

---

# Indagine conoscitiva relativa agli andamenti dei prezzi dei prodotti energetici

*Audizione presso la Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo della Camera dei Deputati*

Roma, 16 Novembre 2021

## ▪ **Incremento delle materie prime (Gas e CO2) e delle bollette**

L'audizione di Terna si limita ad analizzare l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, individuando cause e possibili soluzioni rispetto alle forti tensioni registrate negli ultimi mesi, per quanto di competenza e come già rappresentato anche in questa sede..

I forti aumenti sui prezzi dell'energia all'ingrosso registrati negli ultimi mesi sono stati determinati da tensioni sui prezzi del gas e della CO2. Ciò ha comportato un aumento delle tariffe elettriche di circa il 10% nel 3Q, e di circa il 30% nel IVQ, aumenti peraltro limitati dall'intervento governativo (altrimenti gli incrementi sarebbero stati rispettivamente del 20% e del 40%). Tali aumenti, i più consistenti degli ultimi 20 anni, hanno portato ad un massimo storico del costo dell'energia elettrica per i consumatori.

L'aumento del prezzo gas, è dovuto a tensioni sul mercato internazionale del GNL (su cui si chiude il bilancio energetico UE) - trainate dalla domanda di Asia e Sud America – ed ad una diminuzione delle importazioni dalla Russia. L'incremento del prezzo della CO2, sembra invece legato alla definizione dei nuovi target di riduzione delle emissioni da parte della Commissione, all'entrata della cosiddetta fase IV dell'ETS, e alle conseguenti posizioni rialziste assunte dal mercato.

Questo contesto sottolinea ancora una volta la vulnerabilità energetica dell'Italia, che risente più degli altri Paesi UE delle variazioni dei prezzi delle commodity (aumento differenziale di prezzo +59% con Germania e +28% con Francia rispetto al 2019), con conseguente rischio di perdita di competitività dei nostri comparti energy intensive e tensioni inflazionistiche destinate a deprimere i consumi.

## ▪ **Beneficio delle rinnovabili sull'economia del Paese**

L'incremento delle FER come previsto dal recente pacchetto «Fit-For-55» e dal Green Deal può produrre benefici importanti sull'economia del Paese. Per raggiungere gli obiettivi di policy al 2030 sarà necessario installare circa 60 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Questi nuovi impianti FRNP potranno produrre circa 100 TWh di energia elettrica che sostituiranno una quantità equivalente di produzione termoelettrica a gas. Nella prima metà del mese di ottobre 2021 il costo variabile di un ciclo combinato a gas è stato intorno a 210 €/MWh. A questi livelli di prezzo, il costo variabile di generazione di 100 TWh a gas si attesterebbe a circa 21 €mld / anno. Gli investimenti necessari per sviluppare 60 GW di FRNP si possono stimare in circa 60 €mld, pari ad un costo annuo di 4,8 miliardi (ipotizzando una remunerazione al 5%, per 20 anni), con un risparmio di 16 miliardi/anno ad attuali prezzi del gas. Per abilitare questi investimenti è necessaria un'evoluzione del disegno di mercato che affianca ai mercati spot un ruolo più determinante dei mercati a termine, in grado di garantire la sostenibilità degli investimenti. Tale evoluzione comporterebbe anche il beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas e di una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese.

- **Lo sviluppo coordinato di FRNP, sistemi di accumulo e infrastrutture elettriche – rinforzando le dorsali tra Nord e Sud e con le isole - 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. Sviluppo della capacità di stoccaggio
3. Realizzazione degli investimenti sulle reti in AT necessari all'integrazione delle FER nel sistema ed al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione

- **Sviluppo delle FRNP e di nuova capacità di stoccaggio**

Negli ultimi anni il trend di crescita delle FRNP si è fortemente ridotto; le ultime aste FER non sono riuscite a coprire la domanda prevista 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. Il principale ostacolo è la complessità del processo autorizzativo.

La previsione del decreto di recepimento della direttiva del mercato interno di strumenti di mercato a termine per lo sviluppo di accumuli è fondamentale per dare un adeguato stimolo al mercato per 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 di 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, proventi che saranno destinati a copertura dei costi di realizzazione di queste infrastrutture.

