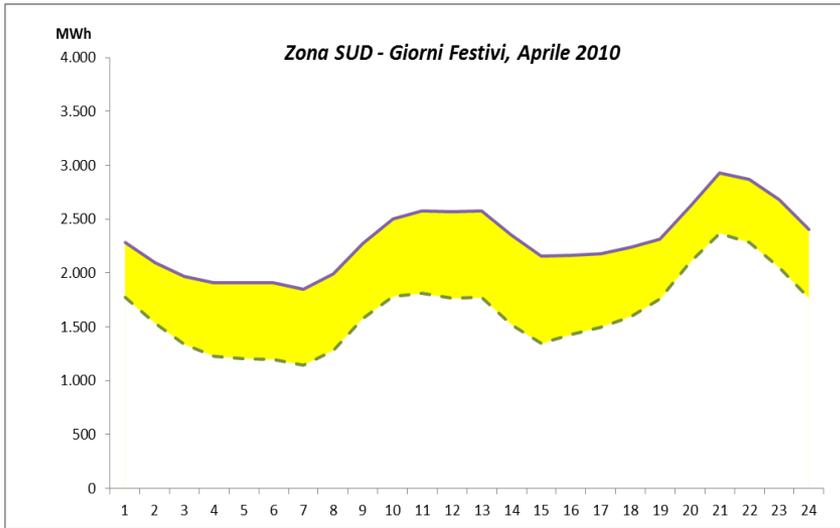
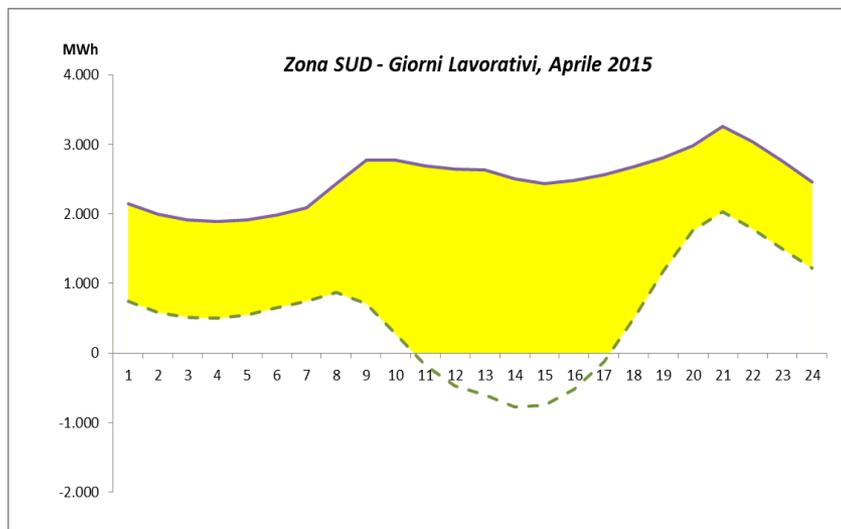
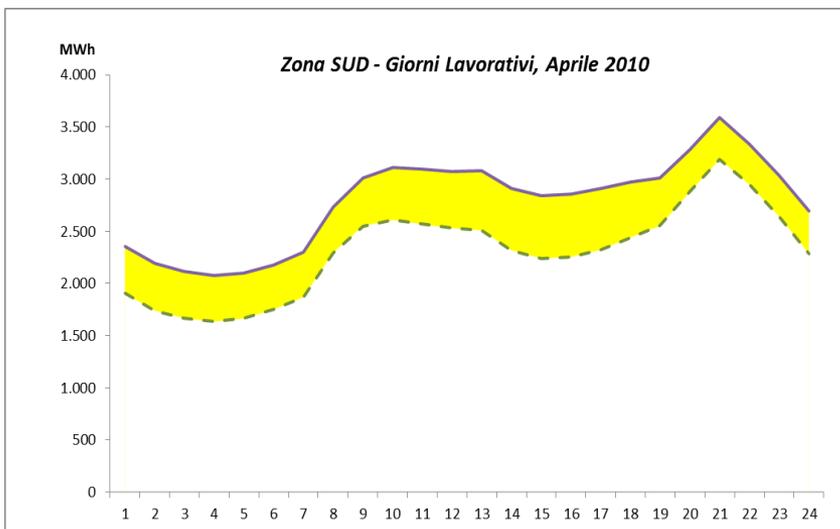
Modifica del profilo di carico orario - continente



Carico soddisfatto da generazione non rilevante (in particolare eolico e PV)

