



Audizione su Piano Nazionale Energia e Clima 2030

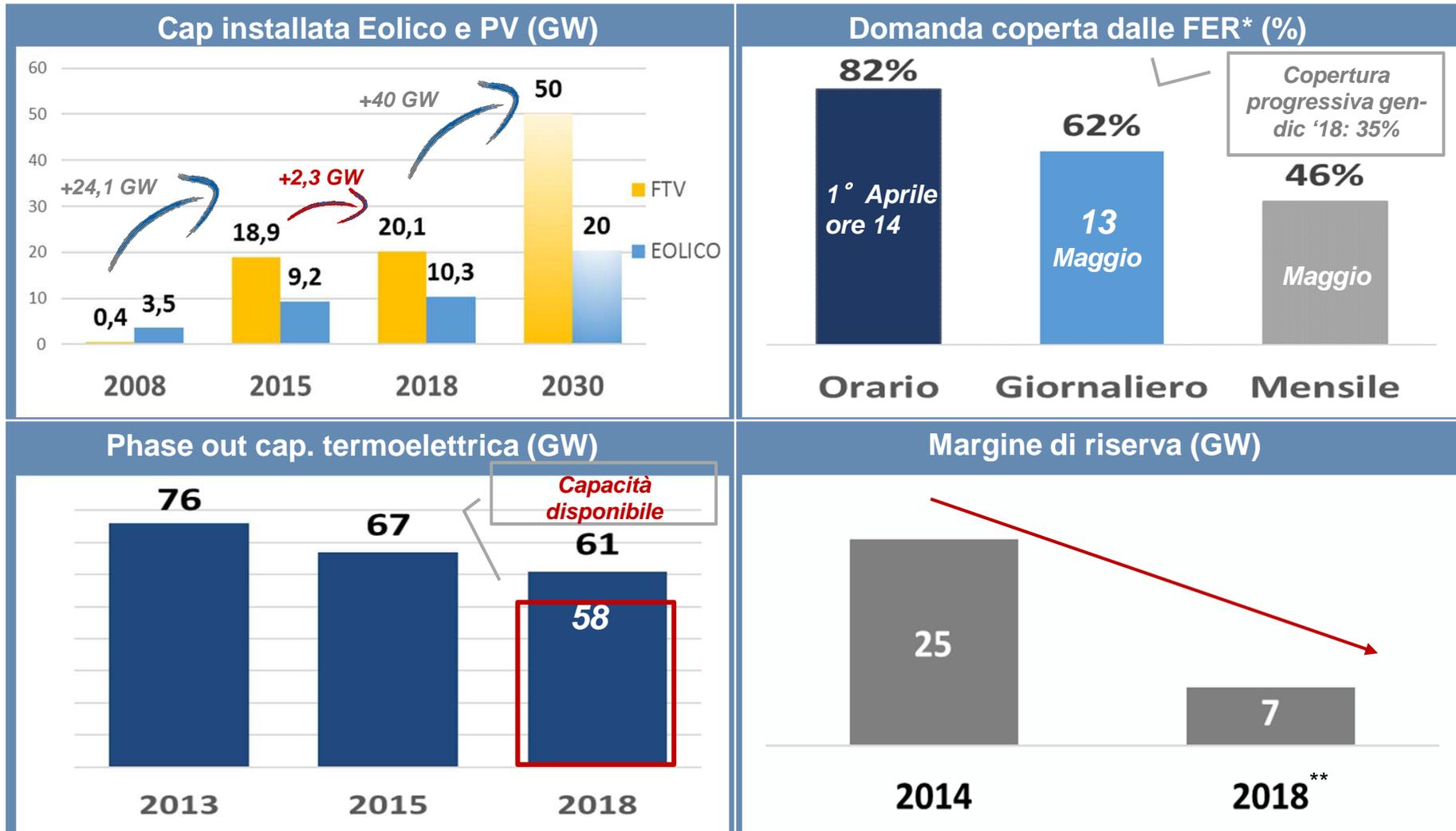
Commissione Attività Produttive

Camera dei Deputati

Roma, 12 Marzo 2019

- **Evoluzione sistema elettrico e PNIEC**
- **Elementi necessari agli obiettivi 2030 di decarbonizzazione**
 - **Mercati a termine**
 - **Infrastrutture di rete**
 - **Sistemi di Accumulo**
- **Altri elementi PNIEC**
- **Conclusioni**

Evoluzione sistema elettrico e PNIEC (I)