- **Realizzare gli investimenti infrastrutturali previsti dal PdS della rete di Terna**

La realizzazione degli investimenti del Piano di Sviluppo è fondamentale per la transizione ecologica; in assenza di questi investimenti l'aumento della capacità installata di rinnovabili non potrà tradursi in un coerente aumento della produzione, in ragione dei limiti della capacità di trasporto. I processi autorizzativi sono troppo lunghi e, nonostante le semplificazioni introdotte, possono richiedere oltre 10 anni complessivi. È necessario intervenire per comprimere i tempi di autorizzazione dando certezza alle tempistiche del processo autorizzativo con scadenze perentorie; prevedendo la partecipazione del MiC alla consultazione territoriale in modo da anticipare eventuali tematiche paesaggistiche; semplificando le procedure di accesso alle aree per analisi archeologiche/ambientali. Implementando tali misure i tempi di autorizzazione di un'opera che necessita di VIA si ridurrebbero di circa 2 anni (da 58 a 34 mesi).

- **L' aumento dei prezzi delle commodity e delle tariffe elettriche comporta la necessità di accelerare autorizzazione opere e avviare – subito – anche grazie ai fondi del PNRR - un importante Piano di aumento degli investimenti in FER, reti e accumuli**

Le tensioni su prezzi gas e CO2 hanno comportato un aumento del costo della bolletta elettrica da circa 40 miliardi a 80 miliardi di euro su base annua (calcolato proiettando su 12 mesi i valori dell'attuale trimestre). Tensioni che potranno perdurare in ragione della chiusura degli impianti a carbone a livello mondiale, della riduzione negli investimenti nell'upstream gas&oil, della crescita della domanda energetica internazionale nonché dalla lentezza della crescita FER e degli investimenti in accumuli.

L'avvio di un programma di investimenti in FER, accumuli e reti, che potrà essere reso possibile solo se accompagnato da una ulteriore semplificazione autorizzativa, consentirebbe di sostituire la produzione a gas con rinnovabili e accumuli e ridurre il numero di ore in cui la tecnologia è marginale, con il beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas e di conseguenza una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese.

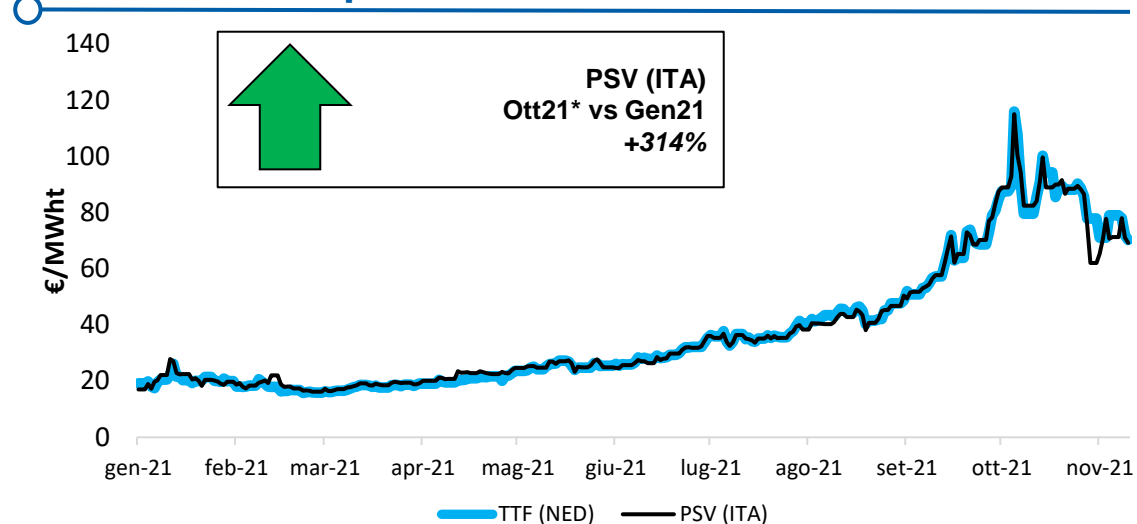
È fondamentale che le semplificazioni dei procedimenti autorizzativi delle FER trovino sempre applicazione anche per l'adeguamento delle opere di connessione elettriche che dovesse rendersi necessario, per garantire che lo sviluppo delle FER avvenga in maniera coordinata con gli impianti di rete.

