

---

***Decreto legislativo di recepimento della Direttiva UE n. 944/2019 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (n. 294) e Decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (n. 292)***

*Audizione dinanzi alle Commissioni riunite 10<sup>a</sup> Commissione Industria, commercio, turismo e 13<sup>a</sup> Commissione Territorio, ambiente, beni ambientali - Senato della Repubblica*

*21 settembre 2021*

- **Incremento costo materia prima in bolletta, aumento dei differenziali di prezzo dell'energia europei**

Negli ultimi mesi si sono registrati forti aumenti sui prezzi dell'energia all'ingrosso, determinati da tensioni sui prezzi del gas e della CO<sub>2</sub>. Ciò ha comportato un aumento delle tariffe approvate da ARERA di circa il 10% nel 3Q, limitato dall'intervento governativo (altrimenti l'incremento sarebbe stato del 20%), e una attesa di un ulteriore importante aumento per il IVQ. L'incremento del prezzo della CO<sub>2</sub>, sembra legato alla definizione dei nuovi target, all'entrata della cosiddetta IV fase dell'ETS, e alle conseguenti posizioni assunte dal mercato rispetto ad aspettative di prezzi crescenti. L'aumento del prezzo gas, che sembra dovuto a tensioni della domanda lato LNG (su cui si chiude il bilancio energetico UE) - trainata dall'ASIA, a cui si accompagna un livello di riempimento degli stoccaggi in centro Europa al di sotto dei valori standard per questo periodo. Questo contesto sottolinea ancora una volta la vulnerabilità energetica del nostro Paese, che risente più degli altri Paesi UE delle variazioni dei prezzi delle commodity (aumento differenziale di prezzo con gli altri Paesi, +40% con Germania e +83% con Francia rispetto al 2019), con conseguente rischio di perdita di competitività dei nostri comparti energy intensive

- **Lo sviluppo coordinato delle FRNP, delle infrastrutture elettriche e dei sistemi di accumulo sono fattori chiave per la transizione ecologica, la riduzione della dipendenza energetica del Paese ed uno strumento per limitare le tensioni sui prezzi dell'energia**

Gli obiettivi di decarbonizzazione e il contesto di tensione sulle commodity trovano risposta in azioni coordinate di:

1. Incremento delle FRNP nei prossimi anni in modo tale da conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e ridurre la marginalità del gas, limitando l'esposizione del prezzo all'ingrosso alla variazione di prezzo di gas e CO<sub>2</sub>
2. Realizzare gli investimenti infrastrutturali previsti dal Piano di Sviluppo di Terna, che dovrà essere adeguato ai nuovi obiettivi che saranno fissati dall'atteso aggiornamento del PNIEC
3. Sviluppo della capacità di stoccaggio
4. Abilitare nuove risorse di flessibilità della rete per rendere il sistema più sicuro ed il mercato dei servizi più efficiente e partecipato

### ▪ Sviluppo delle FRNP

Negli ultimi anni il trend di crescita delle FRNP si è fortemente ridotto; le ultime aste FER non sono riuscite a coprire neanche la domanda identificata nei decreti ministeriali. Il trend di crescita non è in linea con i target prefissati, nonostante il forte interesse degli operatori di mercato, testimoniato dal numero crescente di richieste di connessione già ad oggi teoricamente sufficiente a soddisfare i target PNIEC. I principali ostacoli sono:

- 1. Complessità ed efficacia del processo autorizzativo:** gli interventi previsti dal decreto per la semplificazione degli iter per impianti on shore ed off shore vanno nella giusta direzione. Contemporaneamente il percorso nella definizione delle aree idonee e dei successivi atti corre il rischio *de facto* di determinare un ulteriore rallentamento degli iter autorizzativi. In parallelo a questo percorso è necessario identificare elementi di spinta ulteriore onde evitare che le molteplici iniziative già avviate rimangano bloccate
- 2. Meccanismi di asta e PPA che consentano il finanziamento efficiente delle iniziative,** consideriamo positiva la previsione di aste con un orizzonte temporale a 5 anni che avrà ricadute positive nella riduzione dei rischi per gli investitori. Sono tuttavia necessari ulteriori interventi: i) consentire la partecipazione alle aste a tutti gli impianti autorizzati o almeno sviluppati nelle aree idonee ii) prevedere aste zionali che tengano conto della capacità di trasporto della Rete per una più efficiente localizzazione e penetrazione delle FER, iii) per stimolare lo sviluppo dei PPA prevedere un meccanismo di quote d'obbligo di acquisto a termine o strumenti di tax credit o un mercato regolamentato per eliminare il rischio controparte
- 3. Utilizzo proventi aste CO<sub>2</sub>.** consideriamo molto positivo l'utilizzo dei proventi delle aste CO<sub>2</sub> per la copertura dei costi legati alla promozione delle FER ed dell'efficienza energetica a decorrere dal 2022, così come per il contenimento delle tensioni tariffarie di questi ultimi trimestri legate al costo delle commodity

