

Rinnovabili, accumulo e reti. L'evoluzione dello scenario italiano

Giovanni Simoni

*Membro Consiglio Generale Elettricità Futura
CEO Kenergia – CEO Storage Solution Provider*

Rimini, 8 Novembre 2019



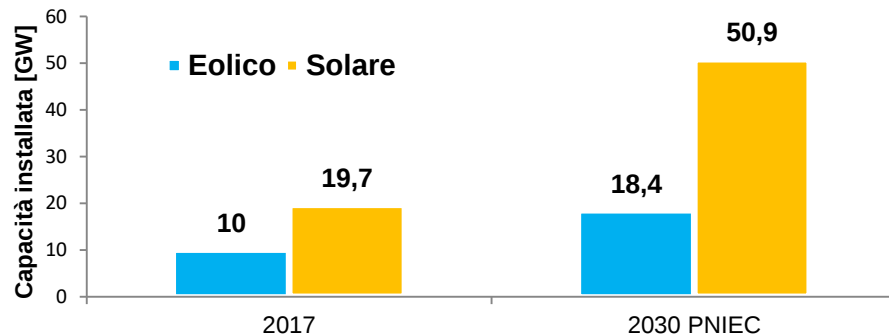
Evoluzione della capacità installata di eolico e fotovoltaico al 2030 secondo il PNIEC