Rampa

Modifica del profilo di carico orario - zona sud



Rischio di taglio della produzione

Agenda

1. Introduzione: aspetti essenziali in merito all'evoluzione del sistema elettrico
- 2. Sintesi delle azioni regolatorie effettuate per incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico**
3. Focus in merito ai progetti pilota per l'apertura di MSD alle fonti rinnovabili, alla generazione distribuita e alla domanda: descrizione e primi risultati



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Cosa è stato fatto (1/3)

Aspetti afferenti le regole tecniche di connessione

- Inizialmente (2010), per i soli impianti eolici di maggiore potenza e di nuova realizzazione, è stata prevista l'obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l'insensibilità ai buchi di tensione.
- Poi (2012) è stata resa obbligatoria l'installazione, sugli impianti di generazione distribuita, di dispositivi per prevenire la disconnessione a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete - evitando i problemi di sicurezza causati dal repentino venir meno della piccola generazione, ormai non più trascurabile, ma anche per consentire la prestazione di servizi di rete che potrebbero diventare rilevanti nei prossimi anni. A titolo d'esempio, è stata resa obbligatoria l'installazione di dispositivi (inverter ove previsti e sistemi di protezione di interfaccia) atti a evitare la disconnessione degli impianti di generazione distribuita finché la frequenza di rete rimane nell'intervallo 47,5 – 51,5 Hz, anziché nel precedente intervallo 49,7 – 50,3 Hz.

Cosa è stato fatto (2/3)

Aspetti afferenti lo sviluppo delle infrastrutture

➤ Oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture e al potenziamento di quelle esistenti, dal 2011 sono stati promossi progetti pilota finalizzati a sperimentare soluzioni e funzionalità innovative, tra cui:

- i) i progetti pilota per i sistemi di accumulo a batterie sperimentati da Terna in alcune porzioni di rete della zona Centro Sud;
- ii) i progetti dimostrativi su reti di distribuzione reali per testare le funzionalità degli *smart distribution system* (sono sistemi dotati di dispositivi che consentono di disporre maggiori informazioni anche in tempo reale da utilizzare per conoscere meglio lo stato della rete – **osservabilità** - ed eventualmente per imporre modifiche a immissioni o prelievi in condizioni di emergenza - **controllabilità**) e per avviare il processo di rinnovamento dell'attuale sistema regolatorio dello sviluppo infrastrutturale.

➤ Sono state introdotte disposizioni per la promozione selettiva degli investimenti che consentono l'esercizio di nuove funzionalità nelle reti di distribuzione finalizzate a garantire una elevata *hosting capacity* della rete di distribuzione con un volume inferiore di investimenti tradizionali.

Cosa è stato fatto (3/3)

Aspetti afferenti la partecipazione ai mercati e al dispacciamento

- Si è poi cercato (2013 e 2014) di **promuovere migliori previsioni dell'energia elettrica immessa in rete da impianti non programmabili**, oggi possibili, per evitare che i costi dovuti alla scarsa prevedibilità continuino a incidere sulla generalità dei consumatori. L'intervento ha voluto attribuire ad una parte degli sbilanciamenti (la differenza tra immissioni reali e programmate) il loro valore di mercato e non più, come prima, il prezzo zonale orario, evitando quindi di caricare le differenze di prezzo, positive o negative, su tutta la collettività.
- È infine stata avviata (2017) una fase di sperimentazione in vista della successiva innovazione della regolazione del dispacciamento. Essa, tra l'altro, ha avviato **progetti pilota** finalizzati a consentire la **partecipazione a MSD (Mercato per il Servizio di Dispacciamento) alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita**, aumentando la disponibilità di risorse per il bilanciamento del sistema.

La fase di sperimentazione

Delibera 300/2017/R/eel

La fase di sperimentazione riguarda:

- la **partecipazione a MSD** della domanda e delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) in precedenza non abilitate;
- le **modalità di aggregazione**, ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e a MSD, delle unità di produzione e di consumo;
- l'utilizzo di **sistemi di accumulo** in abbinamento a unità di produzione rilevanti già abilitate alla partecipazione a MSD al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di rete;
- le modalità per la **remunerazione dei servizi ancillari** attualmente non remunerati esplicitamente (ad esempio, la regolazione di tensione);
- la **definizione di nuovi servizi ancillari** (per i quali vengono definiti i relativi fabbisogni e vengono individuate le relative modalità di approvvigionamento delle risorse, nonché la remunerazione spettante).



