



Commissione X Attività Produttive Camera dei Deputati

Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030

Carlo Tamburi

Direttore Enel Italia

Roma, 15 maggio 2019



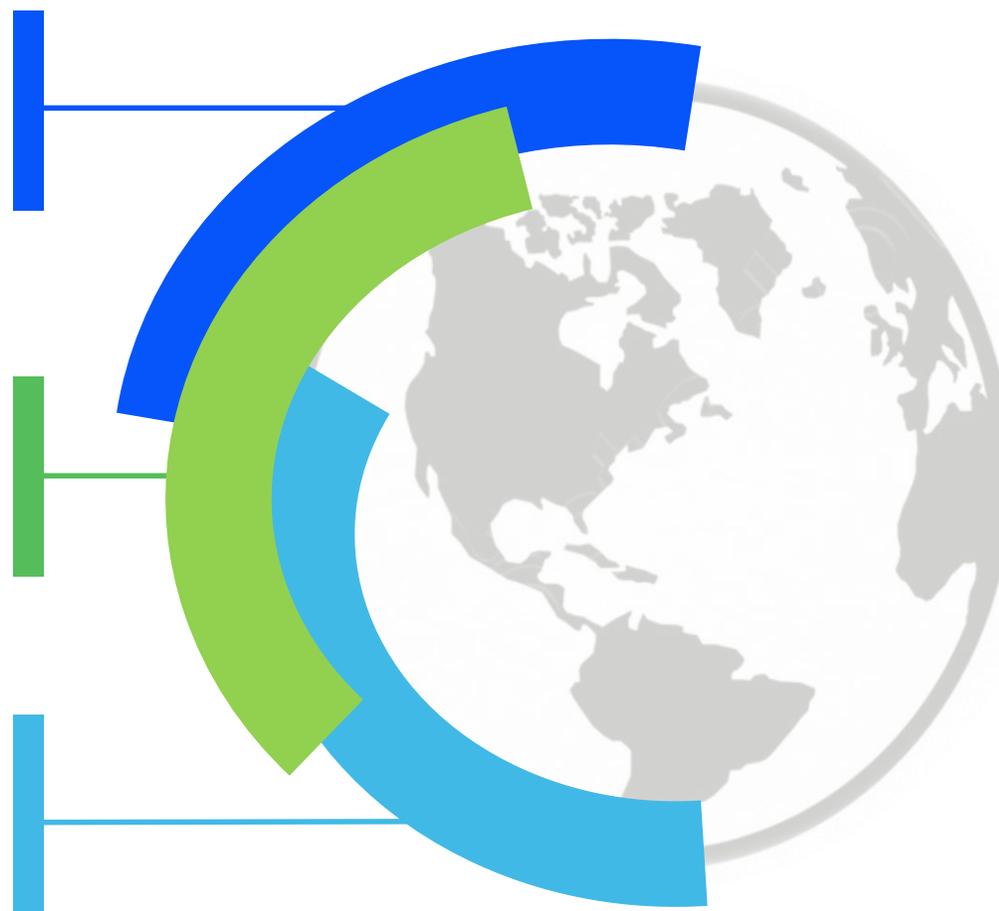
Enel: un leader nel nuovo mondo dell'energia



Il più grande operatore di rete¹

Il più grande operatore privato nel settore delle rinnovabili²

La più vasta base clienti nel mondo¹



73 milioni di clienti connessi



43.4 GW di capacità rinnovabile²



46.4 GW di capacità convenzionale



6.2 GW di *Demand Response*



70.4 milioni di clienti³

1. Per numero di clienti connessi. Aziende pubbliche non incluse
2. Per capacità installata. Include capacità gestita per 4,2 GW
3. Incluso il nucleare Clienti luce e gas su mercati liberi e regolati

Piano strategico di Enel incentrato su reti e rinnovabili

Il posizionamento del gruppo Enel in Italia



Principali dati industriali 2018



Rinnovabili

14 GW capacità installata
25,5 TWh produzione



Generazione termica

14 GW capacità installata
28 TWh produzione

Produzione energia elettrica Enel pari a ~ 19% del totale Italia (280 TWh)*

Capacità installata Enel pari a ~ 25% del totale installato Italia*



Infrastrutture e Reti

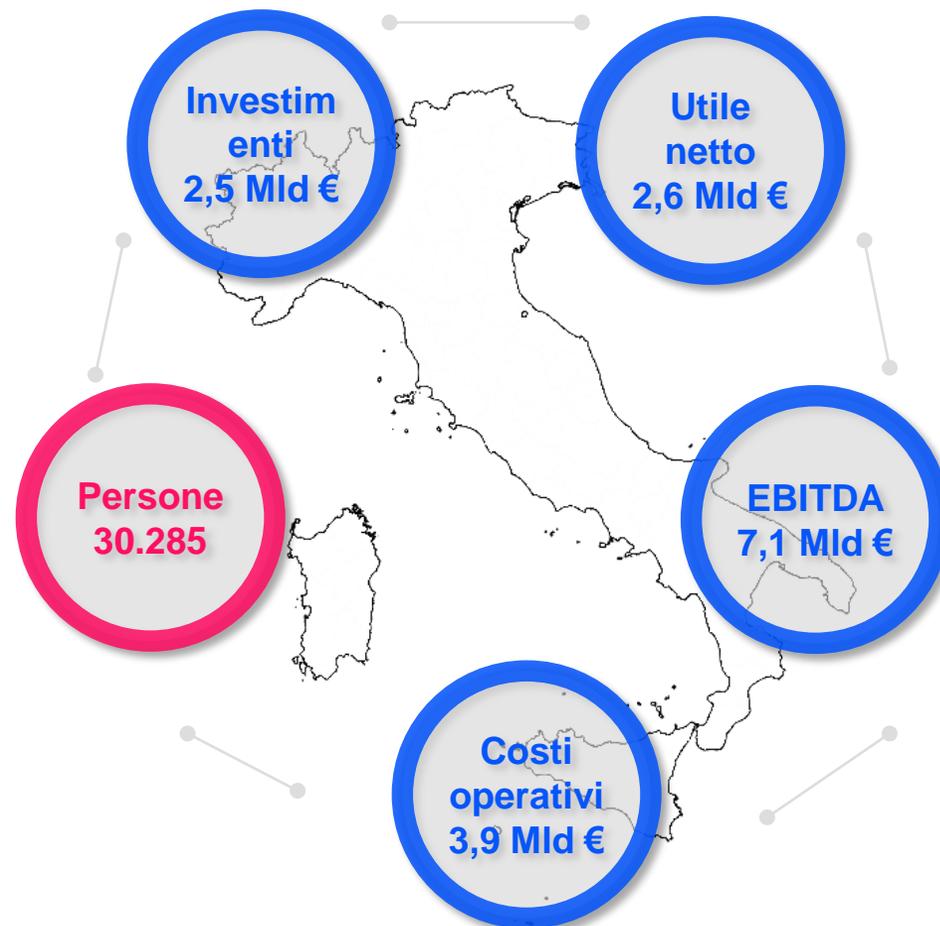
31,4 mln utenti finali
228 TWh distribuiti



Clienti

12,7 Mln clienti power & gas free
16,6 Mln clienti power tutelato

Dati economici 2018 (Mld€)