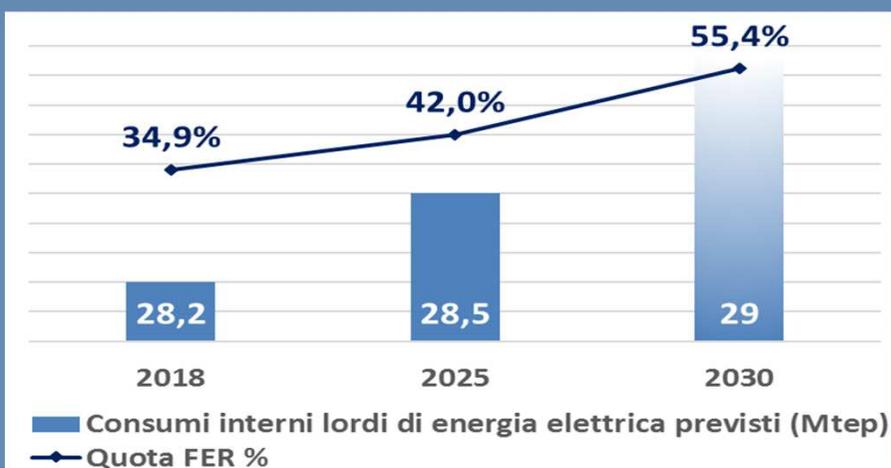
Negli ultimi anni rallentamento nello sviluppo RES e deterioramento delle condizioni di adeguatezza

Evoluzione sistema elettrico e PNIEC (II)

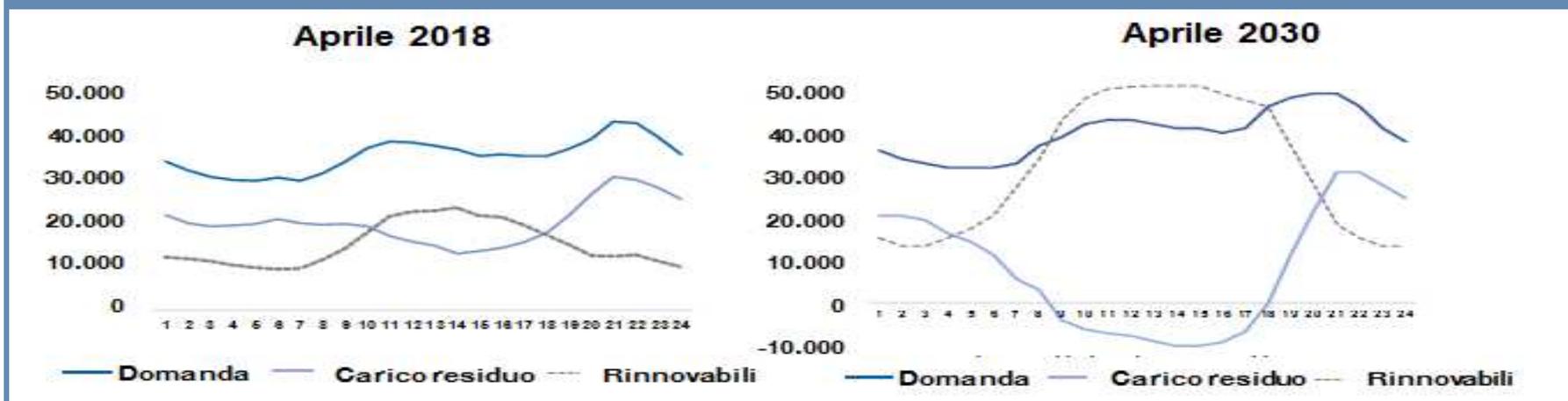
Obiettivi PNIEC (phase out carbone al 2025)

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%

Penetrazione FER settore elettrico PNIEC



Carico residuo* (MW)



Il PNIEC è uno step intermedio per la piena decarbonizzazione al 2050

Elementi necessari agli obiettivi 2030 di decarbonizzazione

SEGNALI DI PREZZO DI LUNGO TERMINE

- **Rinnovo aste GSE/PPA** per rilanciare gli investimenti nelle rinnovabili rallentati negli ultimi anni e **Capacity Market** per fornire segnali di prezzo a lungo termine per promuovere gli investimenti in nuova capacità efficiente in grado di gestire la crescita delle FER e **consentire il phase out del carbone** e degli altri impianti più inquinanti