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Agenda

1. Introduzione: aspetti essenziali in merito all'evoluzione del sistema elettrico
2. Sintesi delle azioni regolatorie effettuate per incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico
- 3. Focus in merito ai progetti pilota per l'apertura di MSD alle fonti rinnovabili, alla generazione distribuita e alla domanda: descrizione e primi risultati**



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Nuovi soggetti

Anche tenendo conto dei Regolamenti europei, nei progetti pilota sono già state identificate le seguenti due categorie di soggetti:

Balancing Responsible Parties (BRP):

Responsabili della definizione ed esecuzione dei programmi, della regolazione dei corrispettivi di dispacciamento e delle partite fisiche ed economiche afferenti agli sbilanciamenti

Balancing Service Providers (BSP):

Fornitori dei servizi ancillari, in relazione alle unità abilitate allo scopo

I BSP potrebbero anche essere soggetti terzi rispetto ai BRP.

Invece, nella regolazione tuttora vigente:

BRP + BSP = UdD (utente del dispacciamento)

Apertura di MSD - abilitazione

- **Abilitazione facoltativa a MSD** per le unità diverse da quelle obbligatoriamente abilitate (cioè unità diverse dalle unità di produzione termoelettriche e idroelettriche di potenza almeno pari a 10 MVA).
- l'abilitazione a MSD deve essere il più possibile basata, sin dall'inizio, sulla **neutralità tecnologica**. Le condizioni tecniche per l'abilitazione, definite da Terna, non devono costituire una barriera all'ingresso in modo da consentire la massima partecipazione possibile delle unità di produzione e/o di consumo, ma anche accumuli, a favore della concorrenza.
- l'abilitazione deve essere **ottenibile per la fornitura anche di un solo servizio** (e non necessariamente per tutti i servizi oggi previsti per gli impianti programmabili di elevata taglia) e deve essere consentita agli utenti del dispacciamento la possibilità di dichiararsi disponibili alla fornitura di un **servizio "asimmetrico"** ovvero che preveda esclusivamente un incremento (oppure decremento) del proprio profilo di immissione (oppure di prelievo). **In tal modo la partecipazione a MSD potrebbe essere il più possibile flessibile.**

Apertura di MSD - aggregazione

- Poiché la nuova apertura di MSD riguarda unità di produzione e unità di consumo anche di piccola taglia, diventa importante valutare le loro possibili aggregazioni, affinché il contributo che possono dare al sistema non sia trascurabile e sia più semplice la loro partecipazione a MSD. **Il BSP, che storicamente ha erogato servizi ancillari tramite impianti programmabili di elevata taglia, diventa anche un aggregatore di risorse diffuse.**
- **L'aggregazione ai fini di MSD non può trascurare i reali vincoli di rete** perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema. In generale, **l'aggregato ai fini della partecipazione a MSD (ove consentito) non coincide con l'aggregato ai fini della partecipazione a MGP e MI.**
- Infatti, dal punto di vista del sistema elettrico, l'aggregato è l'equivalente di un singolo impianto che fornisce servizi ancillari. Ogni sua movimentazione per erogare i servizi richiesti non deve generare nuovi problemi derivanti da vincoli di rete perché non ci sarebbe più il tempo necessario per risolverli.
- L'aggregato ai fini della partecipazione a MSD prende il nome di **UVA (Unità Virtuale Abilitata).**

I progetti pilota in corso - tipologie

- Nei progetti pilota, le unità di produzione e di consumo possono essere aggregate in UVA (**capacità di modulazione minima a salire o a scendere = 1 MW**), nella responsabilità del medesimo BSP. Attualmente esistono due tipi di UVA:
 - ✓ **UVAM-A** con unità di consumo e di unità di produzione anche rilevanti la cui potenza in immissione non superi 10 MVA, anche se inserite in diversi punti di dispacciamento: il perimetro di aggregazione, definito da Terna, è attualmente su base provinciale (UVAM = UVA Mista di unità di consumo e di produzione).
 - ✓ **UVAM-B** con unità di consumo e di unità di produzione anche rilevanti la cui potenza in immissione sia pari o superiore a 10 MVA, anche se inserite in diversi punti di dispacciamento, che condividono il medesimo punto di connessione.
- Nei progetti pilota, le altre unità di produzione con potenza superiore a 10 MVA non possono essere aggregate: possono partecipare singolarmente a MSD (**UPR**).
- Esiste infine il progetto pilota **UPI** che testa l'erogazione della riserva primaria per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti.