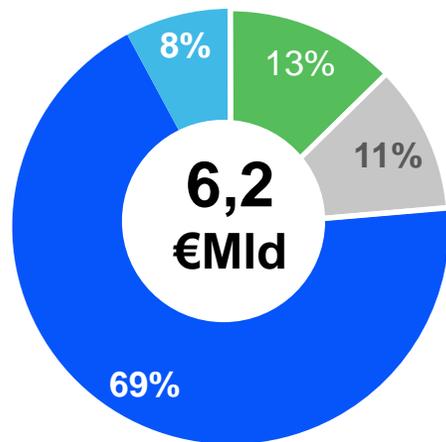
(*) Stima interna

Piano Investimenti Gruppo Enel in Italia

Mld €

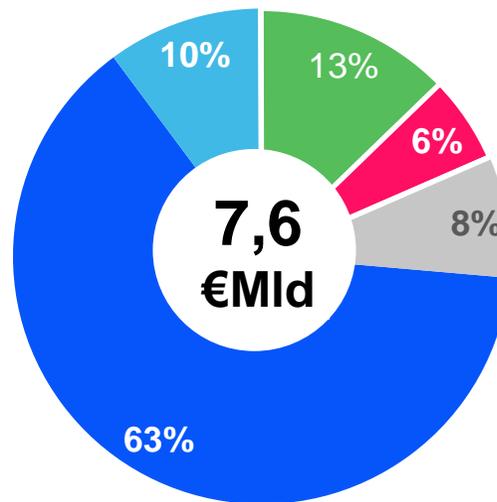


Cumulato 2016-18



+23%

Cumulato 2019-21



■ Distribuzione ■ Retail ■ Rinnovabili ■ Enel X ■ Altro

Progetti principali

DIGITALIZZAZIONE RETE
1,4 Mld €

QUALITA' 0,4 Mld €

RESILIENZA 0,4 Mld €

RINNOVABILI
1,0 Mld €

**EFFICIENZA, MOBILITA'
ELETTRICA e SERVIZI
INNOVATIVI** 0,4 Mld €

Investimento medio annuo previsto in piano pari a circa ~2,6 Mld€



Contesto

Principali driver della transizione e target europei e nazionali




Decarbonizzazione e sviluppo Rinnovabili



Affidabilità (sicurezza, adeguatezza e resilienza)



Efficienza energetica (elettrificazione)

Target Europa		
- 40% gas serra vs 1990	32% FER consumi energetici	- 32,5% consumi energetici*
Target Italia PNIEC		
- 37% gas serra vs 1990	30% FER consumi energetici	- 43% consumi energetici primari*
<p>↓</p> <p>Phase out impianti a carbone al 2025 e applicazione limiti emissivi nel capacity a partire dal 2020</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 55,4% nel settore elettrico • 21,6% nel settore trasporti (biocarburanti e mobilità elettrica), vs 14% europeo • 33% nel settore termico 	<ul style="list-style-type: none"> • -39,7% dell'energia finale (target non vincolante) • Target vincolante di riduzione consumi finali annui pari allo 0,8% (rispetto alla media del periodo 2016-18)

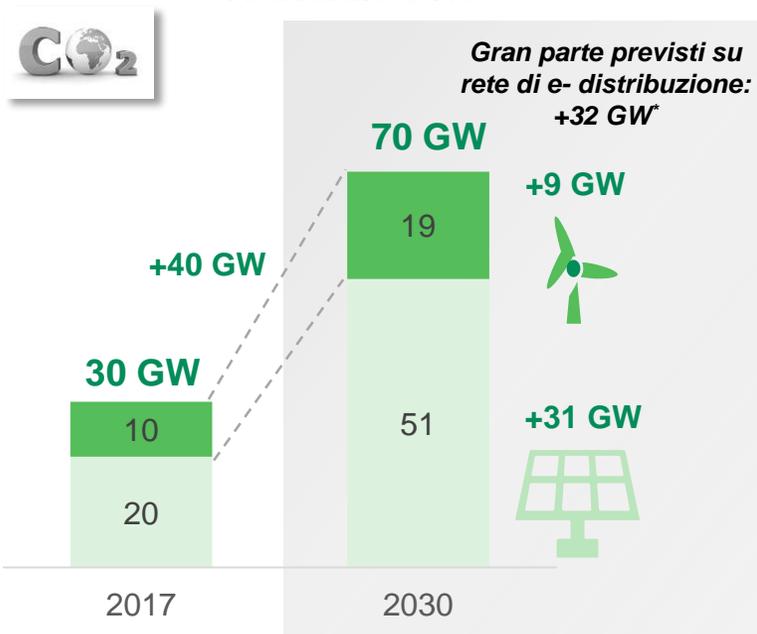
* Rispetto allo scenario tendenziale definito nel 2007 (Primes EU Reference Scenario 2007 – Energy, transport and GHG emissions trends to 2030)

Target PNIEC

Gli aspetti di maggior rilievo del settore elettrico

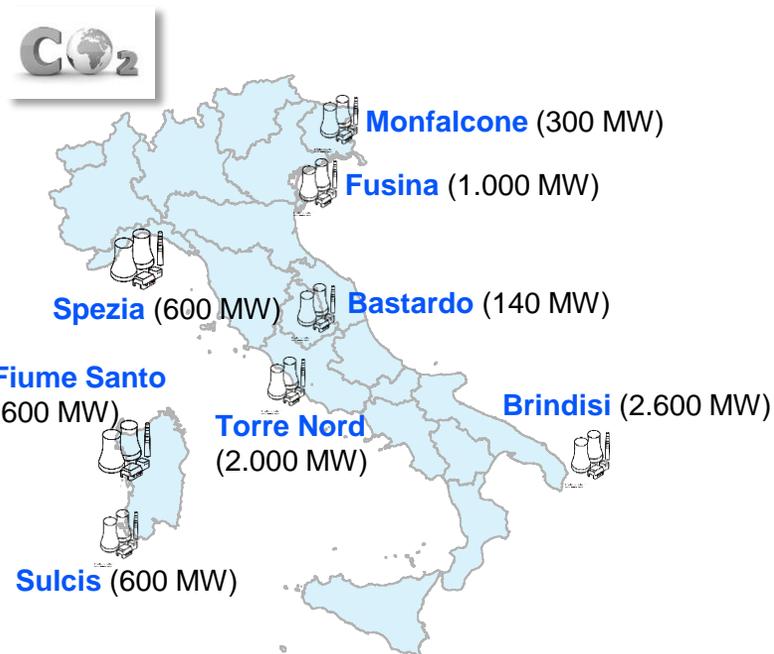


Sviluppo fonti rinnovabili
55,4% dei consumi elettrici
vs attuale 34%

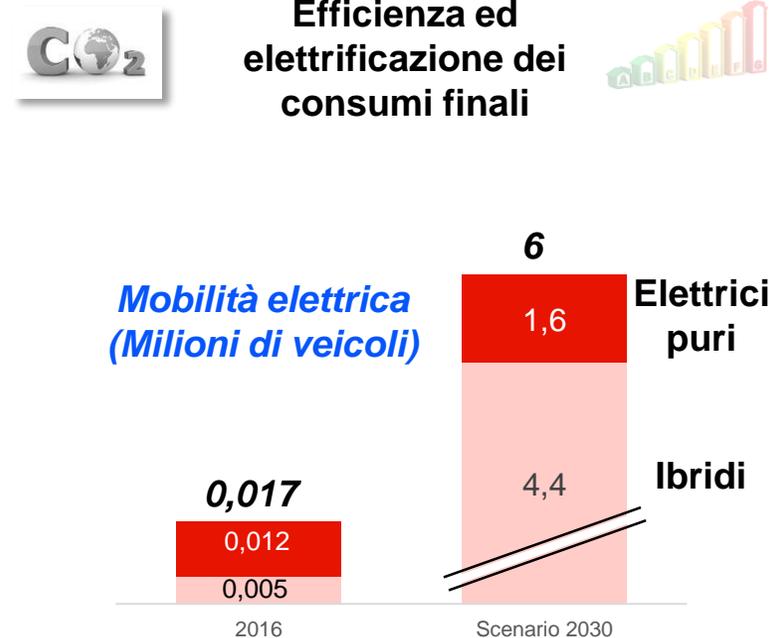


*Stima Enel

Phase out carbone
-8 GW al 2025



21,6% fonti rinnovabili nei trasporti*
vs attuale 6,5%
+ Efficienza ed elettrificazione dei consumi finali