INTERVENTI INFRASTRUTTURALI

- Interventi infrastrutturali della rete in AT per risolvere nuove congestioni e vincoli, aumentare adeguatezza e sicurezza del sistema, gestire il phase out carbone, migliorare integrazione delle rinnovabili e ridurre l'overgeneration:
 - Potenziamento e sviluppo delle rete elettrica, **dorsali interne (Nord-Sud), interconnessioni con estero e con le isole maggiori**
 - Investimenti per regolazione tensione ed aumento inerzia del sistema

STORAGE

- Necessari nuovi sistemi di **storage idroelettrico ed elettrochimico** per garantire adeguatezza, sicurezza e inerzia di sistema, assorbendo energia nelle ore di maggiore produzione rinnovabile

Senza nuove infrastrutture di rete AT, segnali a termine per rinnovo parco impianti e nuovi storage obiettivi PNIEC non raggiungibili

Segnali di Prezzo di Lungo Termine – Capacity Market

Sistema elettrico da diversi anni in **estrema difficoltà in termini di adeguatezza** (criticità a rischio di attivazione del PESSE)



Luglio 2015 punte di fabbisogno per **temperature superiori alla media** (valore record di 60,5 GW)

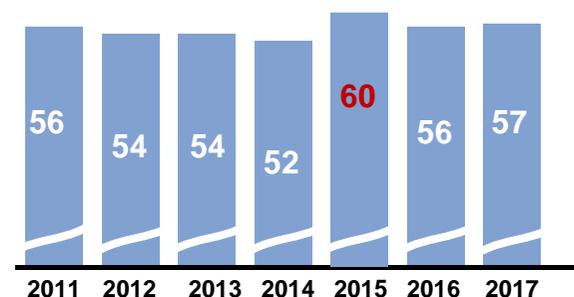


Gennaio 2017 attesi margini negativi a Nord e Centro-Nord nella terza settimana di gennaio '17 per **ondata di freddo ed indisponibilità impianti nucleari francese**



Luglio-Agosto 2017 punta di fabbisogno registrata, per la prima volta, **nel mese di agosto** (c.a. 56,6 GW il 3/8) concomitante alla **scarsa idraulicità** dell'intero anno

Punta di fabbisogno 2011-2017



AZIONI DI BREVE PERIODO MESSE IN ATTO

- Rientro in servizio di impianti indisponibili**
- Approvvigionamento di ulteriori 500 MW di **interrompibilità istantanea** per il 2017 e potenziamento strumenti interrompibilità per il 2018 (3,95 GW su continente + 250MW isole)
- Contratti a termine** per partecipazione attiva domanda
- Diniego** autorizzazione **dismissioni e messa in conservazione**

In situazioni di criticità (anche a rischio attivazione PESSE) il mercato spot non ha fornito i corretti segnali di prezzo necessari per gli investimenti in nuova capacità

Segnali di Prezzo di Lungo Termine – Capacity Market

L'attuale contesto di mercato **non garantisce strumenti che forniscono segnali di prezzo di LT capaci di promuovere gli investimenti** sia in impianti rinnovabili che tradizionali per rinnovare il parco e permettere dismissione impianti più inquinanti

Il **Capacity Market** è uno **strumento fondamentale per realizzare gli obiettivi di decarbonizzazione** in quanto promuove investimenti in nuova capacità flessibile in grado di gestire la crescita delle FER e consente il phase out degli impianti più inquinanti promuovendo la conservazione della sola capacità esistente più efficiente

- Fondamentale accelerare il processo di approvazione e finalizzare tutte le azioni per consentire **l'esecuzione delle aste entro il 1° H'19**
- Per consentire una più ampia partecipazione alle aste di nuovi impianti è necessario **semplificare e velocizzare le procedure autorizzative** sia per gli impianti a gas sia per gli impianti di accumulo

Essenziale avviare il Capacity Market entro metà Giugno 2019, semplificare i processi autorizzativi e definire la disciplina Mothballing (ex legge 290/2003)

