

# IL CONTESTO REGOLATORIO

**Gervasio Ciaccia**

*Responsabile unità EFR*

*Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità  
Ambientale*

Roma, 15 ottobre 2019

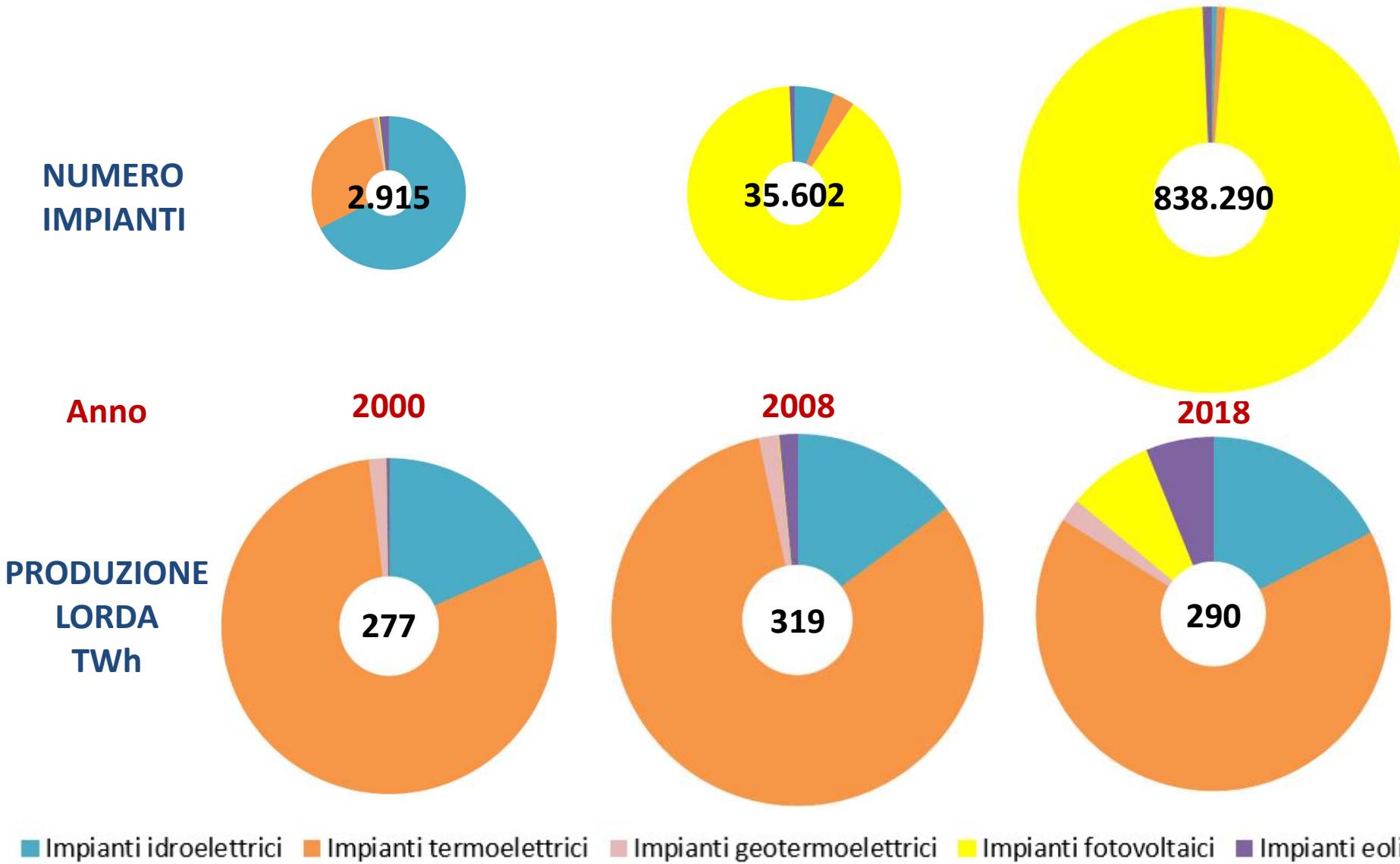


# Evoluzione del sistema elettrico

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

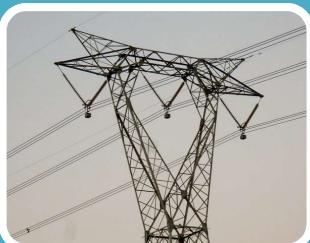
- **forte crescita delle fonti rinnovabili** che incidono nel 2018 per circa 114 TWh, pari al 39,5% del totale nazionale, a fronte del 18% circa nel 2004. In termini di potenza efficiente lorda, le fonti rinnovabili incidono nel 2018 per circa 54,3 GW, pari circa al 46% del totale nazionale, a fronte 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.