* Rispetto al 14% fissato a livello EU

Necessarie azioni mirate per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per garantire l'affidabilità del sistema elettrico

Phase out carbone

Piani di dismissione del carbone dei Paesi europei

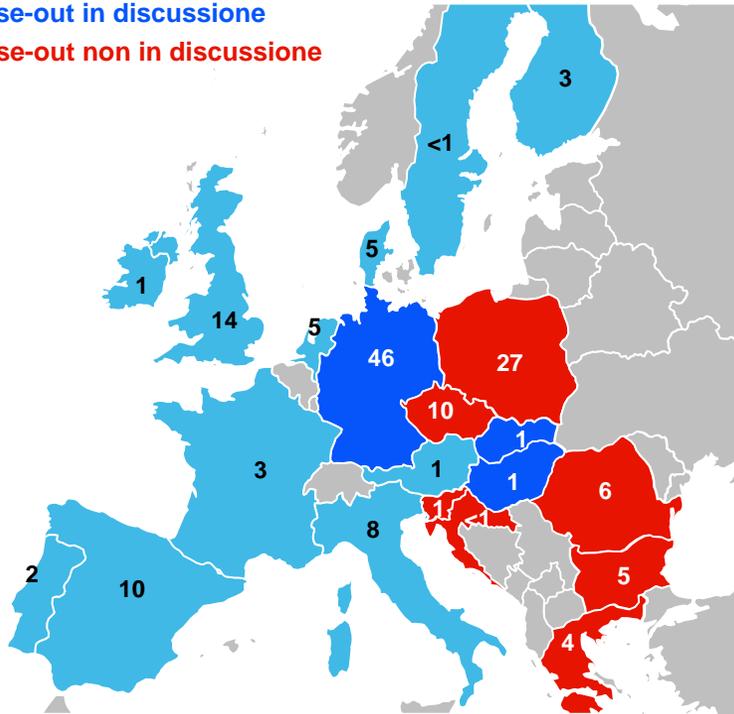


Capacità a carbone 2017 (GW)

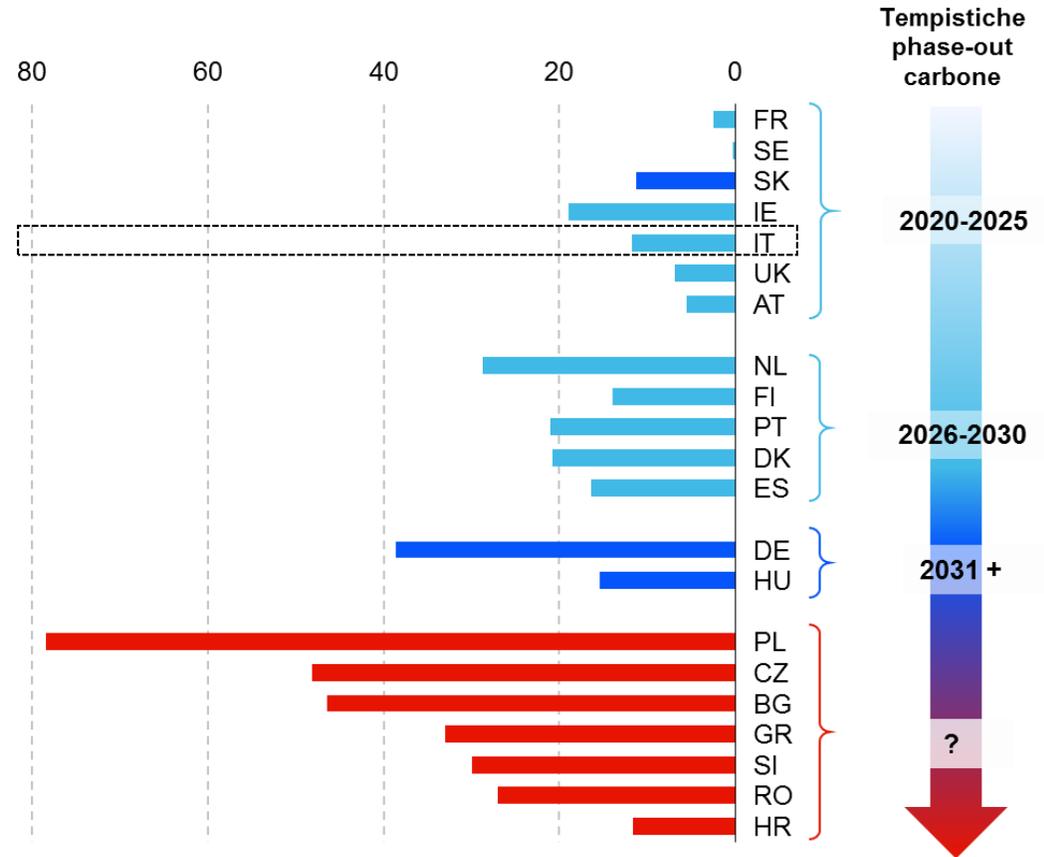
Data Phase-out fissata

Data Phase-out in discussione

Data Phase-out non in discussione



Share generazione a carbone 2017 (%)

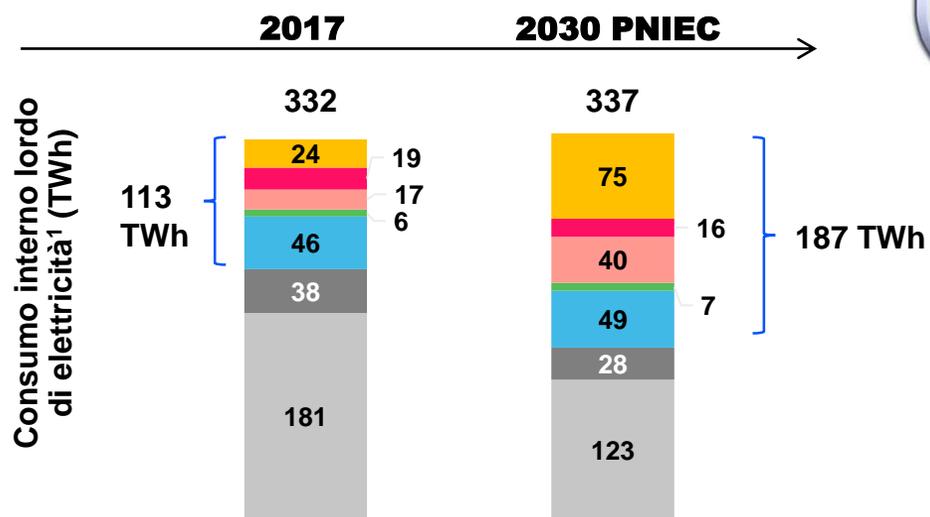


**Differenti velocità di dismissione del carbone nei Paesi europei
Auspicabile coordinamento dei piani di phase-out a livello europeo**

Evoluzione del sistema elettrico al 2030



L'evoluzione del sistema elettrico al 2030 previsto dal PNIEC comporta:



- **Nuove regole e misure di mercato** per considerare necessità ed opportunità specifiche legate all'aumento della produzione **eolica** e **solare** e al **phase out del carbone**, coinvolgendo le rinnovabili nella fornitura di servizi evoluti, con l'obiettivo di misurare e preservare i requisiti di sicurezza del sistema.
- **Minore dipendenza dall'import**
- Necessità di incrementare la **flessibilità del sistema** per garantirne l'**adeguatezza** e la **sicurezza**
 - Lato offerta, anche attraverso nuove tecnologie (es: accumulo)
 - Lato domanda, abilitando il potenziale del consumo flessibile (Demand Response e veicoli elettrici in particolare)
- **Tempestiva ed accurata pianificazione degli investimenti** in infrastrutture
- **Snellimento ed adeguamento procedure autorizzative** al fine di ottimizzare lo sfruttamento della risorsa massimizzando la producibilità e minimizzando il consumo di suolo
- **Innovazione e digitalizzazione:** necessario quadro abilitante per lo sviluppo, e successiva fase di test nel mercato, di nuove soluzioni ed applicazioni tecnologiche

Obiettivi sfidanti necessitano di una accurata pianificazione integrata degli investimenti in nuova capacità e in infrastrutture di rete per garantire l'affidabilità del sistema elettrico

¹Produzione idroelettrica ed eolica normalizzata (come prescritto dalla RED II ai fini del calcolo del target 2030). Il PNIEC fa riferimento allo sviluppo e contributo alla produzione di RES di 880 MW di CSP e 900 MW di wind offshore. Composizione consumo interno lordo (fossili+import) da fonte RSE e stime Enel. ² Stime Terna per la capacità fossile al 2030.