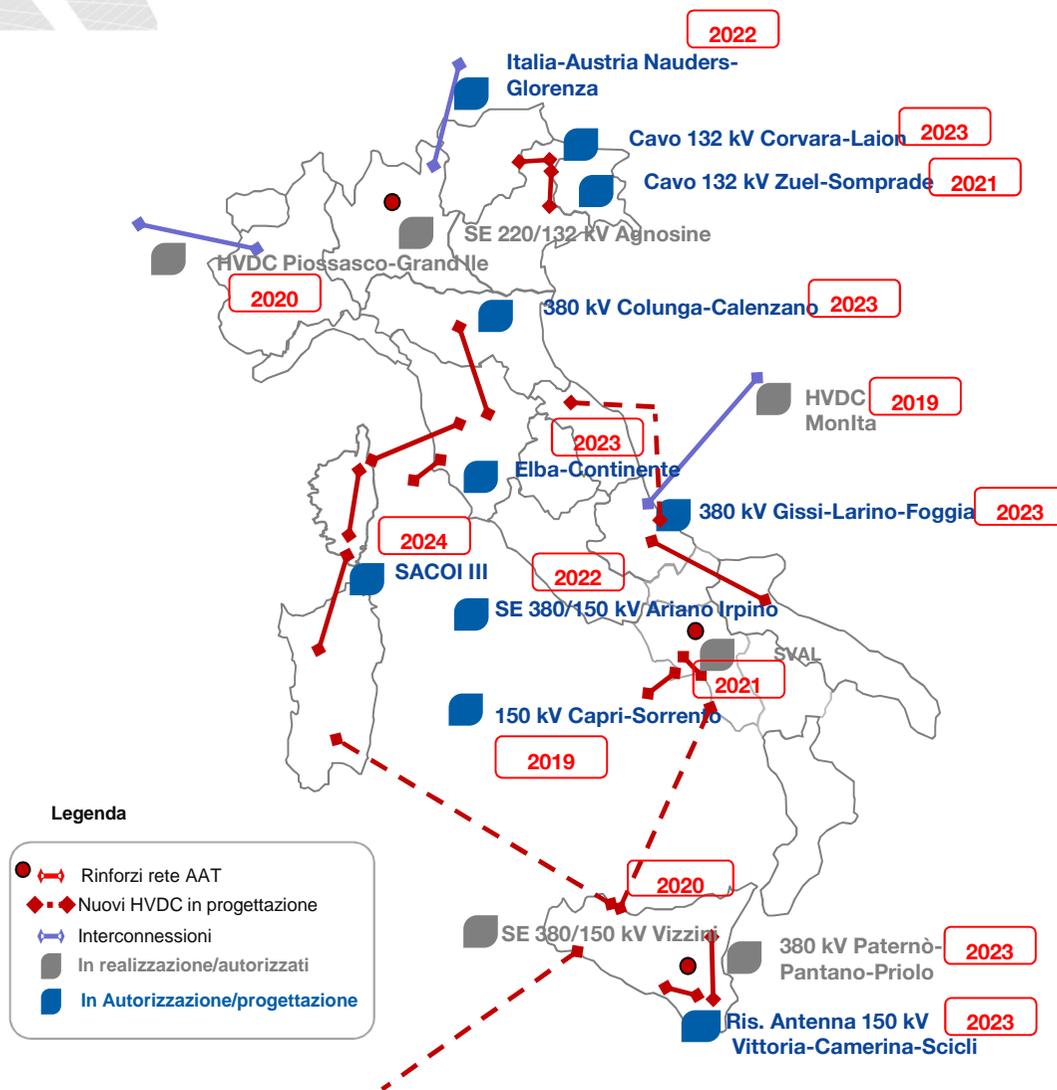
Infrastrutture: drivers di Piano Investimenti



- **Nuovi investimenti** per rinnovare/espandere la rete necessari per permettere:
 - Diffusione e integrazione RES
 - Integrazione dei mercati
 - Maggiore efficienza del mercato
 - Sicurezza del sistema (regolazione di tensione, potenza di corto circuito, congestioni)
- Investimenti di rete in AT sono gli **unici sottoposti ad Analisi Costi-Benefici**. Per una migliore pianificazione degli investimenti nelle reti elettriche **auspicabile un approccio coordinato e strutturato nella valutazione dei piani di investimento dei gestori di rete in alta media e bassa tensione, nel rispetto di logiche ACB**

Per realizzare gli investimenti necessari al sistema e agli obiettivi del PNIEC è fondamentale la semplificazione dei processi di autorizzativi per le reti in AT

Infrastrutture: principali interventi di sviluppo



DRIVER

- Decarbonizzazione
- Market Efficiency
- Sicurezza e resilienza
- Sostenibilità

FINALITÀ

- Risolvere nuove congestioni e vincoli
- Gestire in modo ottimale i servizi di rete
- Aumentare adeguatezza e sicurezza del sistema
- Migliorare integrazione delle rinnovabili
- Supportare un modello di sviluppo sostenibile