### ▪ Realizzare gli investimenti infrastrutturali previsti dal PdS della rete di Terna

La realizzazione degli investimenti del Piano di Sviluppo, che prevede investimenti per circa 20 MLD di euro in 10 anni (8,9 mld nei prox 5 anni, compresi delle attività di rinnovo) rappresenta uno sforzo tecnico e finanziario per il TSO necessario alla transizione ecologica ed all'efficienza dei mercati; senza queste opere la transizione non potrà avvenire e gli investimenti nelle rinnovabili si tradurranno nell'aumento delle congestioni a cui farà seguito una riduzione della produzione rinnovabile causata dall'impossibilità di accogliere i quantitativi in rete. Corretta la previsione di «assicurare che ai gestori delle reti siano offerti incentivi adeguati a migliorare l'efficienza delle prestazioni dei sistemi e l'integrazione dei mercati»

### ▪ **Sviluppo della capacità di stoccaggio**

Riteniamo che la previsione del decreto di recepimento della direttiva del mercato interno di prevedere strumenti di mercato a termine per lo sviluppo di accumuli sia fondamentale per dare un adeguato stimolo al mercato per l'autorizzazione, il finanziamento e la realizzazione di queste infrastrutture, che diversamente non potrebbero essere realizzate, per l'elevato rischio in capo agli investitori associato a opere così capital intensive. È altresì fondamentale la previsione del decreto che prevede l'obbligo di vendita al mercato della capacità di accumulo realizzata, per massimizzare l'utilizzo di queste infrastrutture, restituendo all'utente elettrico i proventi di queste aste a copertura dei costi per il finanziamento di queste infrastrutture. Questa misura integrata con i meccanismi di aste FER costituisce un'opportunità per lo sviluppo efficiente dei sistemi di accumulo che hanno chiare sinergie dal punto di vista autorizzativo, di ridotto impatto ambientale e di investimento potendo condividere il sito e la soluzione di connessione.

### ▪ **Evoluzione sistema elettrico e modello dispacciamento (abilitazione nuove risorse a MSD)**

È fondamentale abilitare nuove risorse al mercato dei servizi, nella previsione di un sistema sempre più decarbonizzato dove lo unit commitment dei gruppi termici risulterà sempre più ridotto. Terna ha avviato progetti sperimentali approvati da ARERA che stanno dimostrando una crescente maturazione di queste risorse, con una maggiore efficienza dei servizi acquisiti da Terna. L'approvvigionamento dei 1000 MW di UVAM è avvenuto a prezzi decrescenti (da 30.000 €/MW nel 2019 a circa 15.000 €/MW del 2021); l'asta per la fast reserve per 250 MW ha visto una partecipazione molto superiore alla quantità approvvigionata ed a prezzi molto al di sotto del prezzo di riserva previsto. Terna ritiene che questo percorso virtuoso debba continuare per abilitare le risorse che quantitativamente e come efficienza hanno premesse migliori (i.e., veicoli elettrici, FER, ...). Per quanto riguarda le previsioni su comunità energetiche riteniamo che ci siano elementi di interesse – soprattutto se riusciranno a rendere effettivamente disponibili nuove risorse FRNP e di accumulo - ma che debbano essere disciplinate a valle di una fase sperimentale che consenta di definire al meglio gli aspetti implementativi con i principi di efficienza dei mercati e di non discriminazione.

### ▪ **Schema dlgs. Recepimento direttiva REDII: art. 48 (Monitoraggio PNIEC, Sistema Statistico Nazionale, Relazioni)**

Terna è titolare delle statistiche per l'intero settore elettrico nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale (SISTAN); tale attività riveste un ruolo strategico per l'analisi dei fenomeni in atto e l'individuazione delle strategie implementative necessarie per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione del sistema energetico. In questo ambito si ritiene opportuno specificare (comma 7 art. 48) che l'Acquirente Unico dovrà trasmettere i dati relativi ai consumi elettrici non solo al Ministero della transizione ecologica ma anche a Terna.

#### **Nota:**

**FRNP:** Fonti rinnovabili non programmabili

**FER:** Fonti energia rinnovabile

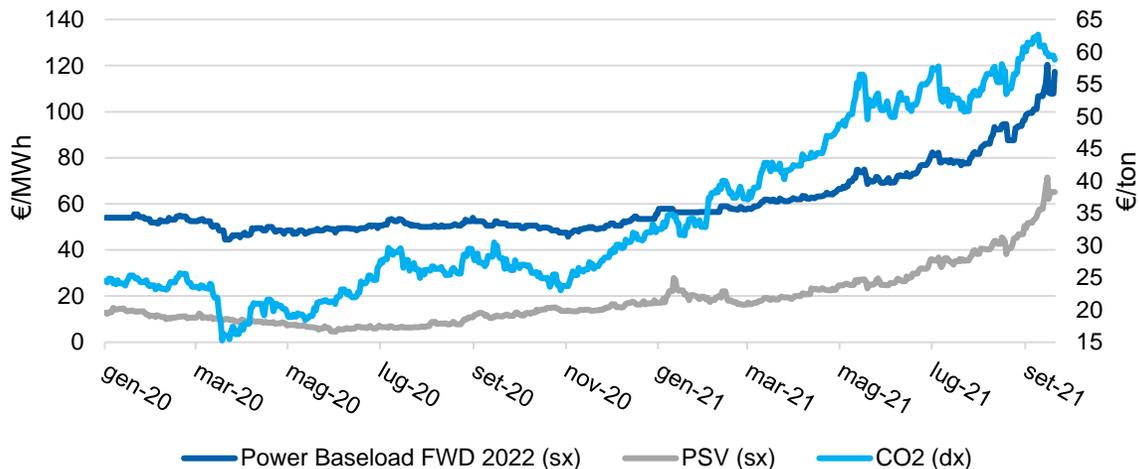
**PNIEC:** Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