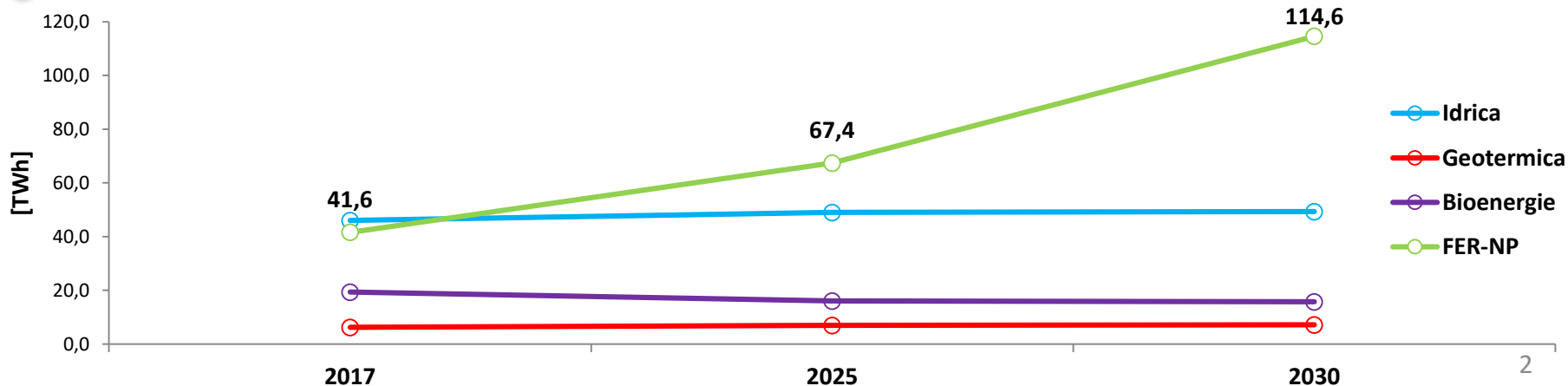
Eolico
+8,4 GW



Fotovoltaico
+31,2 GW

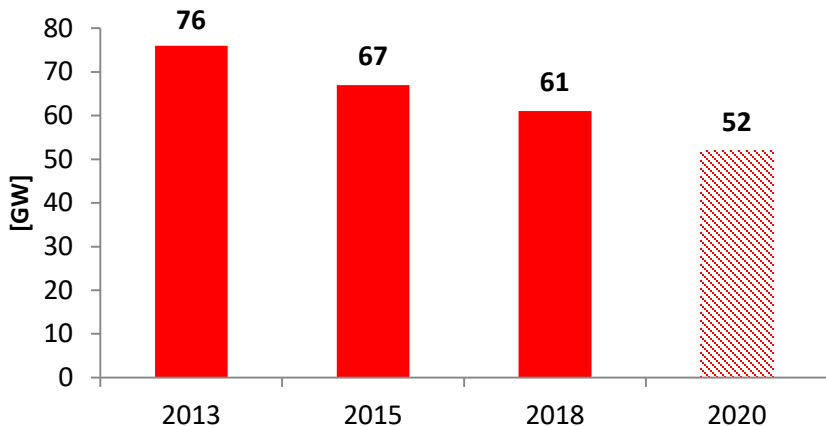


Previsioni di crescita della produzione di energia da FER – Fonte: PNIEC

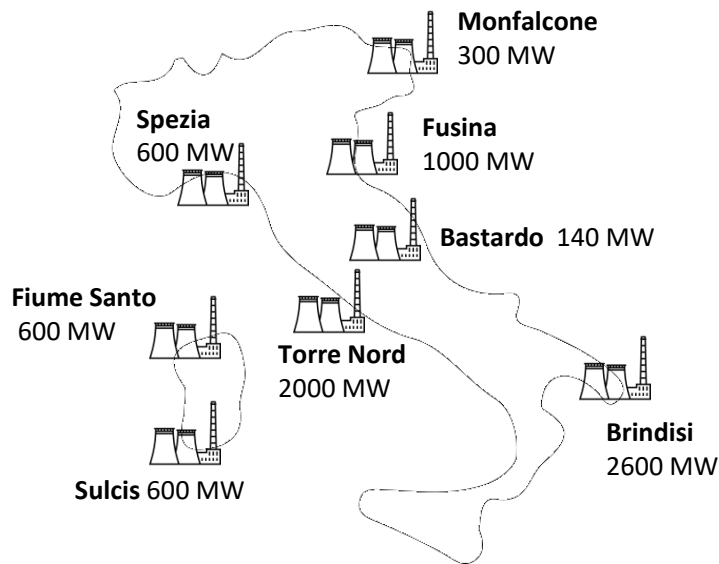


Negli ultimi anni si è assistito ad una crescente **dismissione di capacità di generazione termoelettrica** che proseguirà nei prossimi, seguita parallelamente da una massiccia introduzione sulle reti di trasmissione e distribuzione di produzione da **fonti rinnovabili (inverter-based)**

Riduzione della capacità termoelettrica installata – Fonte: Terna



Phase-out dal carbone: -7,9 GW al 2025

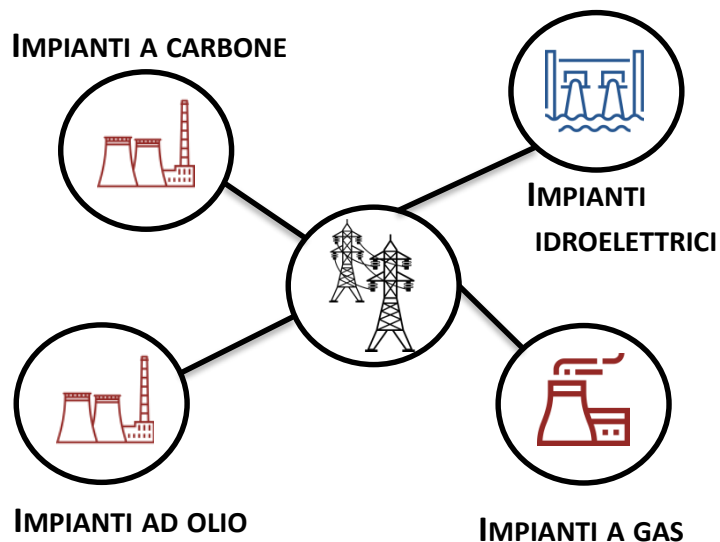


**Riduzione della capacità termoelettrica convenzionale****Riduzione delle Masse Rotanti «MR» connesse al sistema elettrico****Riduzione inerzia del sistema**

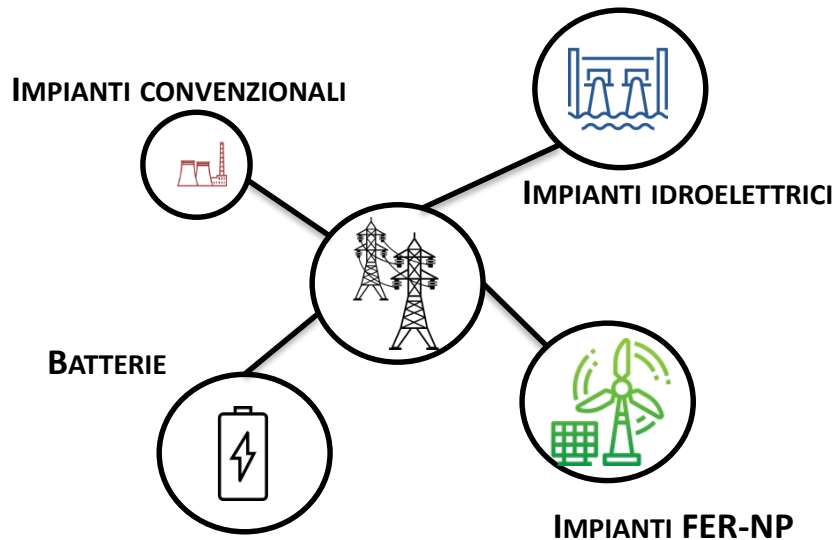
In un sistema elettrico, ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno di potenza causa, nei primi istanti, un rallentamento o un'accelerazione delle MR cui corrisponde una variazione di frequenza. E' assolutamente importante che tale variazione sia minima (comunque contenuta in una fascia prestabilita) e abbia la più breve durata possibile. Le variazioni saranno più ampie (e pericolose per l'equilibrio del sistema) in proporzione inversa all'inerzia delle MR