# Evoluzione del sistema elettrico



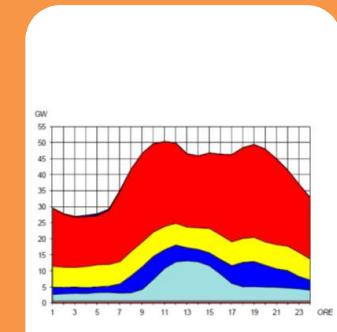
# Evoluzione del sistema elettrico

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 su:



## Reti elettriche

- cambiano i flussi di energia elettrica
- potrebbero nascere **nuove congestioni** derivanti dai mutati flussi
- potrebbero essere necessari **nuovi sviluppi infrastrutturali**
- **necessità di monitorare il funzionamento di tutto il sistema elettrico e non solo della RTN**



## Prezzi energia e Copertura del carico

- modifiche al profilo dei prezzi dell'energia
- rampe più ripide nel profilo di carico residuo
- sono necessarie azioni **rapide di bilanciamento** realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione
- **riduzione dell'incidenza degli impianti programmabili implica la riduzione della disponibilità di risorse di flessibilità**, necessarie per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta

# Reti elettriche da passive ad attive

Il rilevante sviluppo dell'installazione di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e di impianti di generazione distribuita ha comportato un **cambio di paradigma nella gestione delle reti elettriche, in particolare le reti di distribuzione in MT e BT**, sia in fase di programmazione sia in fase di gestione.

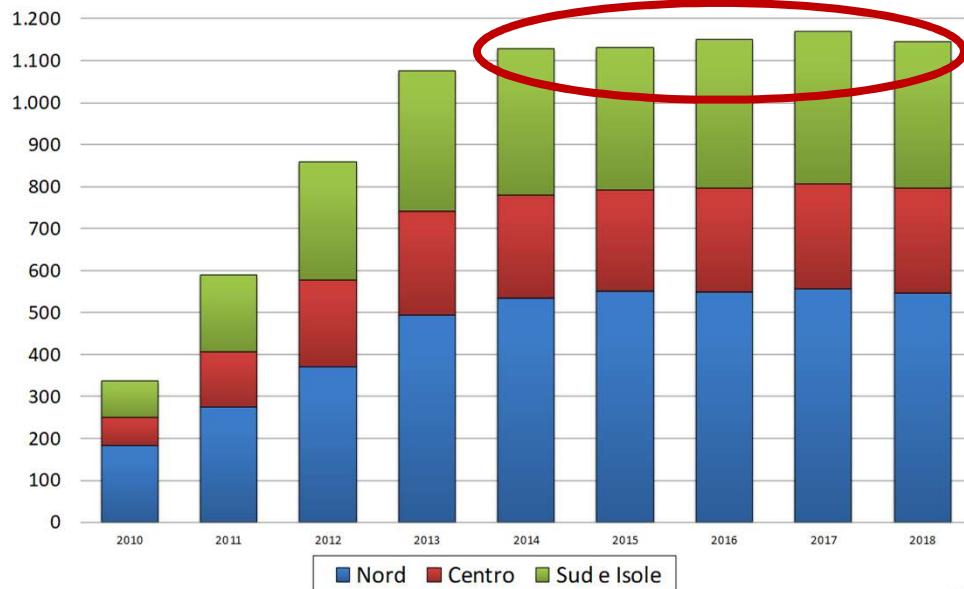
## Cambio di paradigma da “*fit & forget*” a “*fit & manage*”

In particolare, i flussi di energia elettrica non sono più esclusivamente dai livelli di tensione più elevati verso i livelli di tensione più bassi, ma frequentemente ci sono flussi di energia elettrica dai livelli di tensione più bassi verso i livelli di tensione più alti. Ogni anno e con riferimento all'anno solare precedente, il gestore di rete rende disponibile sul proprio sito internet e trasmette all'Autorità l'**elenco delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali è stata riscontrata l'inversione di flusso per almeno:**

- **1% delle ore annue** nella situazione attuale;
- **5% delle ore annue** nella situazione attuale.