I progetti pilota UVAM e UPR: servizi erogabili

- Fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, riserva terziaria rotante e/o di sostituzione e di risorse per il bilanciamento, a salire e/o a scendere.
- Capacità di modulare in incremento (riduzione) l'immissione o modulare in riduzione (incremento) il prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per i servizi di risoluzione della congestioni, riserva terziaria rotante e servizio di bilanciamento, e sostenere tale modulazione almeno per 2 ore consecutive.
- Capacità di modulare in incremento (riduzione) l'immissione o modulare in riduzione (incremento) il prelievo entro 120 minuti per il servizio di riserva terziaria di sostituzione, e sostenere tale modulazione almeno per 8 ore consecutive.

I progetti pilota UVAM e UPR: remunerazione

I servizi resi dalle UVAM e dalle UPR possono essere remunerati:

- tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse (valevole solo durante la fase sperimentale e solo per le UVAM). In tal caso, i titolari delle UVAM devono offrire per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono:
 - i) un corrispettivo fisso definito in esito ad un'asta al ribasso di tipo pay as bid rispetto a un valore massimo posto pari a 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) o 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità;
 - ii) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nel MSD (con uno strike price di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.



I progetti pilota UVAM e UPR: programmi e sbilanciamenti

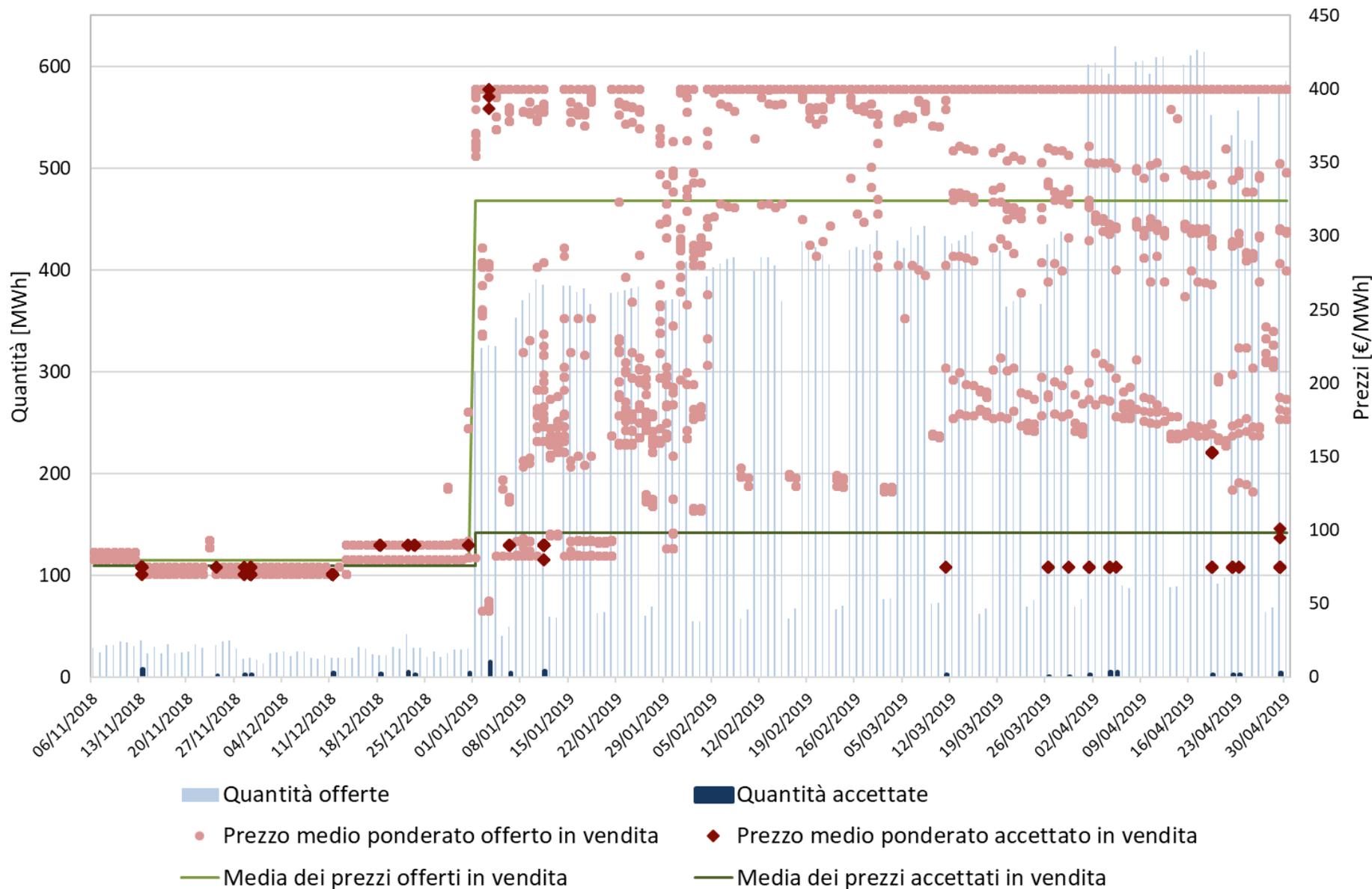
- Nei progetti pilota UPR, i programmi che rilevano anche per gli sbilanciamenti coincidono con i programmi che rilevano per la verifica del rispetto degli ordini di dispacciamento.
- Nei progetti pilota UVAM, i programmi che rilevano anche per gli sbilanciamenti non coincidono con i programmi (chiamati baseline) che rilevano per la verifica del rispetto degli ordini di dispacciamento. I programmi sono infatti quelli tipici delle unità non abilitate (per lo più relativi ad aggregati zonali per BRP) mentre le baseline sono riferite al perimetro di aggregazione dell'UVA. Ciò può comportare difficoltà operative e distorsioni, rendendo necessaria la definizione di corrispettivi penalizzanti in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