Fondamentale ridurre drasticamente i tempi di autorizzazione delle opere

Infrastrutture: HVDC Continente-Sicilia-Sardegna

- Sistemi elettrici di **Sardegna e Sicilia** caratterizzati da:
 - pochi impianti grandi e vetusti
 - forte presenza di FER non programmabili
 - scarsa magliatura con il Continente (2 collegamenti per ciascuna isola)
 - elevata sensibilità alle perturbazioni di rete
- **Debolezza** delle Isole sarà **amplificata da sviluppo FER** e in Sardegna anche da phase out del carbone
- **Realizzazione del Triterminale** è la soluzione tecnica/economica più efficiente:
 - la connessione nella parte sud dell'isola sarda - vista la presenza a nord del SAPEI e del SACOI - consente l'ottimizzazione delle condizioni di esercizio
 - garantisce i benefici in termini di incremento del socio-economic welfare, di riduzione costi MSD ed energia non fornita e di maggiore integrazione delle FER
 - necessaria a migliorare la sicurezza delle due isole indipendentemente dal phase out del carbone



Necessario per garantire la sicurezza elettrica delle isole ed per aumentare la penetrazione delle fonti rinnovabili

Infrastrutture: HVDC Centro Sud – Centro Nord

- La sezione CSud-CNord-Nord è la sezione maggiormente interessata da congestioni previste in aumento con lo sviluppo FER e le sue limitazioni attualmente condizionano l'adeguatezza del Nord-CNord
- **La realizzazione dell'HVDC CSud-CNord** è la soluzione più efficace per:
 - **incrementare la capacità di trasmissione** sulla sezione
 - garantire un **transito efficiente di energia rinnovabile** dal Sud al Nord
 - aumentare **la sicurezza e adeguatezza del sistema**
 - ottenere **benefici** in termini di incremento del socio-economic welfare, di riduzione costi MSD e maggiore integrazione delle FER



- **Fondamentale per pieno utilizzo FER sicurezza e adeguatezza**
- **In sinergia con altri interventi incrementa capacità trasporto su sezioni RTN particolarmente critiche, con impatti positivi su stabilità di tensione e frequenza**

Strumenti per il Phase Out del carbone (@ 2025)

Obiettivo **dismissione centrali a carbone** assicurando adeguatezza e sicurezza del sistema raggiungibile se accompagnato da misure ad hoc

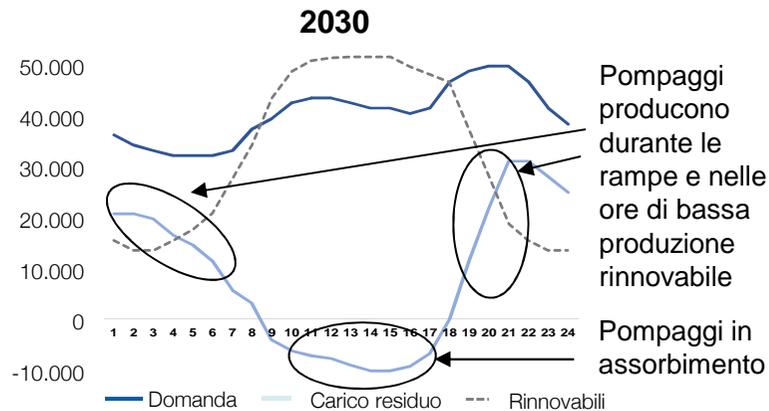
INTERVENTI NECESSARI AL PHASE OUT

STRUMENTI	Nuova capacità programmabile a gas	Accumulo idroelettrico	Infrastrutture RTN
		<ul style="list-style-type: none"> Almeno 3 GW di capacità a gas aggiuntiva a quella attuale Fino a 6 GW in caso di assenza di nuovi accumuli 	<ul style="list-style-type: none"> Almeno 3 GW di nuovi sistemi di accumulo
> Avvio Capacity Market	✓		
> Semplificazione procedure autorizzative	✓	✓	✓
> Contratti a termine		✓	
> Avvio cabina di regia	✓	✓	✓

Necessario che l'indirizzo dichiarato nel PNIEC sia seguito da azioni concrete volte a permettere il programma di dismissione, sbloccando l'avvio del mercato della capacità e velocizzando i processi di autorizzazione delle infrastrutture necessarie

Pompaggi - Esigenze di sistema al 2030

CURVA DI CARICO RESIDUO CON AUMENTO RINNOVABILI



L'ulteriore aumento delle fonti rinnovabili previsto al 2030 accentuerà i seguenti fenomeni:

- **Aumento rampa serale di carico**
- **Riduzione potenza regolante**
- **Riduzione margini di riserva alla punta**
- **Aumento congestioni sulla rete elettrica**
- Maggiore esigenza di risorse rapide di **regolazione**
- **Periodi di overgeneration***

Necessità di **6 GW** di accumulo idroelettrico (PNIEC)

- Al 2030, diversamente da oggi, **i pompaggi assorbiranno energia durante le ore centrali della giornata** (con carico residuo negativo) e produrranno nelle restanti ore contribuendo a:

- **coprire il fabbisogno** nelle ore di alto carico e scarso apporto di solare/ eolico
- **ridurre le congestioni di rete** e l'**overgeneration**
- fornire **regolazione di frequenza e tensione** anche per periodo prolungati ed **aumentare la potenza di corto circuito** e l'**inerzia del sistema**

Gli accumuli dovranno essere localizzati al **Centro**, al **Sud Italia** e nelle Isole dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo

→ In alternativa al pompaggio sarà possibile sviluppare **accumuli elettrochimici**

Al 2030 necessità di ulteriori 6 GW di pompaggio al Centro, al Sud Italia e nelle Isole per la gestione in sicurezza del sistema elettrico sempre più caratterizzato da FER

Pompaggi - Azioni necessarie

L'attuale modello di remunerazione dei pompaggi (MGP, MI e MSD) e il mercato della capacità **non permettono lo sviluppo di nuova capacità di pompaggio** in quanto non danno certezze di ottenere nel medio-lungo termine una adeguata copertura dei costi

Necessità di **contrattualizzazione a termine** tramite procedure competitive - in linea con i criteri previsti dalla regolazione europea e previste dal d.lgs. 93/11 - e di un **quadro normativo/regolatorio** che:

- faciliti l'iter di rilascio dell'autorizzazione e della concessione idroelettrica
- assicuri bancabilità del progetto (certezza della remunerazione nel lungo termine)
- identifichi le modalità di gestione degli impianti

Individuazione del Fabbisogno

- 1 Come previsto dal d.lgs. 93/11, Terna ha inserito nel **PdS 2018** per la prima volta le esigenze di accumulo idroelettrico, concentrate principalmente nel **Centro e Sud Italia**

Creazione di una cabina centrale di regia

- 2 La cabina di regia dovrebbe coinvolgere tutti i ministeri e istituzioni coinvolte (MISE, Ambiente, Infrastrutture e ARERA) e gli enti locali

Semplificazione dei processi autorizzativi

- 3 Norma primaria per la semplificazione dei processi autorizzativi (anche per concessioni idroelettriche)

Aste competitive per la realizzazione nuovi impianti di pompaggio (cd 'PPA accumuli')

- 4 Il d.lgs. 93/11 prevede procedure competitive svolte da Terna per la realizzazione di nuovi impianti di pompaggio e la loro contrattualizzazione a termine

Altri elementi PNIEC: Central Dispatch

Proposta PNIEC

Progressiva **evoluzione dell'attuale modello centralizzato di dispacciamento (Central Dispatch) verso un modello più decentrato** per gestire una crescente quota di risorse distribuite e tener conto dell'impulso delle nuove norme UE ad assegnare ai DSO nuovi compiti (quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità a livello locale)

Punto di vista Terna

- **Anche in un sistema Self Dispatch è comunque, ovviamente, necessario approvvigionare risorse a livello centralizzato per garantire regolazione di tensione e frequenza a livelli di sicurezza.**
- In un contesto di crescente penetrazione di GD un **modello decentralizzato (Self Dispatch) è tuttavia molto meno efficiente e più costoso** rispetto ad un modello Central Dispatch in quanto:
 - Le risorse movimentate localmente non sono necessariamente le più efficienti
 - E' comunque necessario un intervento di regolazione centralizzato a valle delle movimentazioni locali
- Nei paesi in cui sono adottati modelli Self Dispatch l'approvvigionamento delle risorse avviene al di fuori del mercato a prezzi di fatto amministrati e data l'evoluzione delle FRNP si stanno valutando modifiche alle modalità di approvvigionamento

Altri elementi PNIEC: Autoconsumo

Proposta PNIEC

- **Promozione autoconsumo mediante esenzione dal pagamento delle parti variabili degli oneri sull'energia non prelevata dalla rete pubblica*** al fine di sostenere l'autoproduzione nel BT
- Eventuale passaggio ad un sistema di incentivi espliciti solo in futuro