Le risorse per garantire l'affidabilità del sistema



Sviluppo della rete di trasmissione

Importante realizzare i **numerosi e rilevanti investimenti** sulla RTN previsti nei piani di sviluppo (10,5 Mld€ nel periodo 2017-30) cercando di comprimere la **durata degli iter autorizzativi** ad oggi particolarmente estesa (circa 11 anni in media per una linea)



Sviluppo della rete di distribuzione

Previsti **rilevanti investimenti (25,7 Mld€ nel periodo 2017-30)** per la connessione, l'abilitazione delle risorse distribuite e la **gestione in sicurezza** della rete di distribuzione e dell'intero sistema elettrico



Accumuli

Lo sviluppo deve essere pianificato tenendo conto anche dei **tempi realizzativi/autorizzativi** delle diverse tecnologie. Inoltre lo **sviluppo della nuova capacità rinnovabile** deve essere pianificato favorendone anche l'integrazione con tecnologie – come gli **accumuli esistenti e nuovi** - che possono supportare l'esigenza di **flessibilità del sistema**



Demand response

Sviluppo, oggi affidato a progetti pilota, da perseguire a regime attraverso la **partecipazione a meccanismi di mercato** strutturati, prevedendone obiettivi minimi di sviluppo



Nuova capacità alimentata a gas

Risorsa a copertura dell'eventuale **fabbisogno residuo** di adeguatezza e per il cui sviluppo è necessario **accelerare gli iter autorizzativi e prevedere l'avvio di strumenti di remunerazione della nuova capacità (es: Capacity Market)**

Affidabilità del sistema da perseguire attraverso lo sviluppo coordinato di differenti risorse

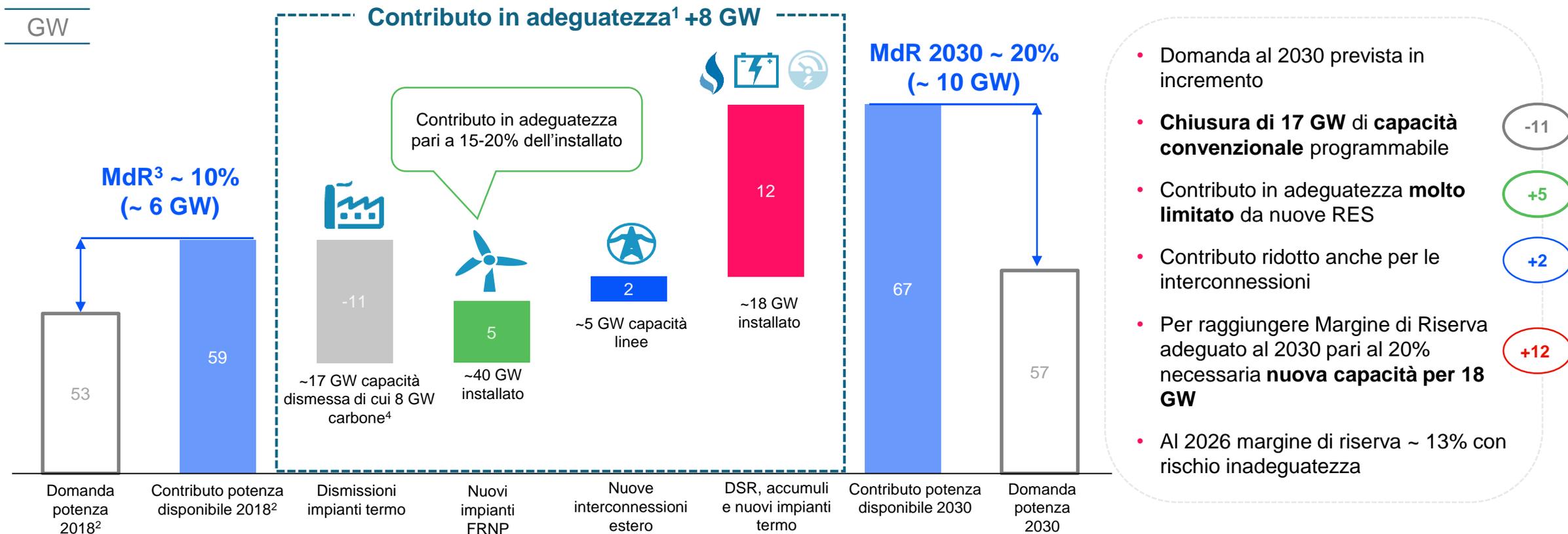
Focus adeguatezza Italia al 2030

Necessari al 2030 +8 GW di contributo in adeguatezza



Contributo in adeguatezza

XX



Phase out al 2025 crea discontinuità da colmare prioritariamente con FER, reti e nuove tecnologie. Nuovi impianti gas a copertura dell'eventuale fabbisogno residuo. Fondamentale coordinamento tempistiche

¹ Il grafico indica il contributo in adeguatezza delle varie risorse, calcolato in base a coefficienti che tengono conto della disponibilità della risorsa rispetto alla capacità installata.

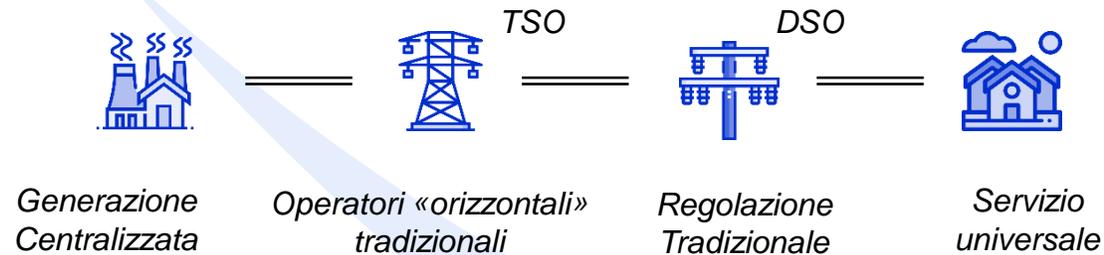
² Dati provvisori Terna ³ Margine di riserva ⁴ Include capacità in Sardegna ipotizzando completamento al 2030 delle infrastrutture necessarie per il phase out