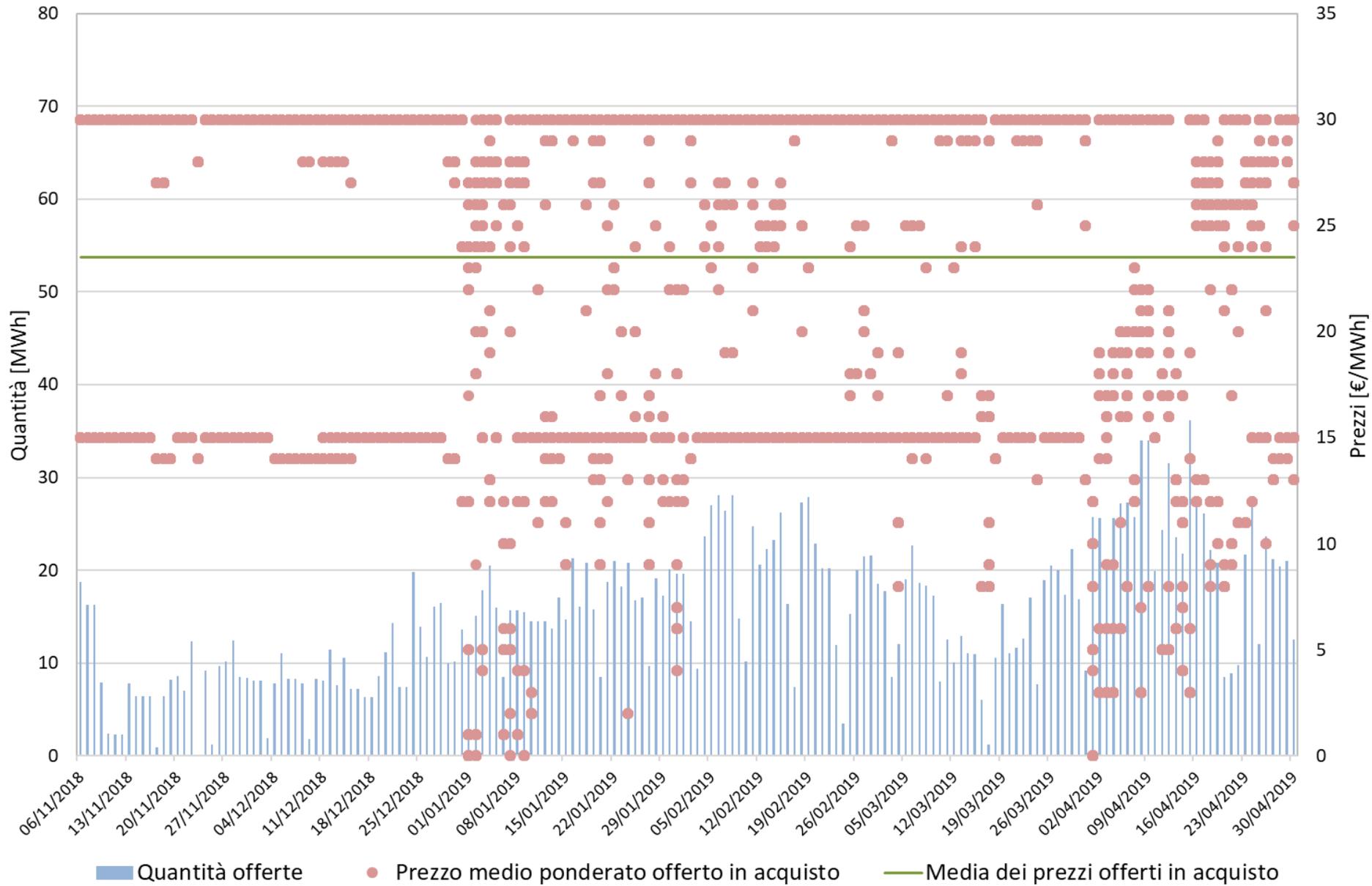
Primi risultati del progetto pilota UVAM (1/2)