Punto di vista Terna

L'estensione dei regimi di autoconsumo con **incentivo implicito** comporta un significativo **aumento degli oneri a carico della platea di clienti che non autoconsuma**

Al crescere dell'autoconsumo esentato, cresce l'incentivo implicito ad autoconsumare:

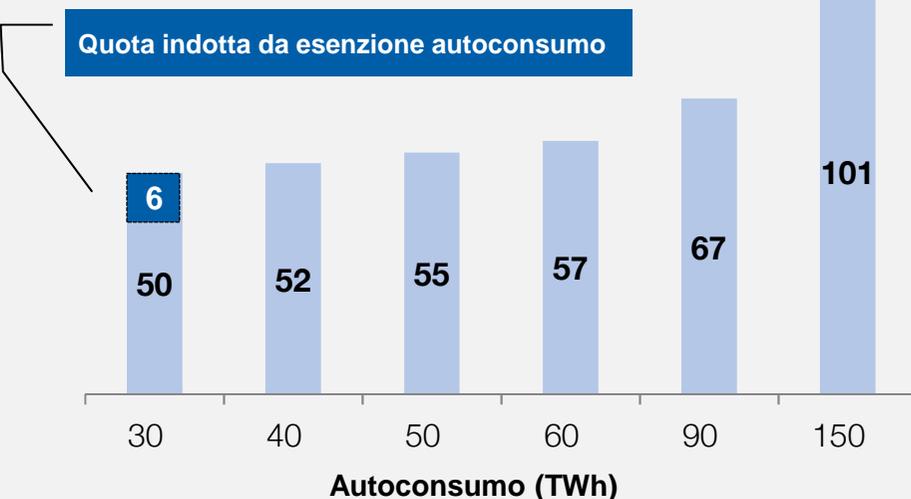
- si innesta un circolo vizioso che mette a rischio la sostenibilità dell'attuale impianto tariffario
- non necessariamente si incentivano impianti rinnovabili ed efficienti

Necessario **monitoraggio efficace dell'effetto redistributivo e dell'accettabilità dello stesso** indotto dall'esenzione proposta

L'autoconsumo - tramite forme di incentivazione - **preclude la possibilità di selezionare a mercato la produzione degli impianti di generazione più efficienti e può rendere molto critiche, oltre certi livelli le problematiche di sicurezza del sistema**

Incentivo implicito cliente domestico tipo su componenti variabili oneri di sistema e costi di rete(**)

Cliente domestico tipo: componenti variabili oneri di rete e di sistema (I trimestre 2019 - €/MWh)



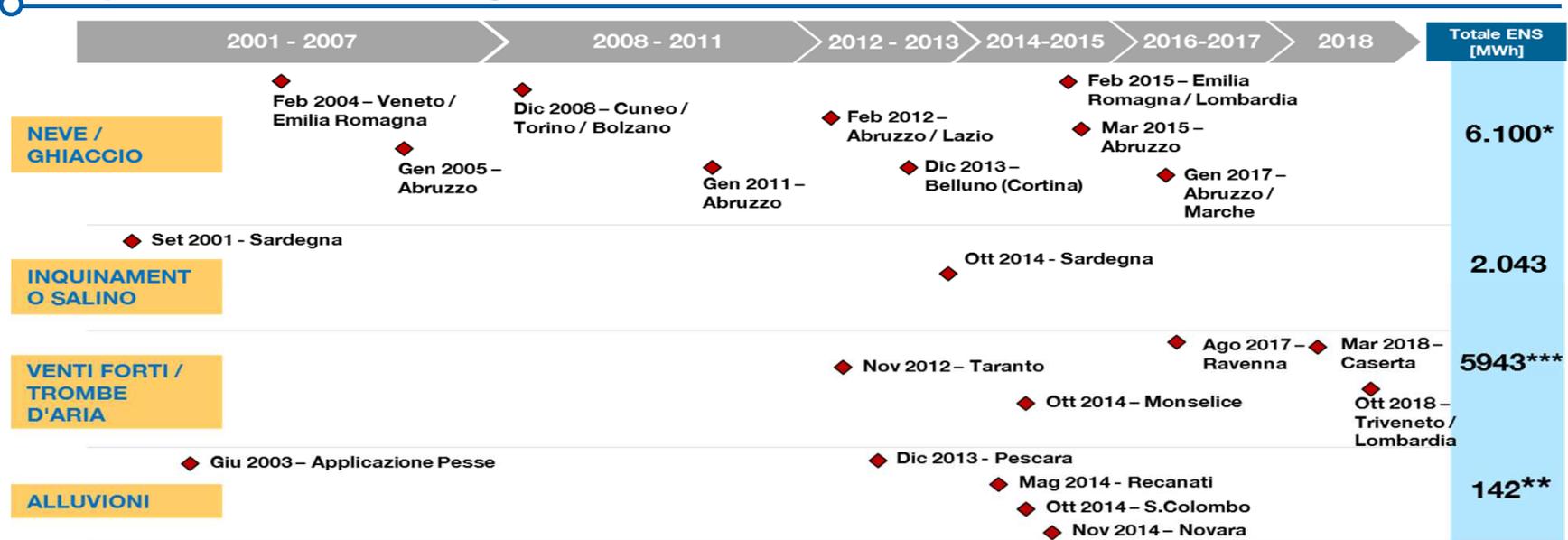
Forme esplicite di incentivazione consentirebbero una maggiore selettività delle soluzioni ed una controllabilità dei costi per maggiore efficienza ed efficacia complessiva