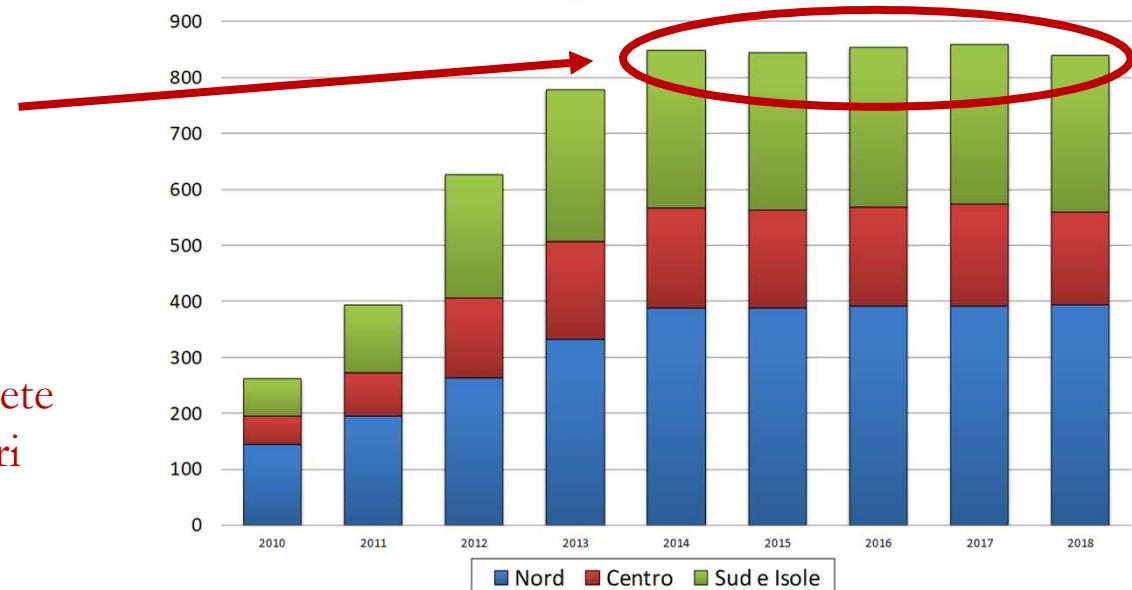
# Reti elettriche da passive ad attive (2/2)