**PdS:** Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale

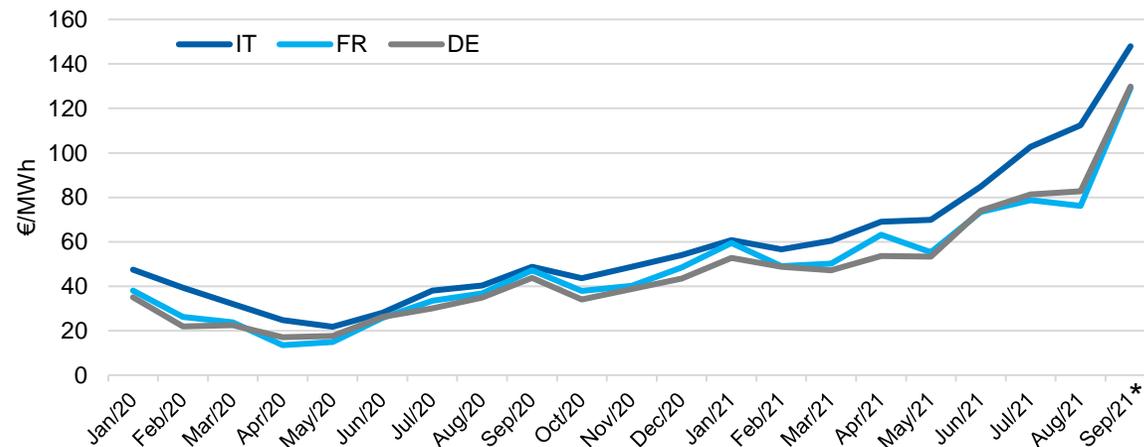
**PPA:** Power Purchase Agreement

- Negli ultimi mesi si sono registrati **forti aumenti sui prezzi dell'energia all'ingrosso**, determinati da tensioni sui **prezzi del gas** e della **CO<sub>2</sub>**. Il prezzo dell'elettricità è **fortemente aumentato in tutti i paesi europei**. Con l'aumento delle quotazioni si è assistito ad un progressivo aumento anche dei differenziali di prezzo tra Italia, Francia e Germania cui è naturalmente corrisposto un incremento dell'importazione di energia elettrica