Altri elementi PNIEC: Resilienza (I)

Proposta PNIEC

- **Migliorare la resilienza della rete** a fenomeni avversi sempre più frequenti:
 - Nel medio-lungo periodo incrementare interventi di magliatura e potenziamento rete anche attraverso l'utilizzo del cavo interrato
 - Nell'immediato interventi di mitigazione (dispositivi antirotazionali) e maggior coordinamento con i principali soggetti coinvolti (Enti territoriali, Protezione Civile, enti gestori delle strade, ecc.)

Frequenza eventi meteorologici severi



Terna condivide la proposta PNIEC: aumento frequenza eventi meteo severi rende necessario incrementare resilienza con interventi infrastrutturali, funzionali e di miglioramento dell'efficienza operativa

Altri elementi PNIEC: Resilienza (II)

Piano incremento resilienza

Tipologia di intervento



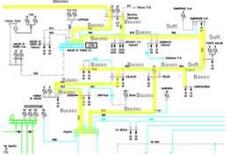
Interventi di mitigazione

- **Anti-rotazionali** per mitigazione rischio formazione manicotti
- **Distanziatori di fase** per mitigazione rischio contatto tra conduttori – *sperimentale*
- **Mezzi operativi** i.e. automezzi speciali
- **Sistema previsionale WOLF** per la previsione della formazione manicotti
- **Taglio piante incrementale** a mitigazione del rischio di caduta piante su conduttori
- **Rinforzo strutturale elettrodotti** per la mitigazione del rischio di danneggiamento



Interventi strutturali

- **Sezionatori selettivi** (34 sezionatori) per la rapida ripresa del servizio in caso di eventi
- **Richiusura antenne critiche** che alimentano Cabine Primarie in aree critiche
- **Interventi di sviluppo** puntuali per magliatura e rinforzo di porzioni di rete in aree critiche



Nuove risorse per la gestione delle emergenze

- **Carichi zavorra** (3 presso stazioni elettriche) come dispositivi di de-icing – *sperimentale*
- **Monitoraggio delle stazioni** per la localizzazione del guasto
- **Monitoraggio Linee** – industrial defence tower



Terna impegnata in interventi per migliorare la resilienza della rete

Conclusioni

Le sfide per il sistema elettrico degli obiettivi PNIEC rendono fondamentale **semplificare le procedure autorizzative** e implementare un **articolato mix di interventi**



L'avvio rapido del **Capacity Market** è fondamentale per mantenere livelli sufficienti di adeguatezza del sistema e permettere il phase out del carbone e il rinnovo del parco di generazione, per chiudere gli impianti più inquinanti e meno efficienti. Necessario avviare quanto prima aste con contingenti importanti per nuove RES



Gli **interventi infrastrutturali** sono fondamentali per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione in condizioni di sicurezza e adeguati standard di qualità del servizio elettrico, minimizzando il costo complessivo per i consumatori ed il sistema. Potenziamento **della rete in AT** con nuove dorsali sul continente e nuove interconnessioni con l'estero e con le isole, **fondamentali per decarbonizzazione e riduzione dei costi del sistema**



Necessario avviare anche un processo di definizione delle regole per promuovere la realizzazione di **sistemi di storage** a mercato – in particolare di tipo idroelettrico. Necessario avviare **procedure competitive** per la realizzazione di nuovi impianti di pompaggio