Numero sezioni AT/MT con inversione di flusso > 1%



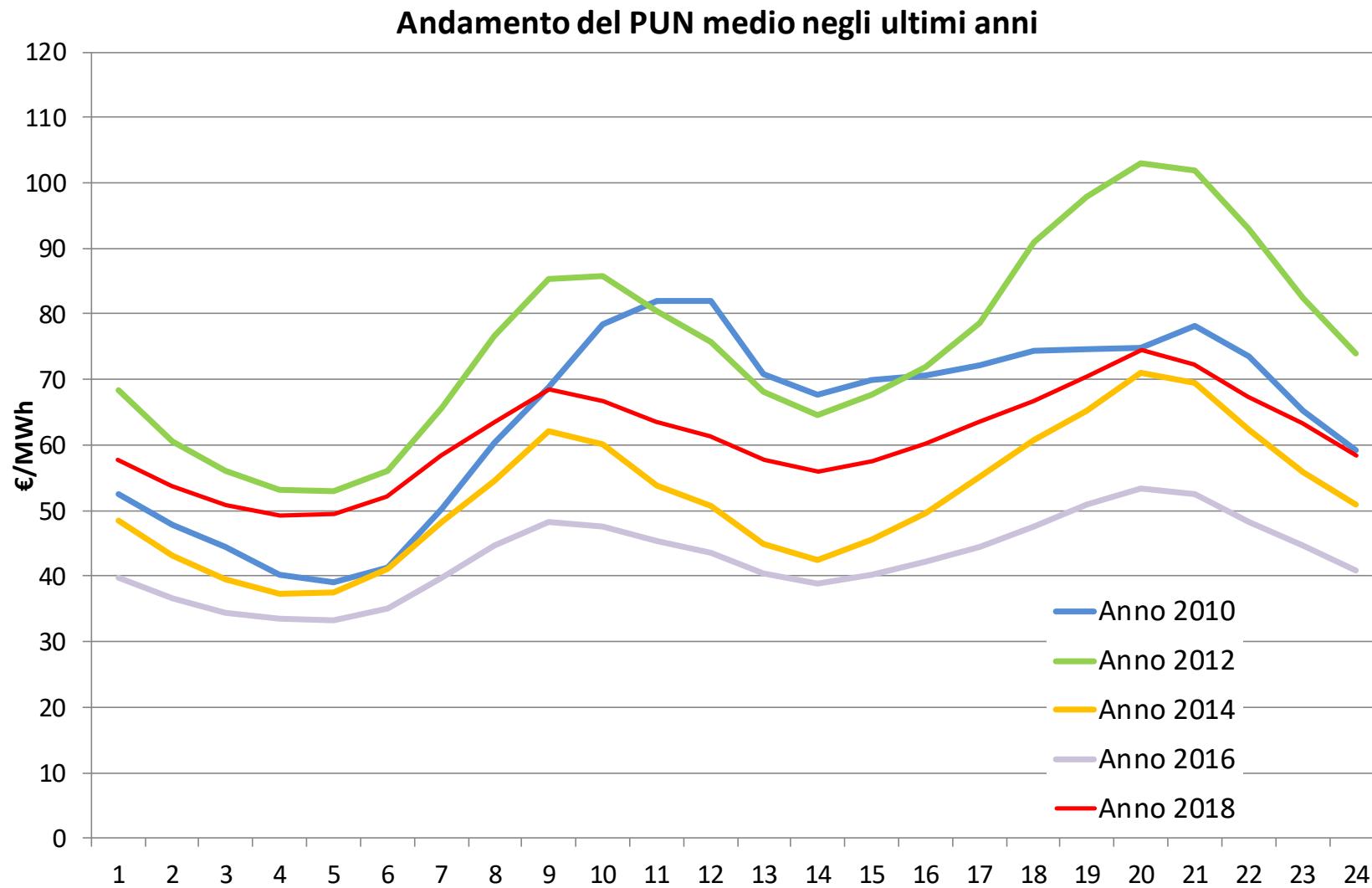
Dal 2014 al 2018 almeno il 28,2% (valore massimo pari al 29,3% nel 2017) delle sezioni AT/MT ha presentato inversioni di flusso per più dell'1% delle ore annue

Numero sezioni AT/MT con inversione di flusso > 5%



Elaborazioni ARERA da dati gestori di rete  
In Italia presenti circa 4.000 trasformatori AT/MT