## Prezzi spot CO<sub>2</sub>, gas e forward Power '22



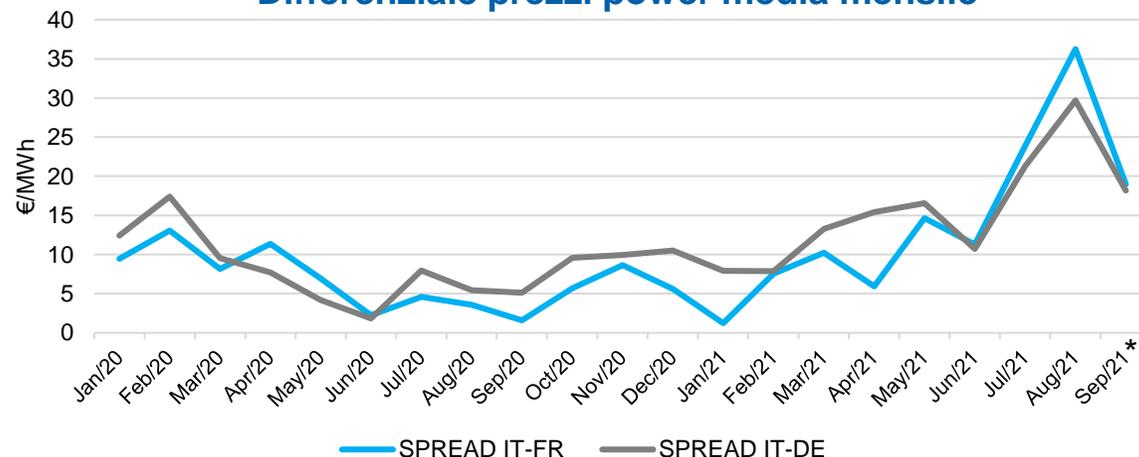
## Prezzi power medi mensili



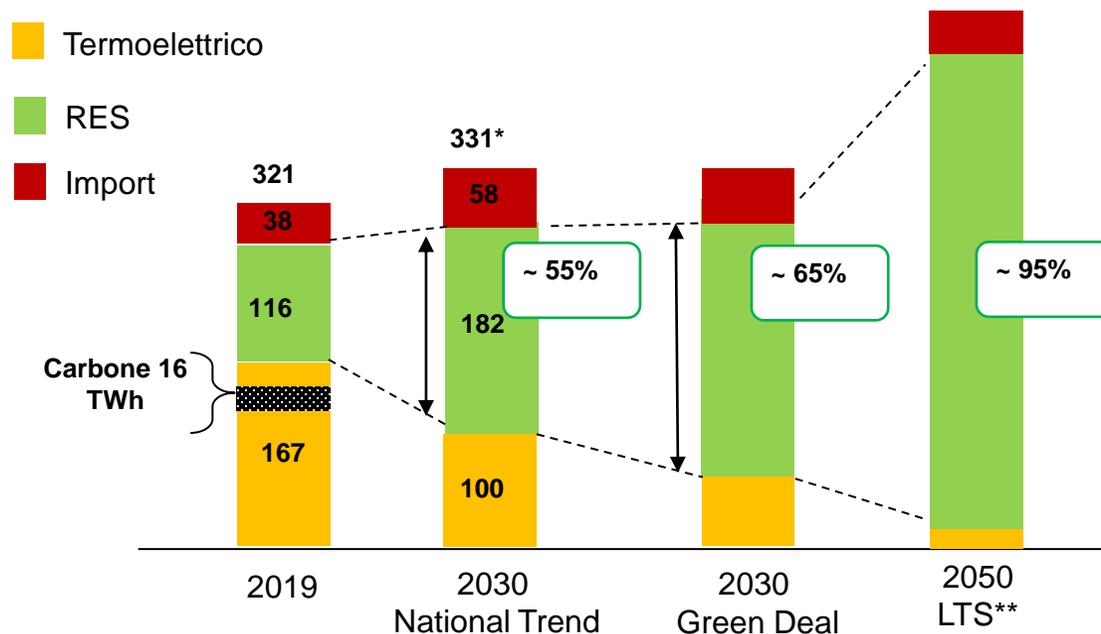
## Import Netto mensile (Saldo Import - Export)



## Differenziale prezzi power media mensile



## Evoluzione della copertura del carico (TWh)

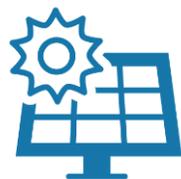


- La correlazione tra aumento dei prezzi delle commodity e aumento della tariffa elettrica è dovuto al fatto che il **carico è coperto per una quota significativa** (50% per il 2019) da capacità termoelettrica
- Nel 2021, le **risorse rinnovabili** sono state risorsa **marginale** sul mercato del giorno prima (MGP) per circa il **5% delle ore**
- Il perseguimento degli obiettivi europei in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, determinerà un **cambiamento radicale nella copertura del fabbisogno elettrico** già nel 2030, con un significativo aumento della copertura del carico e della marginalità delle FER

**Con una maggiore penetrazione delle FER e degli accumuli si ridurrà il numero di ore in cui il prezzo all'ingrosso verrà definito da tecnologie alimentate a gas, limitando così sempre più l'esposizione della tariffa elettrica alla volatilità dei prezzi delle commodity (gas e CO<sub>2</sub>)**

Lo **sviluppo coordinato delle FRNP**, delle **infrastrutture elettriche** e dei **sistemi di accumulo**, insieme ad una maggiore penetrazione del **vettore elettrico**, sono fattori chiave per la **transizione ecologica**, necessaria non solo per contrastare i cambiamenti climatici e aumentare la sostenibilità ambientale ma anche per ridurre la dipendenza energetica del Paese, limitare le tensioni sui prezzi dell'energia dovute ai costi delle commodity (gas e CO<sub>2</sub>), e fare da volano per la crescita economica del Paese, la ricerca e l'innovazione tecnologica

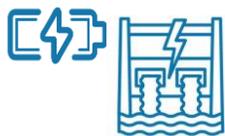
Gli **obiettivi di decarbonizzazione** e il contesto di tensione sulle commodity trovano risposta in azioni coordinate:



**Incrementare le FRNP** nei prossimi anni in modo tale da conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e ridurre la marginalità del gas, limitando l'esposizione del prezzo all'ingrosso alla variazione di prezzo di gas e CO<sub>2</sub>



**Realizzare gli investimenti infrastrutturali** previsti dal Piano di Sviluppo (PdS) di Terna adeguandolo agli obiettivi che saranno fissati dall'atteso aggiornamento del PNIEC