- **128 UVAM** (quasi tutte contrattualizzate a termine) per una potenza qualificata complessiva di **830,7 MW** per il servizio “a salire” e di **200,9 MW** per il servizio “a scendere” gestite da **24 BSP**. Sono localizzate prevalentemente in zona Nord (94 UVAM), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord (17 UVAM), Centro-Sud (11 UVAM), Sud (5 UVAM) e Sardegna (1 UVAM).
- Le UVAM sono per lo più costituite da unità di consumo in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica **per lo più tramite la variazione interna di produzione**, nonché da **unità di produzione programmabili** (quali quelle di cogenerazione non totalmente vincolate dall’esigenza di garantire la copertura dei carichi termici oppure quelle alimentate da combustibili rinnovabili) e unità di produzione che, pur essendo classificate tra le unità non programmabili, presentano **margini di flessibilità** (ad esempio, unità idroelettriche ad acqua fluente).
- All’interno delle UVAM **non sono tipicamente presenti** (o lo sono in misura limitata) **gli impianti per i quali vengono erogati strumenti incentivanti** correlati all’energia elettrica effettivamente prodotta o immessa in rete.

Primi risultati progetto pilota UVAM (2/2)

- Tutte le UVAM sono abilitate per servizi a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 62 MW); solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 28 MW).
- Le offerte per il servizio a salire presentate dai BSP, soprattutto nel caso di risorse contrattualizzate a termine (a partire da gennaio 2019), sono caratterizzate da **prezzi molto elevati** e posti pari allo *strike price*. Il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, **per poi aumentare fino a quasi 324 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 30 aprile 2019**. Le offerte selezionate rappresentano poco più del 5% del totale delle offerte presentate; nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un **buon grado di affidabilità delle UVAM**, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari all'**81,5%** (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate). Sono state utilizzate per un quantitativo totale di energia pari a **708,33 MWh**.
- **Non sono state selezionate offerte per il servizio a scendere**; il prezzo medio ponderato per le offerte a scendere è stato di circa 24 €/MWh.





Prime valutazioni dei progetti pilota

I progetti pilota si stanno rivelando sicuramente utili, indipendentemente dalla bassa incidenza delle offerte accettate rispetto a quelle presentate, in quanto:

- consentono l'accesso a MSD a unità di produzione e/o di consumo precedentemente escluse;
- consentono di sperimentare le modalità e le performance di erogazione dei servizi ancillari anche in modo aggregato;
- consentono di sperimentare l'operatività dei BSP (che spesso sono nuovi soggetti) e le modalità di interlocuzione con Terna e i singoli clienti finali e produttori facenti parte dell'aggregato.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Conclusione

Per consentire l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili, tenendo nel rispetto degli obiettivi europei da raggiungere e garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico, occorre:

- continuare ad analizzare congiuntamente gli interventi infrastrutturali sulle reti elettriche e gli interventi relativi al dispacciamento al fine di trovare l'ottimo. A tale fine risulterà importante anche la soluzione relativa ai servizi di comunicazione necessari al funzionamento degli *smart distribution system*;
- fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili, la generazione distribuita e la domanda partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico attraverso la fornitura dei servizi ancillari; e che i mercati e la regolazione del servizio di dispacciamento consentano di sfruttare le potenzialità e le caratteristiche di tali nuove risorse in un contesto in cui si riducono gli impianti programmabili (soprattutto termoelettrici) che hanno storicamente erogato i servizi ancillari;
- continuare a porre in essere tutti gli strumenti necessari per garantire, nel medio-lungo termine, l'adeguatezza del sistema elettrico.