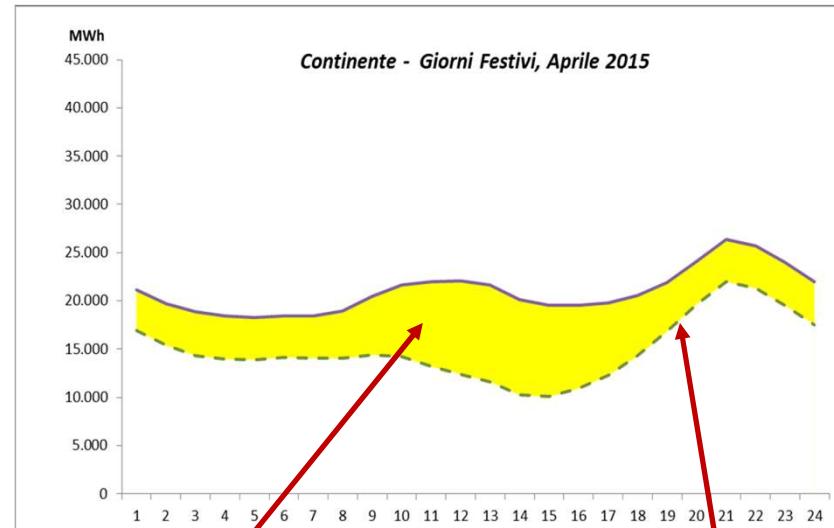
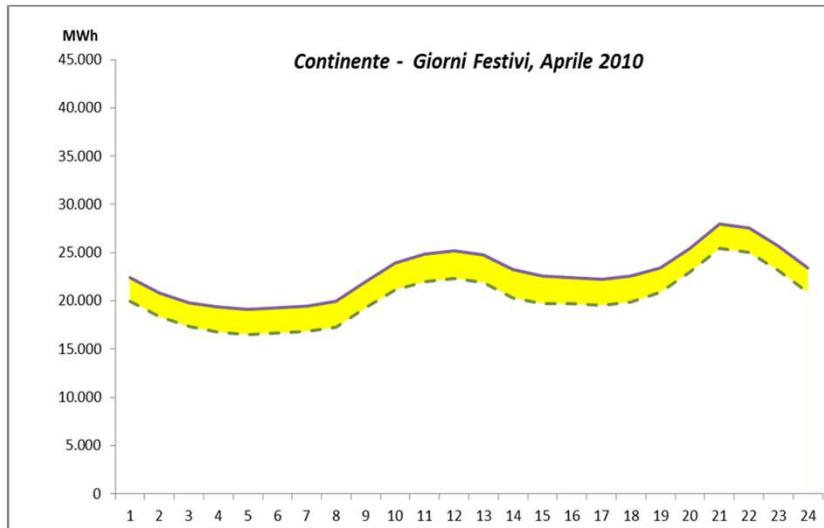
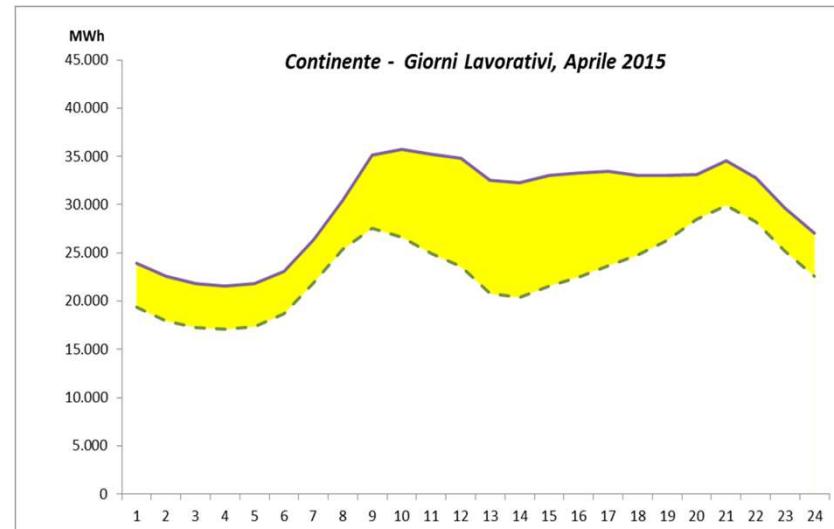
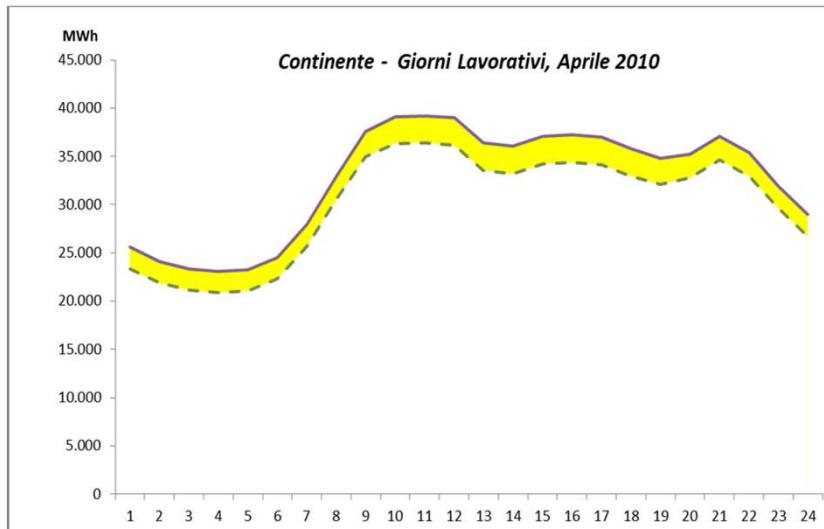
# Evoluzione del profilo dei prezzi in MGP