Riduzione delle risorse abilitate alla fornitura del servizio di regolazione di frequenza e tensione**Possibili problemi di stabilità del sistema elettrico****Crescita della generazione non convenzionale da FER-NP****Connessione attraverso dispositivi elettronici di potenza****Riduzione inerzia del sistema**

Stiamo assistendo ad una evoluzione del sistema elettrico da una configurazione «tradizionale» basata sulle Masse Rotanti ad una «Inverter Based»



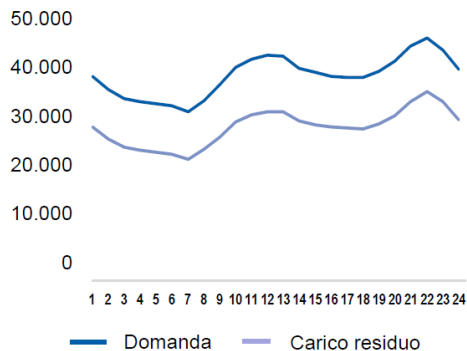
Sistema elettrico «tradizionale» ad alta inerzia



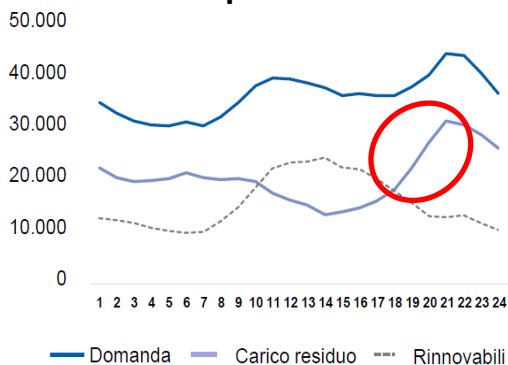
Sistema elettrico a bassa inerzia

La massiccia diffusione delle FER-NP ha modificato, e continuerà a modificare nei prossimi anni, la **curva di carico residuo**, cioè il fabbisogno di energia da soddisfare con impianti tradizionali al “calar del sole”