Focus rete di distribuzione

Ruolo chiave del DSO in un ecosistema che cambia

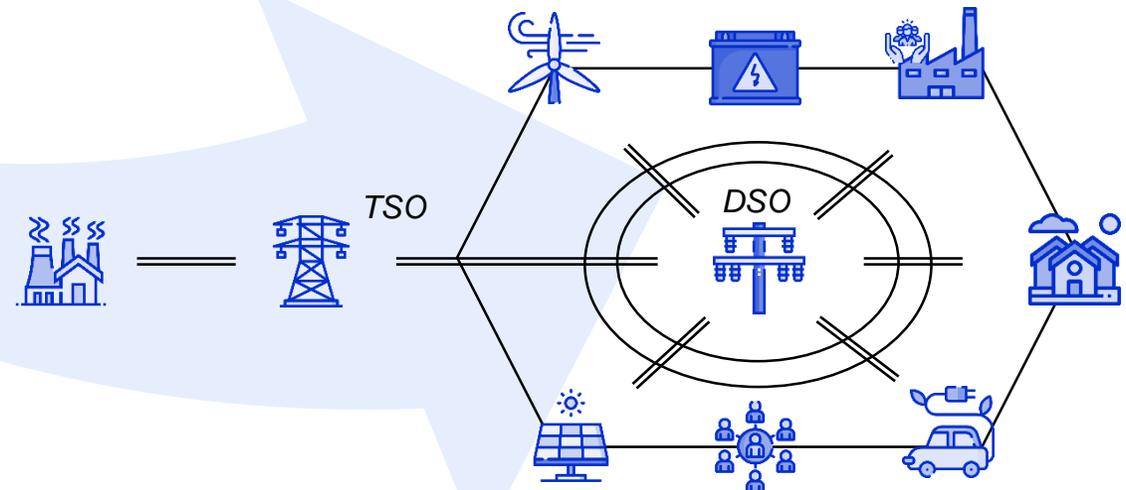


Sistema energetico tradizionale



- Modello **centralizzato vs distribuito**
- Nuovi **attori emergenti** (aggregatori)
- **Partecipazione attiva** clienti/prosumer tramite Open Meter

Sistema energetico in evoluzione



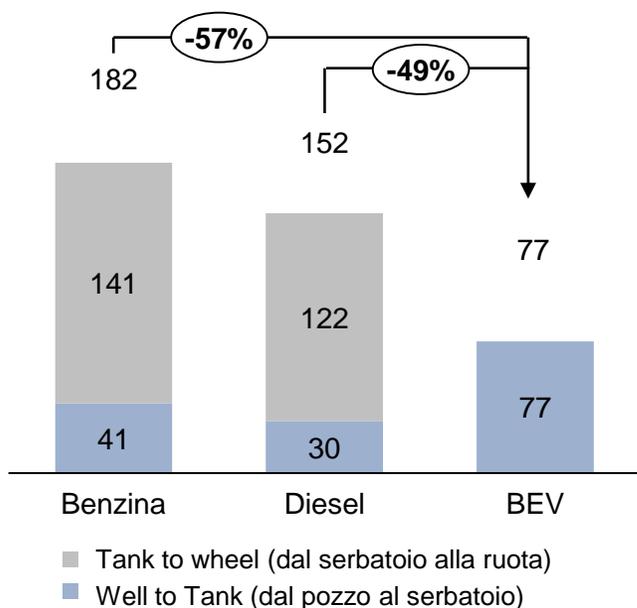
La rete di distribuzione dovrà integrare le azioni di tutti gli attori per abilitare un sistema elettrico efficiente, economico e sostenibile

Focus Elettrificazione consumi

La mobilità elettrica

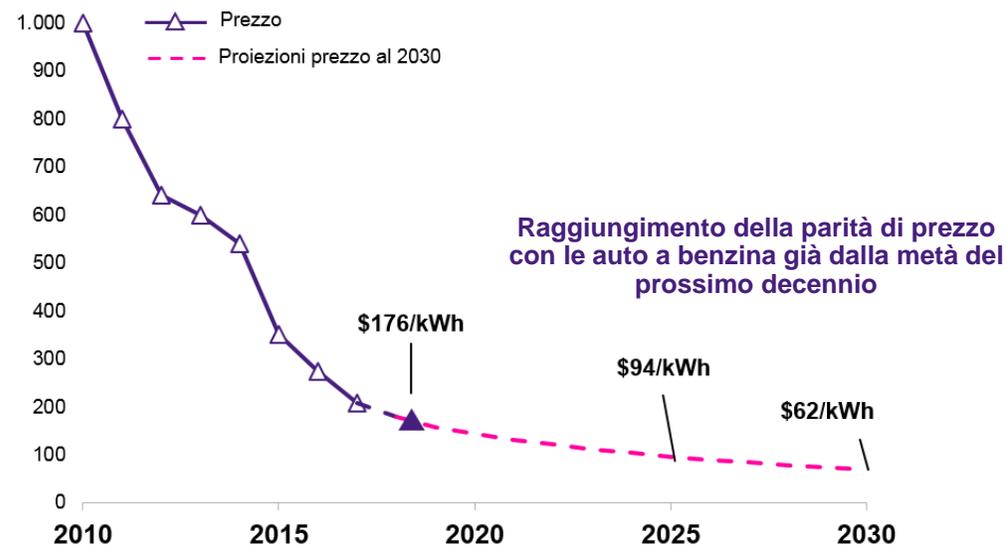


Emissioni veicoli elettrici vs convenzionali¹ (gCO₂/km)



Efficienza auto elettrica
3,5 volte maggiore vs
auto benzina

Evoluzione costo batterie Li-on (\$/kWh)



Source: BNEF, The life and death of a lithium-ion battery, Feb19

Sviluppo mobilità elettrica, favorito da riduzione prezzo batterie, porterà massimizzazione mix elettrico decarbonizzato, benefici per qualità aria in zone urbane e fornitura servizi di flessibilità per il sistema (V2G²)

¹Fonte: Elaborazioni Enel, Emissioni Well to Wheel + Life Cycle Assessment, media delle 5 auto classe C più vendute in Europa, test WLTP. Cautelativamente utilizzato mix elettrico Italia al 2015. Altre ipotesi: vita utile veicoli a diesel 208.000 km, veicoli elettrici e a benzina 160.000 km, blending di biocombustibili al 10% per i veicoli a benzina, 7% per i veicoli a diesel

²Vehicle to Grid: utilizzo, in forma aggregata, delle batterie dei veicoli in sosta per la fornitura di servizi di dispacciamento

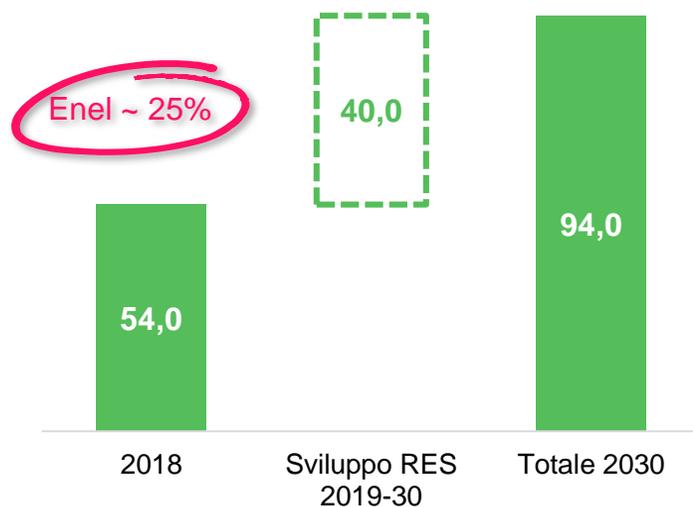


Misure necessarie per la transizione energetica

Sviluppo fonti rinnovabili



Sviluppo RES al 2030 (GW)



- **Target Enel al 2030:** mantenimento quota installato attuale
- Previsti per **2019-21 investimenti per 1 Mld €** in nuova capacità, repowering e **manutenzioni** per miglioramento performance su parco esistente