Da Agosto 2021, i prezzi del gas hanno registrato una brusca accelerazione raggiungendo valori record su tutti i mercati europei. Questi aumenti sono legati alla concomitanza di diversi fattori:

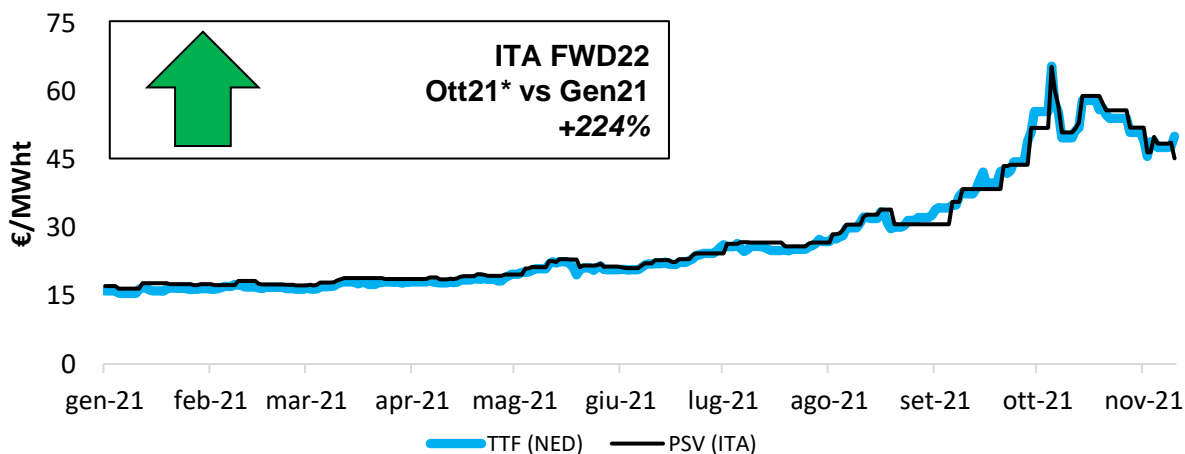
- Forti tensioni sul mercato globale del GNL a seguito di un aumento della domanda superiore a quello dell'offerta (specialmente in Asia e Sud America)
- Presenza di manutenzioni in diversi impianti di rigassificazione europei ad ostacolo dell'importazione di GNL (prevista in aumento del 5%)
- Ripresa della domanda ai livelli del 2019
- Diminuzione della produzione europea e delle importazioni dai gasdotti (Russia)
- Riduzione del livello di riempimento degli stoccaggi in centro Europa (Austria e Germania, contrattualizzati da Gazprom)

La CO<sub>2</sub>, ha invece avuto un forte aumento ad inizio 2021 in corrispondenza dell'avvio della Fase 4 del mercato europeo dei titoli di emissione (ETS) e dell'annuncio da parte della Commissione Europea di obiettivi di riduzione delle emissioni più ambiziosi, registrando una crescita più discontinua dall'inizio dell'estate.