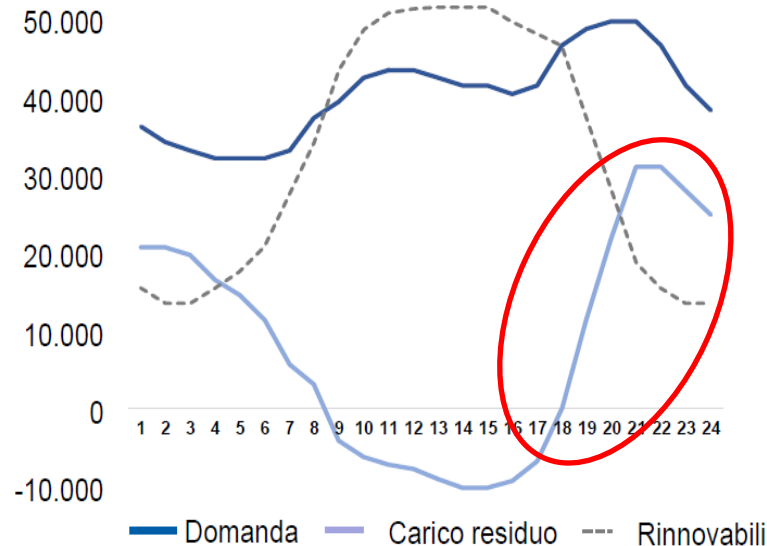
Aprile 2010



Aprile 2018



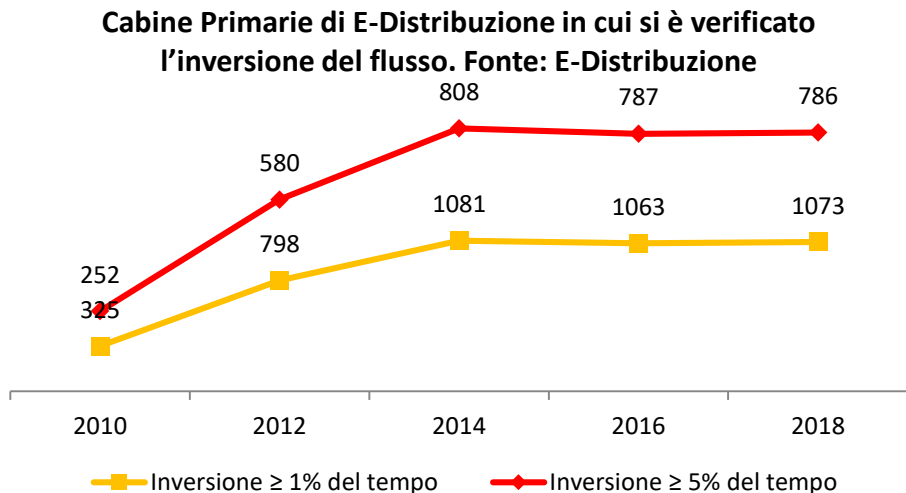
Aprile 2030





La forte penetrazione del FV sulla rete di distribuzione in BT e MT, ha avuto un impatto non solo sulle suddette reti di distribuzione, ma anche su importanti porzioni della rete di trasmissione.

L'elevata produzione dal FV, soprattutto nelle zone e nei periodi con scarso fabbisogno, ha comportato fenomeni di **inversione del flusso di energia** da livelli di tensione più bassi a tensione più alta.



Inversione del flusso di energia



**IMPIANTI DI
PRODUZIONE
CENTRALIZZATI**

TRASMISSIONE IN AAT E AT



CABINA PRIMARIA



**DISTRIBUZIONE IN
MT**



GENERAZIONE DISTRIBUITA

Riduzione della domanda da AT ad MT, con aumento del rischio di richieste di «fermo» agli impianti collegati in AT

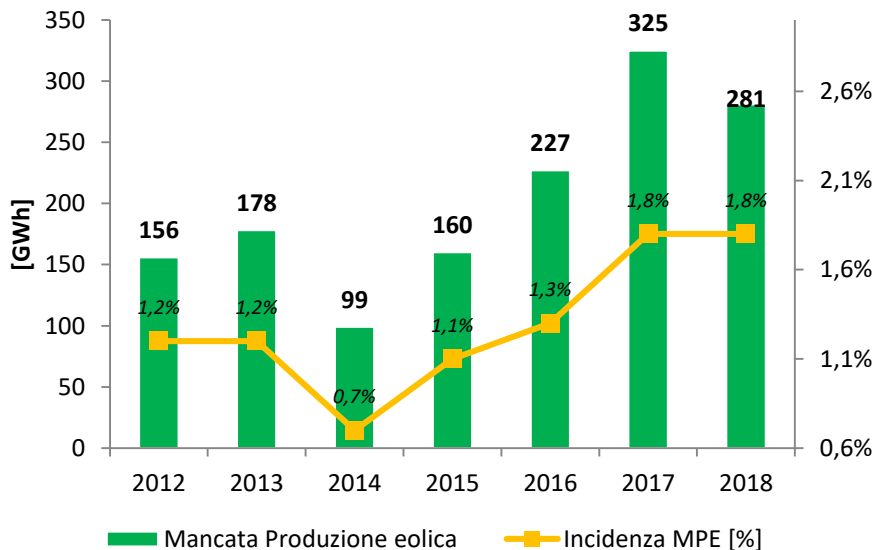
Inversione del flusso di energia da MT ad AT

L'inversione del flusso di energia contribuisce alla creazione di **congestioni locali sulla rete AT**, soprattutto nelle aree del Paese ad elevata densità di impianti FER-NP.

Il TSO, nel momento in cui si verificano congestioni sulla rete non risolvibili con le risorse a sua disposizione, è costretto a chiedere la **riduzione della produzione degli impianti eolici**.