# Considerazioni sui prezzi di mercato

- È cambiato il profilo di prezzo che si forma sul mercato, in cui si evidenzia un aumento dei prezzi orari molto più marcato nelle ore preserali (17-21).
- Nelle ore diurne non è più trascurabile la quantità di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili caratterizzati da costi variabili pressoché nulli e che percepiscono incentivi.
- La diffusione degli impianti fotovoltaici, la cui produzione è concentrata nelle ore di picco diurno, comporta una significativa riduzione del numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno la possibilità di coprire, prima ancora della parte dei costi fissi, anche le perdite sui costi variabili registrate nelle ore della giornata in cui sono costretti a rimanere in servizio a causa dei loro vincoli tecnici di funzionamento. Da ciò deriva un'esigenza di copertura dei costi variabili di produzione in un numero più concentrato di ore, il che concorre a spiegare l'aumento relativo registrato nei livelli dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso nelle prime ore serali.
- I prezzi di mercato dell'energia elettrica non dipendono solo dalla diffusione delle fonti rinnovabili, ma soprattutto dall'**andamento del prezzo del gas naturale**.

# Modifica del profilo di carico orario - Continente



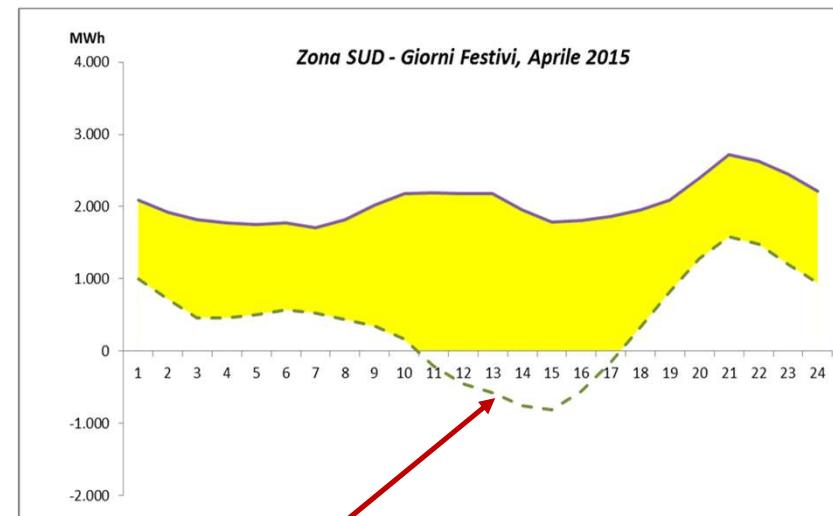
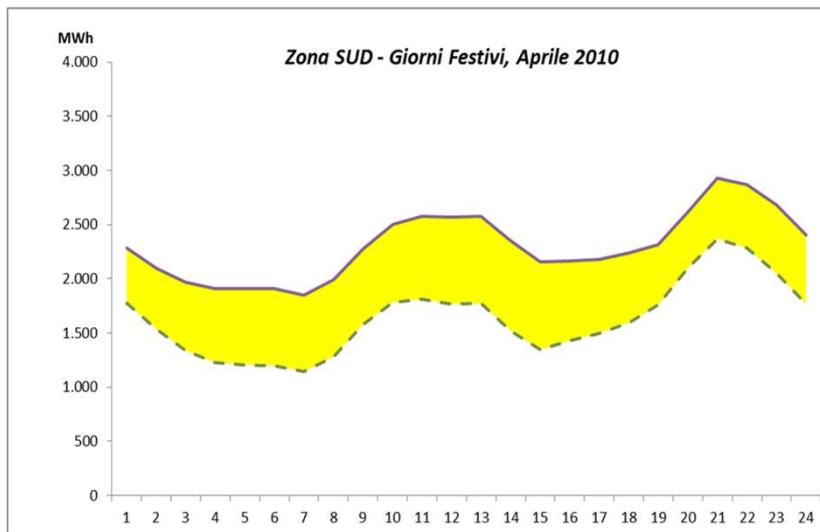
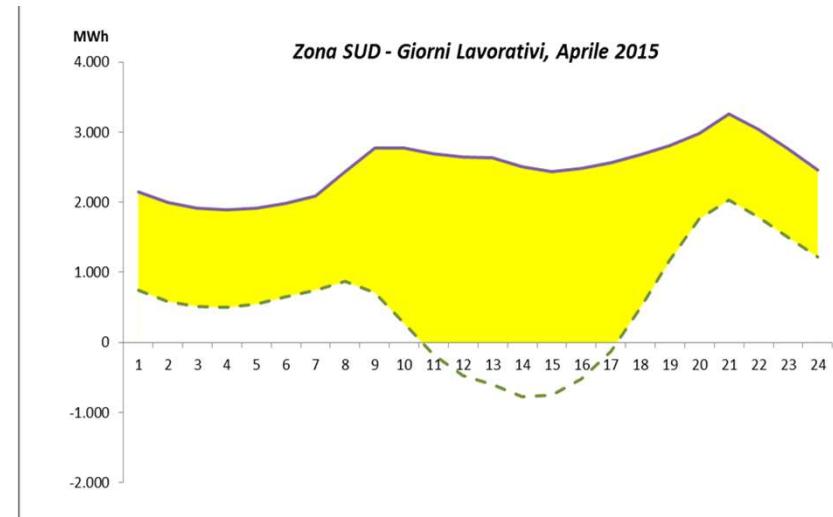
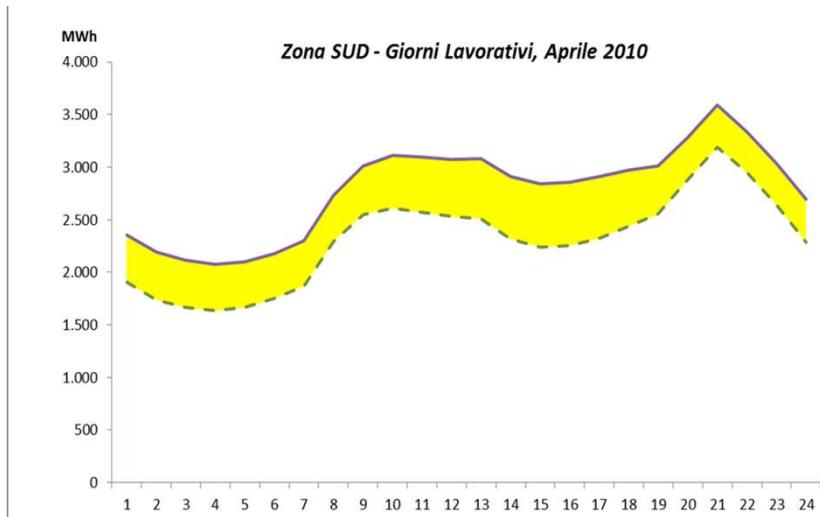
Carico soddisfatto da generazione non  
rilevante (in particolare eolico e FV)