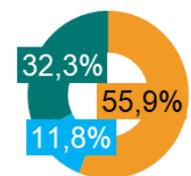
**Sviluppare capacità di stoccaggio**



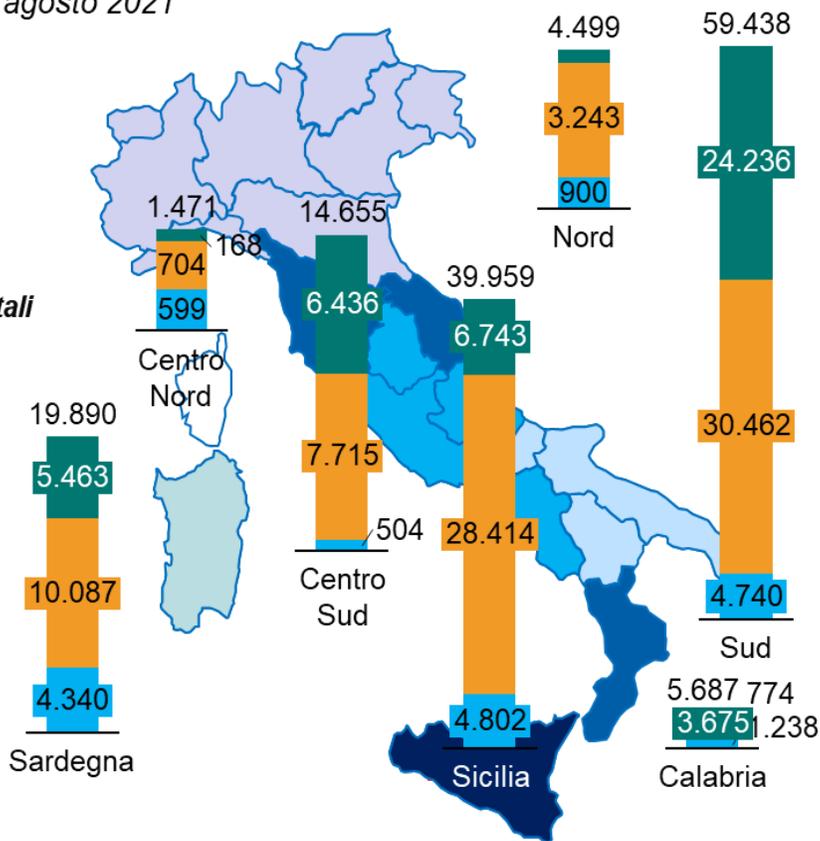
**Abilitare nuove risorse di flessibilità** della rete per rendere il sistema più sicuro ed il mercato dei servizi più efficiente e partecipato

■ Solare 
 ■ Eolico-off-shore 
 ■ Eolico on-shore

MW – Valori ad agosto 2021



145,6 GW totali



- **Trend di crescita FRNP insufficiente** (incrementi annui di capacità installata di ~ 0,8 GW/anno) per **raggiungimento obiettivi 2030**
- Sia i risultati delle aste GSE che studi di settore evidenziano una **forte riduzione dei costi di realizzazione del fotovoltaico** (-77% rispetto al 2014) e **dell'eolico** (-49% rispetto al 2014)
- Esistono ad oggi **richieste di connessione** alla rete AT per circa **146 GW** complessivi di iniziative *on-shore* (129 GW) e *off-shore* (17 GW) a conferma dell'interesse degli investitori privati allo sviluppo delle iniziative
- Tali richieste hanno una **distribuzione** sia in termini geografici che di livello di tensione diversa da quella prefigurata nel PNIEC e sono concentrate in particolari aree del Paese (meno del 5% delle richieste è localizzato tra Nord e Centro-Nord)
- Percorso per una integrazione efficiente delle **iniziative off-shore** che, a partire da 2H2019, hanno registrato una forte accelerazione



### COMPLESSITÀ ED EFFICACIA DEL PROCESSO AUTORIZZATIVO

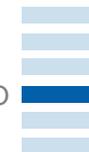
- Le semplificazioni introdotte per gli impianti FER vanno nella giusta direzione, ma non sembrano superare tutti gli attuali problemi. In particolare, l'introduzione di **aree idonee** alla installazione degli impianti FER e i connessi benefici autorizzativi (contenimento dei termini delle procedure autorizzative, eliminazione del carattere vincolante del parere paesaggistico e possibilità per l'amministrazione di adottare comunque l'autorizzazione decorso inutilmente il termine per il rilascio del parere paesaggistico) costituiscono una novità positiva dello schema di decreto.
- Tuttavia **l'assenza di tempistiche certe per la conclusione degli iter autorizzativi** e il **processo per l'individuazione delle aree idonee** (entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto di adozione di uno o più decreti ministeriali che fissano i principi, i criteri e le modalità per individuare le aree e a valle di questi decreti, entro i successivi 6 mesi, adozione delle leggi regionali che definiscono le aree) rischiano di **ridurre l'efficacia delle novità autorizzative apportate**. Sebbene lo schema di d.lgs. preveda espressamente che non possano essere sospesi i termini dei procedimenti autorizzativi, nelle more della definizione delle aree idonee gli iter in corso potrebbero subire un rallentamento