Questa azione viene monitorata attraverso l'utilizzo di un indicatore chiamato **Mancata Produzione Eolica (MPE)**, che ha comportato nel 2018 un costo a carico delle bollette per *circa 17 milioni di euro*

Mancata Produzione Eolica



LOLE (*“Loss load expectation”*): numero di ore annue in cui è probabile la disconnessione del carico a causa di carenza di risorse o per problemi correlati alla capacità di transito. Per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale **il LOLE deve non essere superiore al valore medio di 3 ore/anno**

Scenario PNIEC 2030 – Piano adeguatezza 2019 Terna



Crescita delle FER-NP fino a circa 70 GW complessivi



Completa «uscita» dal carbone

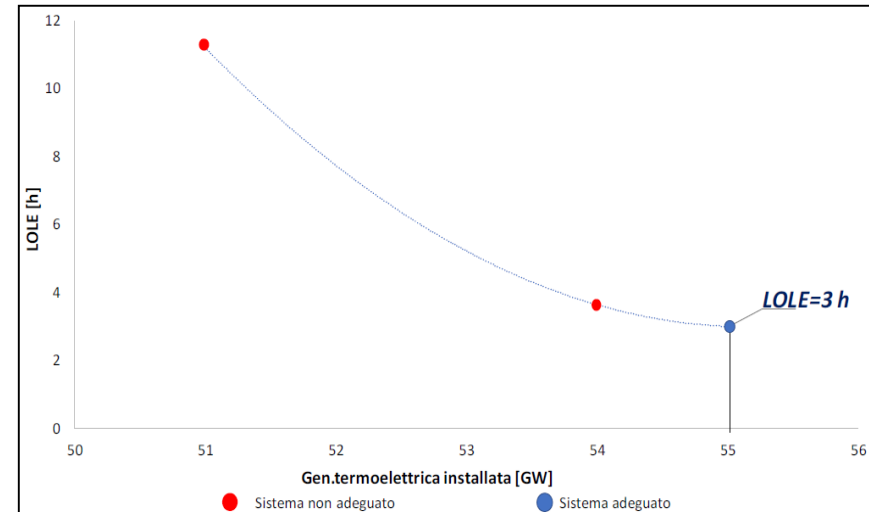


Nuovi 6 GW di accumulo installati



Domanda complessiva di 330 TWh

In questo scenario, la **capacità termoelettrica** necessaria per garantire un sistema adeguato è pari a **55 GW**



L'installazione di sistemi di accumulo nei nuovi impianti «utility-scale» permetterà di **ridurre il rischio associato all'investimento**, poiché:



Riduce i casi di «fermo-impianti»



Rende il più possibile *programmabile* la produzione da FER-NP e permette il **time-shifting** dell'energia



Favorisce l'adozione di contratti di tipo PPA



Possibilità (futura) di partecipare a MSD



REGOLAZIONE
ULTRAVELOCE

REGOLAZIONE
PRIMARIA

REGOLAZIONE
SECONDARIA

RISOLUZIONE
CONGESTIONI

REGOLAZIONE
TENSIONE

Tipologia di servizio	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete
Riserva Primaria	• banda pari a $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente (10% in Sardegna e in Sicilia, quando è programmato il fuori servizio dell'interconnessione con il Continente) • almeno metà della banda da attivare entro 15 secondi, tutta la banda entro 30 secondi • erogabile per almeno 15 minuti
Riserva Secondaria	• banda almeno pari a il maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoidroelettriche, $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche • da attivare entro 200 secondi • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria Pronta	• almeno 10 MW • gradiente almeno pari a 50 MW/min • tempo di cambio assetto inferiore a 60 minuti • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria Rotante	• almeno 10 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione	• almeno 10 MW • da attivare entro 120 minuti • erogabile senza limitazione di durata
Bilanciamento	• almeno 3 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 4 ore

Gli obiettivi indicati dal PNIEC non potranno essere raggiunti senza considerare **gli effetti che la nuova capacità FER-NP avrà sulla sistema elettrico nazionale.**

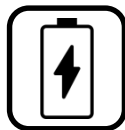
Per permettere il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico, saranno necessari investimenti in:



Nuove reti di trasporto e distribuzione



Nuova capacità di produzione termica a gas ad alta efficienza: l'uscita programmata dal carbone al 2025, non potrà essere compensata solamente da nuovi impianti di storage



Sistemi di accumulo elettrochimico centralizzato e distribuito

Gli EESS rientrano a pieno titolo tra i “**fattori abilitanti**” dell'ulteriore sviluppo della produzione elettrica da FER-NP

Giovanni Simoni
g.simoni@kenergia.com



www.kenergia.it



www.storagesolutionprovider.com