Rampa

# Copertura del carico (1/2)

- Al fine di inseguire le rampe (serale e mattutina) risultano necessarie **azioni rapide di bilanciamento** (tra domanda e offerta di energia elettrica) realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno.
- Le risorse migliori per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio, che possono entrare in servizio e variare la produzione in tempi rapidissimi. Possono essere utilizzati anche gli impianti termoelettrici che devono però essere mantenuti al minimo tecnico nelle ore in cui la loro produzione non serve (hanno infatti tempi di accensione molto lunghi).
- Per effetto delle fonti rinnovabili non programmabili che producono quando la fonte è disponibile, le rampe (soprattutto quella serale) diventano più ripide.

# Modifica del profilo di carico orario – Zona Sud



Rischio di taglio della produzione

## Copertura del carico (2/2)

- Occorrerebbe quindi approvvigionarsi di una sempre crescente capacità di **riserva** (che può essere garantita da impianti termoelettrici e idroelettrici a serbatoio) per coprire le ripide rampe di carico accentuate dal venir meno del fotovoltaico nelle ore serali e, in alcune zone, dal venir meno dell'eolico nelle ore mattutine nonché per compensare l'indisponibilità delle fonti aleatorie; **il che comporterebbe un continuo aumento dei costi di dispacciamento, oltre a eventuali problemi tecnici (carenza di riserva).**
- 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.

Non è quindi possibile che l'intero carico sia coperto da soli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che in alcune ore non sono disponibili e che potrebbero venire meno in modo aleatorio, ma si può lavorare per aumentare la parte di carico da essi copribile, anche avvalendosi di sistemi di accumulo.

*Innovazioni regolatorie per consentire  
l'integrazione delle fonti rinnovabili e della  
generazione distribuita nel sistema elettrico*

# Cosa è stato fatto (1/4)

## Aspetti afferenti alle 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 Hz – 51,5 Hz, anziché nel precedente intervallo 49,7 Hz – 50,3 Hz.