- Condivisibile **la previsione di aste con un orizzonte temporale a 5 anni**, che permetterà di dare visibilità agli investitori con ricadute positive nella riduzione dei rischi di mercato. Sono tuttavia necessari ulteriori interventi:
  - per consentire la **partecipazione alle aste a tutti gli impianti autorizzati o almeno a quelli sviluppati nelle aree idonee** (senza esclusione delle aree agricole non utilizzate); l'attuale misura prevista dal decreto (priorità di selezione a parità di prezzo offerto) appare non sufficiente ad incrementare la partecipazione alle aste
  - per prevedere **aste zonali che tengano conto della capacità di trasporto della Rete** per una più efficiente localizzazione e penetrazione delle FER
- Necessari **meccanismi a sostegno dello sviluppo dei PPA**, come ad esempio:
  - l'introduzione di quote d'obbligo di acquisto o di incentivo al consumo, come quelle già previste per il settore termico e dei trasporti, o l'introduzione di strumenti di tax credit
  - un mercato organizzato con controparte centrale per eliminare il rischio controparte che è un ostacolo allo sviluppo dei PPA privati



- Condivisibile l'utilizzo dei ricavi delle aste CO<sub>2</sub> **per la copertura dei costi legati alla promozione delle FER** e dell'efficienza energetica a decorrere dal 2022, così come per il contenimento delle tensioni tariffarie di questi ultimi trimestri legate al costo delle commodity



~20 Mld

Investimenti<sup>3</sup>  
pianificati a supporto  
della transizione  
energetica



INTERVENTI  
INFRASTRUTTURALI



SICUREZZA  
e DIFESA



Piano di Sviluppo

~18,1 Mld

Piano di  
Sviluppo<sup>1</sup>

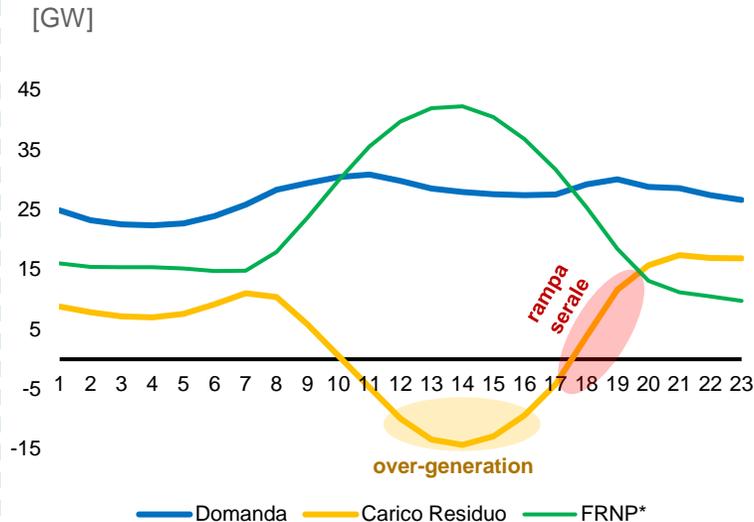
Piano di Difesa

~1,2 Mld

Piano di  
Difesa<sup>2</sup>

- Il **potenziamento delle infrastrutture** di rete e dell'interconnessione con l'estero previsto dal **Piano di Sviluppo** è fondamentale per integrare lo sviluppo dei progetti di impianti FRNP, concentrati a Sud e nelle isole (di 141 GW di richieste di connessione solo il 5% si trova al Nord e Centro Nord). Il **Tyrrhenian link** è abilitante per la chiusura delle centrali a olio e a carbone delle isole ed ad una ulteriore integrazione delle FER. L'**Adriatic link** consentirà di meglio integrare le FER localizzate al SUD con il resto del Paese. Le nuove interconnessioni, il potenziamento delle dorsali interne e gli ulteriori nuovi collegamenti con le isole sono funzionali ad aumentare la quota di carico coperta da FRNP, così come a sostenere una maggiore penetrazione del vettore elettrico (che richiederà necessariamente una rete capillare di infrastrutture di ricarica fast charge)
- Il **Piano di Difesa**, prevede nuovi **strumenti a favore della stabilità e sicurezza** per far fronte ai cambiamenti relativi al funzionamento del sistema elettrico, in particolare: compensatori sincroni per la regolazione di tensione e potenza reattiva, equipaggiati con volani per ottenere un contributo superiore (anche a quello dei generatori convenzionali) in termini di inerzia, reattori e STATCOM per la regolazione di tensione, il DTR per massimizzare la capacità di trasporto delle linee esistenti, telescatti e sistemi di difesa automatici per il controllo correttivo delle congestioni, IoT in grado di fornire al TSO maggiori informazioni in real-time