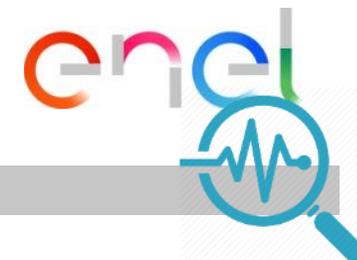
Misure necessarie



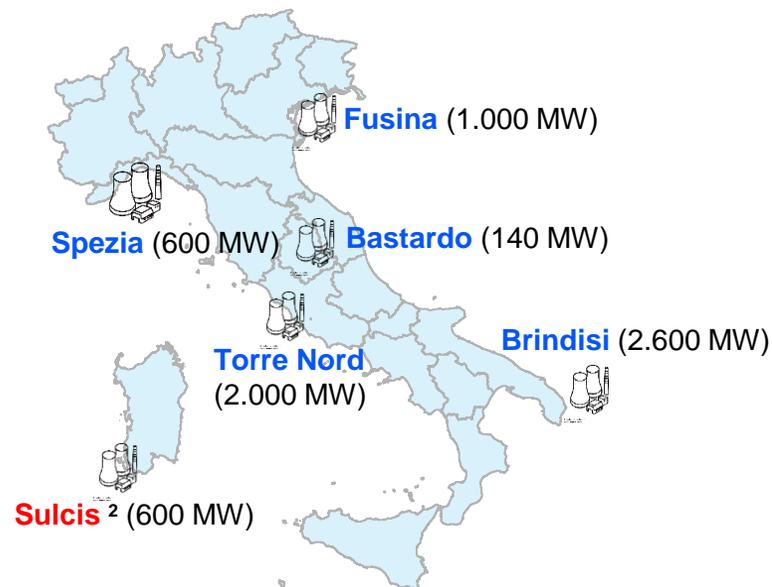
- **Semplificazioni autorizzative:** certezza/riduzione dei tempi, snellimento e uniformità dell'iter sul territorio nazionale per impianti nuovi e rifacimenti; estensione del concetto di «non sostanzialità» delle varianti relative all'evoluzione tecnologica dei componenti principali (turbine eoliche, pannelli. ecc.)
- Necessità di una normativa per **semplificare l'iter autorizzativo e per rendere prioritario l'utilizzo di terreni marginali** rispetto ad altri terreni
- **Valorizzazione impianti esistenti: idroelettrico** e eolico rappresentano circa il **56% della produzione FER attuale¹**
- Superamento dei limiti all'accesso agli incentivi previsti dallo «**Spalma Incentivi**»
- Accesso al mercato di **nuova capacità rinnovabile** anche attraverso l'integrazione con **nuove tecnologie**– quali gli **accumuli** – così da supportare la **richiesta di flessibilità del sistema** e l'offerta di **nuovi servizi**, anche alla luce della positiva esperienza in altri mercati nel Mondo

¹Calcolato su produzioni normalizzate 2017

Phase out carbone e affidabilità del sistema



Misure necessarie



Enel intende **sostituire la capacità a carbone** con impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e nuova capacità a gas

- Tempi per le procedure autorizzative rapidi e certi
- Previsione di **strumenti ad hoc, anche di lungo termine**, per acquisizione dei servizi necessari a garantire l'affidabilità del sistema:
 - **capacity market** per permettere realizzazione nuova capacità di sostituzione
 - **apertura all'ingresso di accumuli**, anche associato alla nuova capacità rinnovabile, per favorire flessibilità
 - approvvigionamento di servizi **specifici** per bilanciamento rapido/ultrarapido
 - Eventuali strumenti ad hoc per preservare esercizio impianti a carbone necessari per adeguatezza prima del loro definitivo phase-out

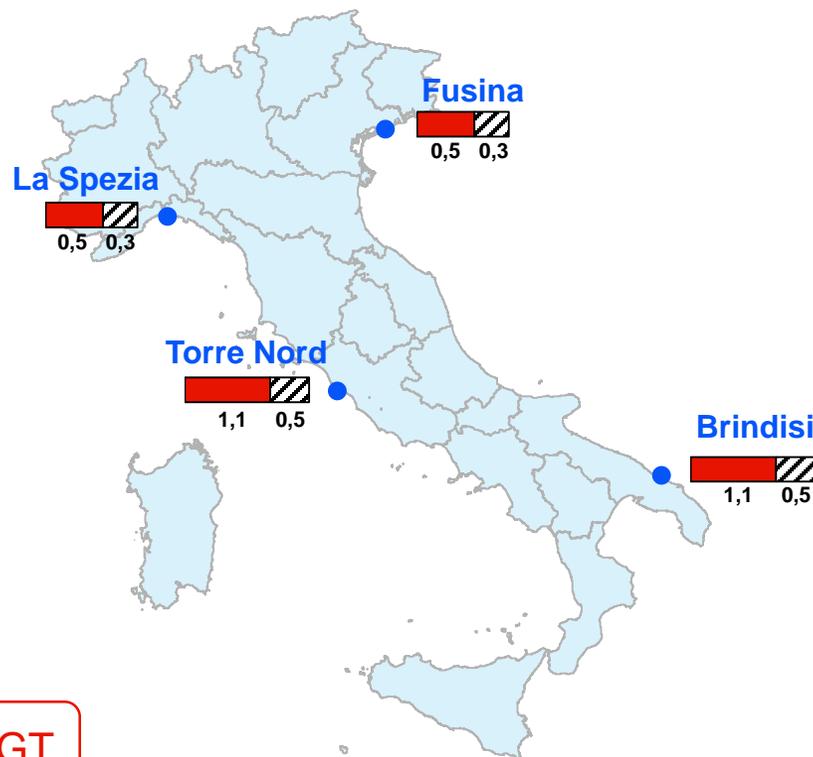
Tavolo di lavoro phase-out carbone avviato dal Governo funzionale a implementare le misure necessarie salvaguardando il contesto sociale

1, La *Coal Commission* tedesca ha proposto alcuni criteri per gestire la transizione del phase out del carbone in Germania, replicabili sul contesto italiano: [procedure autorizzative accelerate per nuovi impianti a gas sui siti coal esistenti](#), tutela del diritto di proprietà e conseguente necessità di compensazioni a favore degli impianti oggetto di chiusura anticipata, compensazioni da definire in accordo con i titolari,

2. Dismissione da valutare compatibilmente ad esigenze puntuali relative alla sicurezza del sistema elettrico della Sardegna, evidenziate da Terna e dal MISE, nonché all'evoluzione tecnico e economica dell'isola

Avvio iter di permitting per nuova capacità a gas

Creazione di opzione strategica per il Gruppo



- Avviato iter di **permitting per nuova capacità a gas** in parziale sostituzione della capacità a carbone oggetto di phase out, con approccio modulare a seconda delle esigenze del sistema
- Impianti a **gas** a ciclo aperto (OCGT). Da valutare a seconda delle esigenze di sistema e delle condizioni di mercato la possibilità di realizzare impianti gas a ciclo combinato (CCGT)
- Riduzione di capacità termica con significativo miglioramento delle performance ambientali grazie all'utilizzo di tecnologie più flessibili ed efficienti
- **Riutilizzo siti ed infrastrutture esistenti in ottica di economia circolare in modo da assicurare adeguata continuità sia occupazionale che di sistema elettrico**

Necessari iter autorizzativi rapidi e certi ed avvio strumenti di remunerazione capacità a termine (es. Capacity Market)

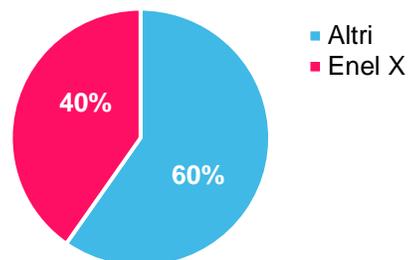
Gestione attiva della domanda (Demand Response)

Iniziative Enel e misure necessarie



Quote di mercato Enel X nel Demand Response

Potenza UVAM¹ assegnata
Tot 656 MW



- **Enel X è il primo operatore in Italia e leader mondiale** con 6.200 MW gestiti
- Enel X ha finalizzato importanti acquisizioni, quale strumento per **posizionarsi velocemente in nuovi segmenti** di mercato acquisendo il relativo know-how e competenze