# Cosa è stato fatto (2/4)

## Aspetti afferenti allo 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* (sistemi dotati di dispositivi che consentono di disporre di informazioni anche in tempo reale).
- Nel 2015 sono stati definiti strumenti per la promozione selettiva degli investimenti di rete tenendo conto dei benefici attesi (c.d. **output-based**), ripartendo i benefici netti (cioè benefici – costi) tra i clienti finali e i gestori di rete. Tali strumenti consentono anche la promozione degli investimenti che garantiscano una elevata hosting capacity della rete di distribuzione con un volume inferiore di investimenti tradizionali.

# Cosa è stato fatto (3/4)

## Aspetti afferenti alla disciplina degli sbilanciamenti

- 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.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili, vige la **deliberazione 522/2014/R/eel per la regolazione degli sbilanciamenti**, sulla base della quale i BRP possono scegliere, ogni anno, se applicare:

1. la regolazione prevista per le altre unità di produzione non abilitate;
2. la “nuova” disciplina appositamente definita per le fonti rinnovabili non programmabili che prevede la definizione di “bande”, differenziate per fonte, all’interno delle quali non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate.

## Cosa è stato fatto (4/4)

### Aspetti afferenti alla partecipazione ai mercati e al dispacciamento

- 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.

# Azioni regolatorie in corso (1/2)

Occorre proseguire l'innovazione della regolazione relativa al dispacciamento e alla promozione selettiva di investimenti di rete,

*al fine di incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico,  
nel rispetto degli obiettivi europei,  
sfruttando il loro potenziale e, allo stesso tempo,  
garantendo adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico.*



*Possibile riduzione o minor incremento dei costi totali  
(rete + dispacciamento)  
Whole System Approach*

## Azioni regolatorie in corso (2/2)

Più in dettaglio, 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**.

*Focus:*

*Revisione della regolazione  
del servizio di dispacciamento*

# Sperimentazioni in corso ai fini della revisione della regolazione del dispacciamento

## Deliberazione 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).

# 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).**

# Prossimi passi – DCO 322/2019/R/eel

- Revisione della regolazione del dispacciamento affinché sia idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica, in vista del raggiungimento degli obiettivi al 2030:
  - ✓ revisione dei servizi ancillari attualmente esistenti e delle relative modalità di approvvigionamento; definizione di nuovi servizi ancillari;
  - ✓ definizione delle modalità con cui le fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita e la domanda possano fornire le risorse necessarie, anche aggregate;
  - ✓ valorizzazione degli sbilanciamenti nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale;
  - ✓ evoluzione del ruolo delle imprese distributrici.

## *Ulteriori elementi da considerare per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC*

# Ottimizzazione ed efficienza nell'utilizzo delle risorse

- Necessità di incentivi il più possibile mirati
- Sinergia e coordinamento tra i diversi soggetti sistematici al fine di massimizzare gli effetti degli strumenti normativi e regolatori introdotti al fine di promuovere lo sviluppo di FER e GD
- Attenzione nell'utilizzo della leva dell'incentivazione implicita e monitoraggio dei suoi effetti

*Focus:*

*Autoconsumo*

# Il Quadro normativo e regolatorio attuale: SSPC e SDC

L'attuale quadro normativo e regolatorio italiano è caratterizzato da:

- incentivi impliciti sull'autoconsumo: l'energia elettrica prodotta e autoconsumata in situ non è soggetta al pagamento delle componenti variabili (quota energia) dei corrispettivi di trasporto e di dispacciamento, nonché degli oneri generali di sistema;
- una pluralità di configurazioni ammissibili sulla base di disposizioni di legge di rango primario e secondario suddivisibili in due macro raggruppamenti: SDC e SSPC.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili riferiti all'anno 2018, abbiamo che:

- l'energia elettrica autoconsumata ammonta a circa 28 TWh di cui 22 TWh riferibili a SSPC e 6 TWh circa a SDC.
- dei 28 TWh autoconsumati nel 2018 il 20,7% (5,8 TWh) è attribuibile a FER.

# Autoconsumo: sviluppi futuri

Il recepimento in Italia delle direttive RED II e EED offre la possibilità di metter mano alla normativa in materia di autoconsumo. In tale ambito si ritiene opportuno:

- operare una forte semplificazione delle definizioni attualmente vigenti;
- tener conto delle interazioni tra forme di incentivazione esplicita ed implicita e partecipazione sempre più attiva dei soggetti autoconsumatori ai mercati dei servizi di dispacciamento.

*Grazie per l'attenzione*