## Carico residuo nel 2030

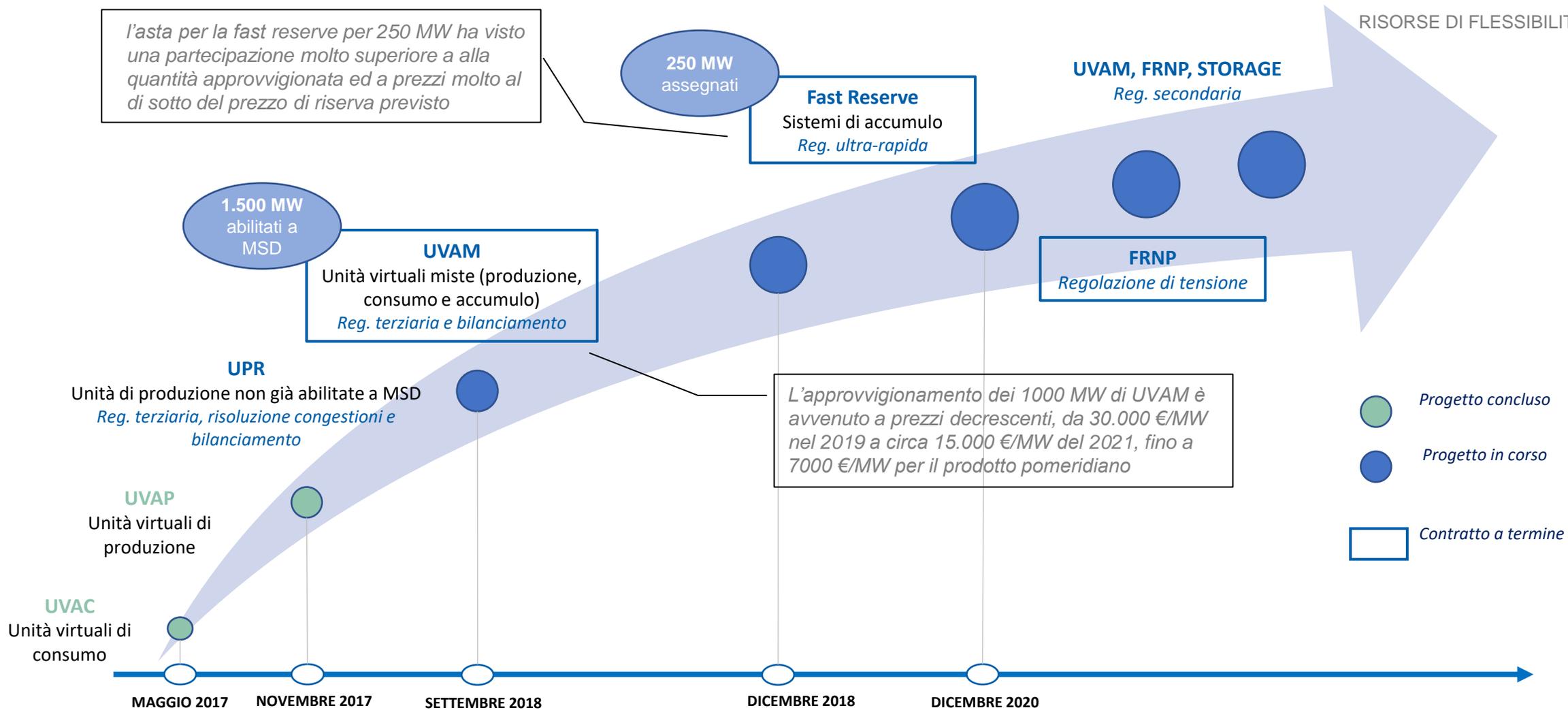


- Incremento dei periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata
- Aumento della ripidità della **rampa serale** del carico residuo

- Il PNIEC prevede l'installazione di nuovi sistemi di accumulo per almeno **10 GW** entro il 2030 - di cui 6 GW *utility-scale*, localizzati principalmente nella zona sud, seguita da Sicilia e Sardegna; tale valore potrebbe essere incrementato nel prossimo aggiornamento del PNIEC
- Negli ultimi anni **non sono stati realizzati impianti** a causa dell'assenza di segnali di prezzo di lungo termine che disincentiva gli investimenti in capacità di accumulo
- Il progetto pilota della Fast Reserve ha dimostrato come un meccanismo che fornisce segnali di prezzo a lungo termine ottenga risposte dal mercato: a fronte di un contingente di 250 MW aggiudicato in asta, c'è stata una partecipazione molto superiore (capacità offerta > 1,2 GW) ad un **prezzo medio di ~ 29.000 €/MW-y, molto al di sotto del prezzo massimo** previsto nell'asta (80.000 €/MW-y).
- **Si condivide il meccanismo proposto** nel decreto di recepimento della 944/2019 che:
  - definisce tempi certi per l'adozione degli atti che disciplinano il meccanismo
  - prevede un processo particolarmente efficiente, tramite la vendita a mercato di tutta la capacità di accumulo realizzata con la restituzione al sistema dei ricavi derivanti da tale vendita
  - limita i rischi di mercato per gli investitori, rendendo l'opera finanziabile in modo più efficiente

**Il meccanismo previsto dal decreto di recepimento 944/2019, per lo sviluppo dei sistemi di accumulo (basato su aste competitive) va nella giusta direzione per lo sviluppo degli accumuli**

# Abilitazione delle risorse di flessibilità



**Terna ha avviato progetti sperimentali, approvati da ARERA, che stanno dimostrando una crescente maturazione delle risorse non abilitate al mercato dei servizi e che potranno garantire una maggiore efficienza nell'approvvigionamento dei servizi ancillari da parte di Terna.**