Misure necessarie

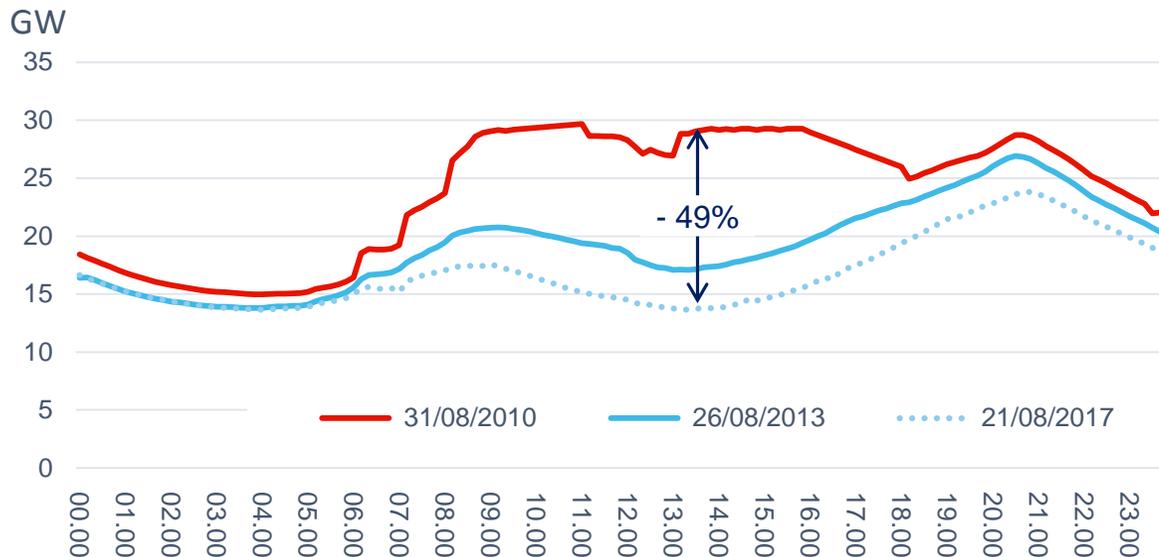
- Apportare miglioramenti agli schemi degli attuali **progetti pilota** (UVAM):
 - Rendere la remunerazione congruente con la disponibilità a prestare il servizio
 - Ridurre le penalità per la parziale fornitura del servizio
- **Integrare negli strumenti di mercato a regime** (es. Capacity Market) **la gestione attiva della domanda** permettendone una partecipazione diretta e tramite aggregatori
- Prevedere a livello nazionale **obiettivi minimi di sviluppo** del demand response al 2030



Evoluzione rete di distribuzione e ruolo DSO



Curva di scambio RTN – rete e-distribuzione



Misure necessarie

- Assicurare al **DSO** gli strumenti per la **gestione in sicurezza, efficienza e qualità** della propria rete
- **Promuovere il ruolo del distributore** come agente catalizzatore per un uso efficiente della rete e per garantire la **partecipazione delle risorse distribuite** ai servizi per il sistema
- Definire **regole per il coordinamento efficiente tra TSO e DSO** sulla base di analisi costi-benefici, **valorizzando lo sviluppo tecnologico già realizzato dai distributori**
- **Favorire gli investimenti a carattere fortemente innovativo** (es. automazione avanzata) **funzionali all'incremento della *hosting capacity* della rete**

- **26 GW:** rinnovabili su rete e-distribuzione
- **94%:** percentuale su rete e-d della potenza FER in Italia su reti MT/BT

- **32 GW:** ulteriori connessioni previste al **2030** su rete e-distribuzione
- **≈2 Mln impianti** FV ed eolico connessi al 2030 vs ≈760k attuali e 7k al 2007

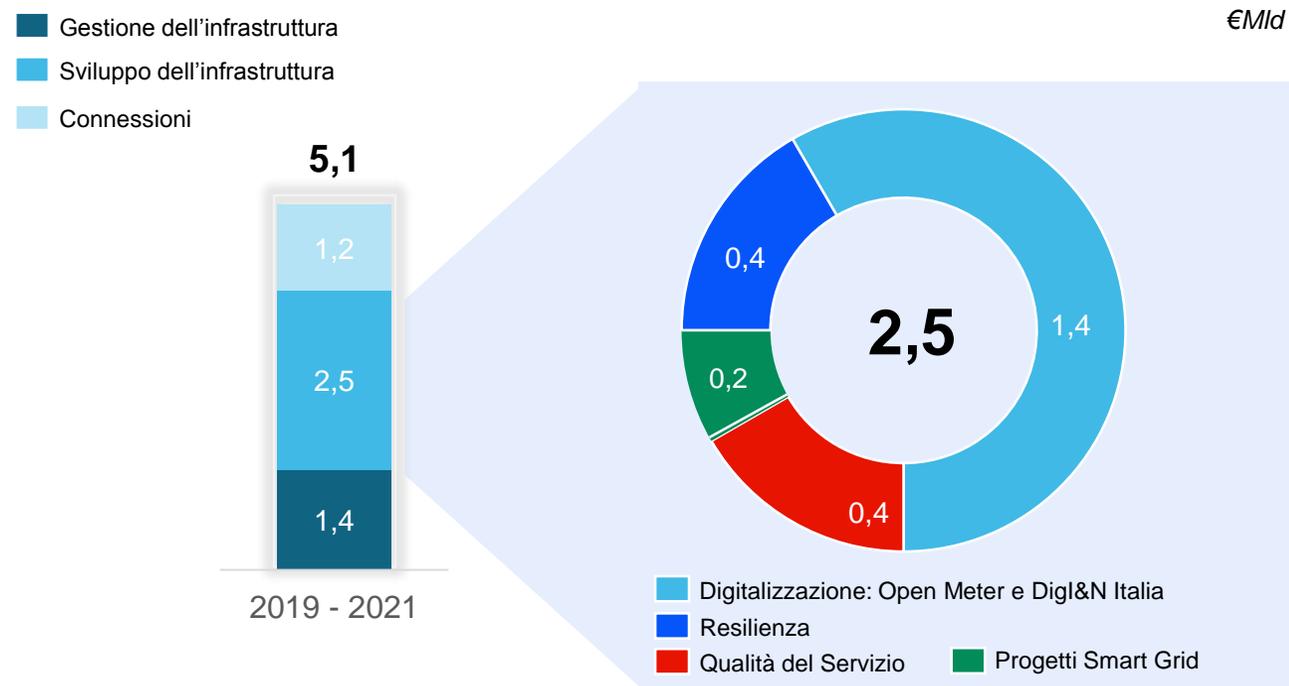
Ruolo chiave del DSO per il raggiungimento degli obiettivi 2030

Sviluppo reti di distribuzione

Piano degli investimenti 2019-2021



Investimenti 2019 – 2021



Leve di intervento



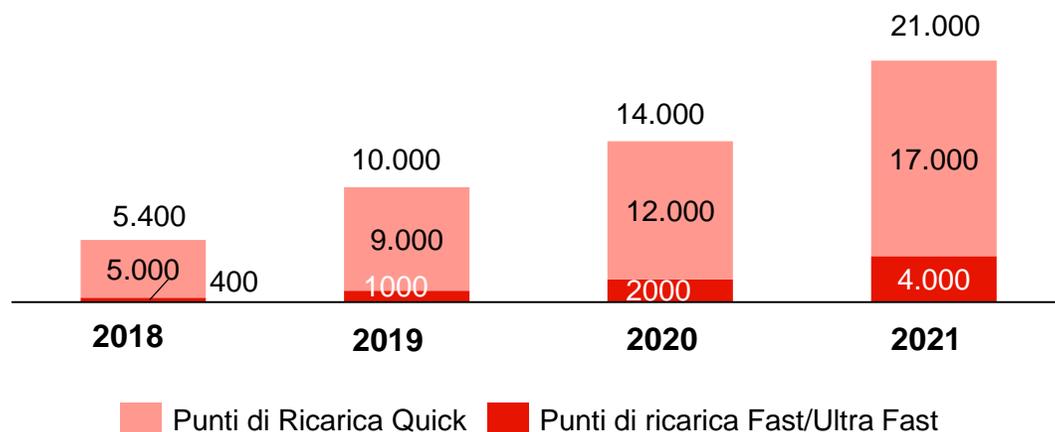
Incremento investimenti del 21% rispetto al triennio 2016 - 2018