# Prioritizzazione Nuove Risorse di Flessibilità

Analisi su evidenze scenaristiche 2030 (PNIEC)



RISORSE DI FLESSIBILITÀ



Volume risorsa installato 2030 [GW]



Risorse prioritarie

Legenda

1. FER grande taglia
2. DSR industriale
3. P2X
4. Accumulo elettrochimico utility scale
5. FER distribuite
6. DSR distribuito
7. Veicoli Elettrici (EV)
8. Accumulo elettrochimico distribuito
9. Micro-cogenerazione

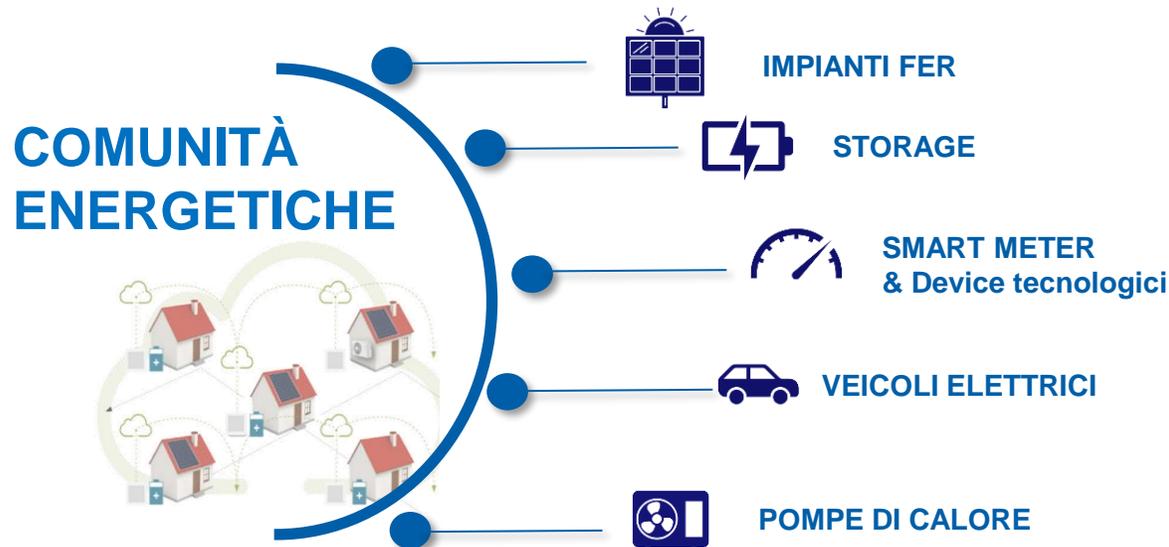
- Dall'analisi quantitativa effettuata sullo scenario 2030 (NT ITALIA / PNIEC) le risorse prioritarie per la fornitura di servizi di flessibilità sono:
  - FER di grande taglia (essenzialmente riserva a scendere),
  - Veicoli Elettrici e DSR distribuito (essenzialmente impianti di climatizzazione)
  - accumulo elettrochimico distribuito (tipicamente associato al PV su tetto)

### Risorse prioritarie:

- **FER di grande taglia [1]:**  
alta rilevanza per la fornitura di servizi + bassa entità di barriere + alta diffusione al 2030
- **Veicoli elettrici e Demand-Side Response (DSR) [6+7]:**  
alta diffusione al 2030
- **Accumulo elettrochimico distribuito [8]:**  
alta rilevanza per la fornitura di servizi

Fondamentale abilitare nuove risorse al mercato dei servizi, nella previsione di un sistema sempre più decarbonizzato dove lo unit commitment dei gruppi termoelettrici risulterà sempre più ridotto. Azione di Terna pienamente focalizzata in questa direzione

Le comunità energetiche sono contraddistinte da diversi punti di contatto rispetto ai temi finora considerati



- Le Comunità Energetiche - se accompagnate allo sviluppo di **nuove FER, nuovi accumuli e nuove soluzioni di ricarica per la mobilità elettrica** - possono essere un elemento di sostegno alla transizione
- Necessaria tuttavia l'integrazione nei meccanismi di mercato a valle di una **fase sperimentale** che consenta di definire al meglio gli aspetti implementativi sulla base dei principi di **efficienza e non discriminazione e maggiore semplificazione**
- In particolare alcune previsioni sembrano di difficile implementazione, con complessità regolatorie e amministrative, con rischio di maggiori costi per il sistema. Inoltre qualora siano riconosciute esenzioni di oneri e corrispettivi, ci sarebbe un aumento dei costi per il resto della collettività
- Un sistema caratterizzato da una forte penetrazione di risorse distribuite, comporta una maggiore esigenza di coordinamento centralizzato da parte del TSO affinché le transazioni di energia siano compatibili con la sicurezza del sistema e la fornitura di energia possa essere garantita con i dovuti standard di qualità ed al minor costo per il consumatore. Modelli **self dispatching o di dispacciamento locale sarebbero meno efficienti, meno sicuri e più costosi**