Mobilità elettrica

Iniziative Enel e misure necessarie



Piano Enel X di installazione ricarica pubblica¹



- Enel X sta implementando il **più grande piano di installazione di ricarica pubblica in Italia**

Misure necessarie

- **Uniformare regolamenti** comunali e procedure burocratiche per l'installazione di infrastrutture di ricarica, permettendo di dare una **piena e rapida esecuzione al piano nazionale delle infrastrutture di ricarica (PNIRE)**
- Sollecitare **Piani di infrastrutturazione elettrica da parte dei concessionari autostradali** e introduzione obblighi minimi di copertura
- **Prevedere e dare continuità alle agevolazioni (dirette e non)** sulle infrastrutture di ricarica
- **Sostituzione** parchi autovetture in uso **alla PA**
- Prevedere un **sistema di tariffe** dell'energia elettrica volto a supportare lo sviluppo della mobilità elettrica
- Accelerare la partecipazione dei **veicoli elettrici al mercato di dispacciamento** (Vehicle Grid Integration)

1. Equivalenti a circa 10.000 colonnine

Autoconsumo e Efficienza energetica

Misure necessarie



Autoconsumo

Favorire unicamente la realizzazione di **tecnologie rinnovabili attraverso**:

- **Nel breve-medio termine esenzioni tariffarie e meccanismi fiscali** (estendere **cedibilità del credito fiscale** e aumentare tetto credito fiscale)
- Nel lungo termine, se necessari, **meccanismi espliciti di sostegno che riflettano evoluzione costi nuove tecnologie** e che **siano correlati al beneficio** apportato al sistema

Preferire soluzioni di natura commerciale che, con utilizzo della rete di distribuzione, possono consentire:

- Adeguato **sviluppo delle fonti rinnovabili** distribuite
- Tutela **diritti dei consumatori** (qualità tecnica e commerciale del servizio)
- **Sicurezza** del sistema elettrico
- **Equità** nella distribuzione degli oneri di rete e di sistema

Efficienza energetica

- **Agevolazioni fiscali**
 - Rendere strutturali le agevolazioni oggi previste per misure di efficienza energetica e FV ed estendere al raffrescamento
 - Estendere il meccanismo della cessione del credito d'imposta a pannelli FV, FV+storage e accumulo stand-alone
- **Diagnosi energetiche**
 - introdurre standard sui consumi massimi consentiti per edifici e industria
 - supportare la diffusione di sistemi di monitoraggio energetico e IoT
- **Pubblica Amministrazione**
 - Rafforzare piano di efficientamento PA in termini di obblighi, tempi di implementazione e meccanismi di controllo

**Diffusione autoconsumo percorribile attraverso schemi commerciali e utilizzo rete distribuzione.
Efficienza energetica da supportare attraverso rafforzamento meccanismi fiscali e ruolo PA**

Un'innovazione che aiuta il sistema Paese

Innovation Hub e fabbrica di 3SUN



Enel ha aperto 10 Innovation Hubs nei migliori ecosistemi di innovazione nel mondo (es. San Francisco, Tel Aviv).

I 3 Hub italiani, di Catania, Pisa e Milano sono il punto focale di questo modello di innovazione.

Negli ultimi tre anni il modello di Enel ha portato a:



più di 40 collaborazioni con startup italiane



20 Mln € di contratti sottoscritti



Favorire lo sviluppo di Startup e PMI italiane

Enel si pone come partner industriale:

- fornendo **supporto** tecnico e di business
- offrendo **accesso ai propri laboratori** e a una **rete internazionale** di mentor e di finanziatori
- **scalando le soluzioni** sviluppate a livello internazionale



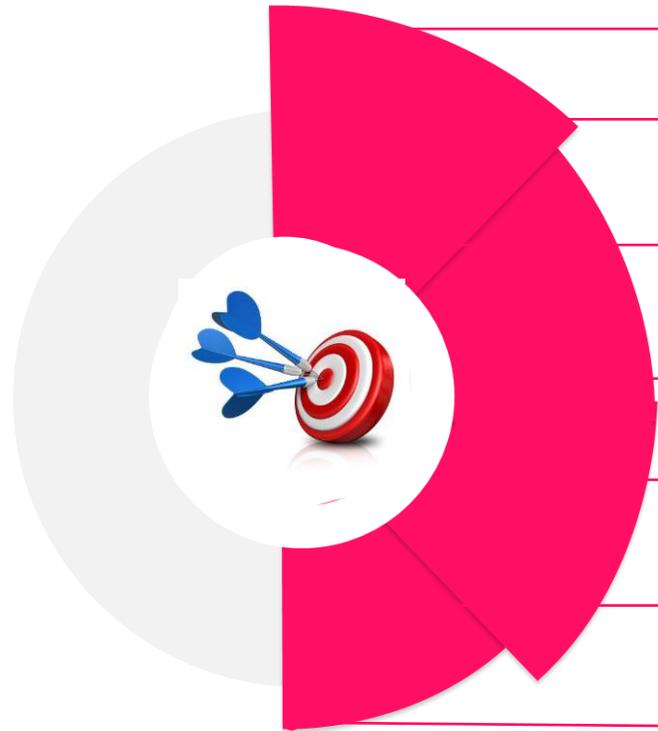
L'esperienza di Enel nel settore delle rinnovabili ha portato al rilancio della fabbrica di pannelli solari di 3 SUN a Catania. La messa in esercizio della nuova linea produttiva dei pannelli fotovoltaici è prevista per la prossima estate

Un forte investimento nel settore R&S ha consentito di sviluppare una tecnologia ibrida alla frontiera dell'innovazione, per la produzione industriale della cella fotovoltaica a più alta efficienza al mondo

Gli investimenti in ricerca e sviluppo per i prossimi anni, consentiranno di mantenere la leadership tecnologica nel settore



Sintesi delle misure principali



- Strumenti normativi per **accelerare lo sviluppo** di rinnovabili, nuova capacità convenzionale ed infrastrutture
- Definizione programma di **phase out del carbone** finalizzato al mantenimento dell'affidabilità del sistema e al contenimento degli impatti sociali ed occupazionale
- Garantire strumenti a termine (es. **capacity market**) per la remunerazione della nuova capacità necessaria a garantire **l'affidabilità del sistema**
- Integrare la **demand response** negli strumenti di mercato a regime e prevederne obiettivi minimi di sviluppo
- Adozione di criteri di efficienza e sostenibilità per lo sviluppo della **generazione distribuita**
- Potenziare il **ruolo del distributore** come agente catalizzatore, per un uso efficiente della rete, per garantire la **partecipazione delle risorse distribuite** ai servizi di rete e per armonizzare il coordinamento con il TSO per la gestione in sicurezza del sistema
- Misure su infrastrutture e tariffe per garantire il pieno sviluppo della **mobilità elettrica**

Necessaria attuazione delle misure per una transizione del sistema energetico sicura, coordinata nei tempi e nello sviluppo delle tecnologie