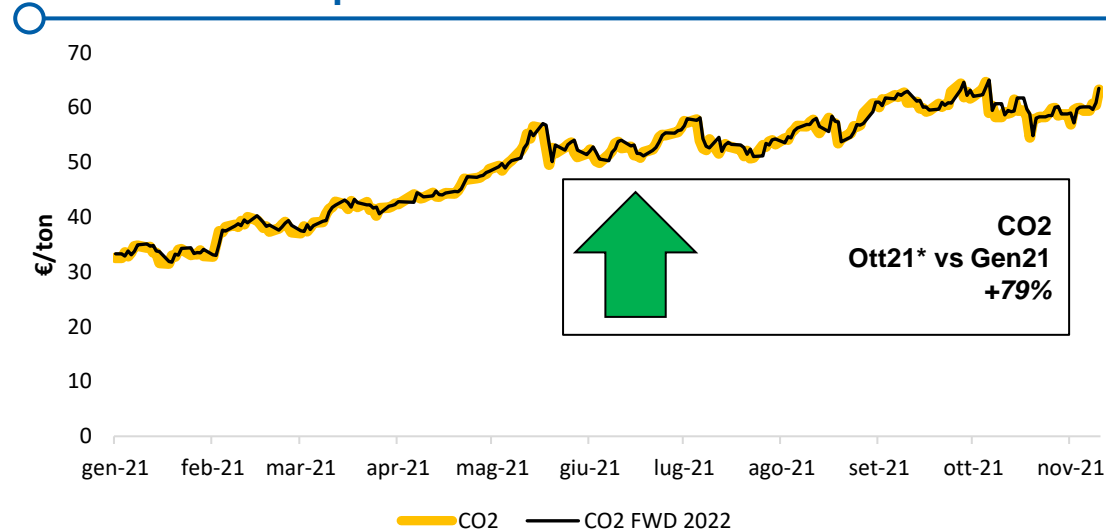
## Gas – Prezzi Spot

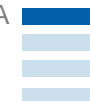


## Gas - Prezzi Forward 22

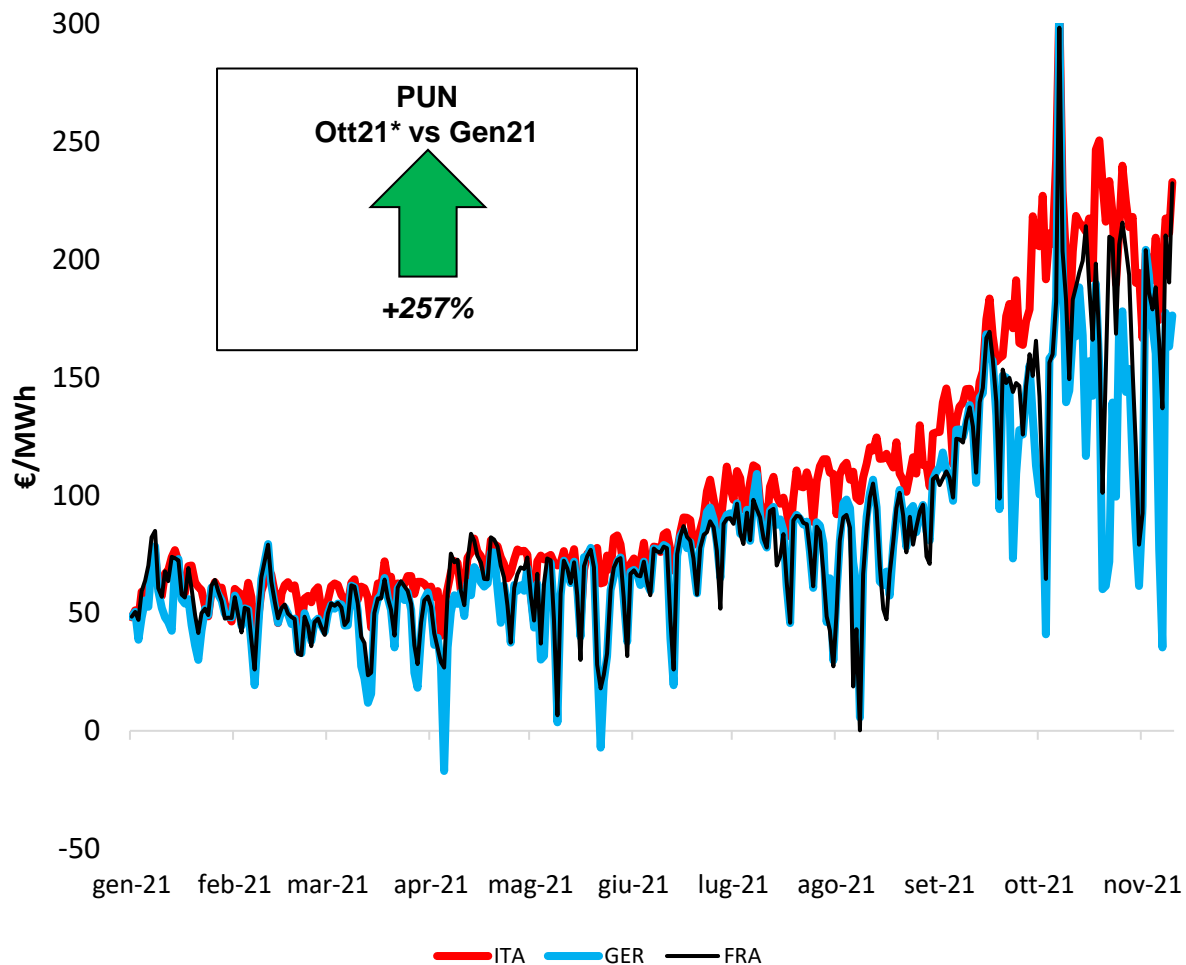


## CO2 – Prezzi Spot e Forward 2022

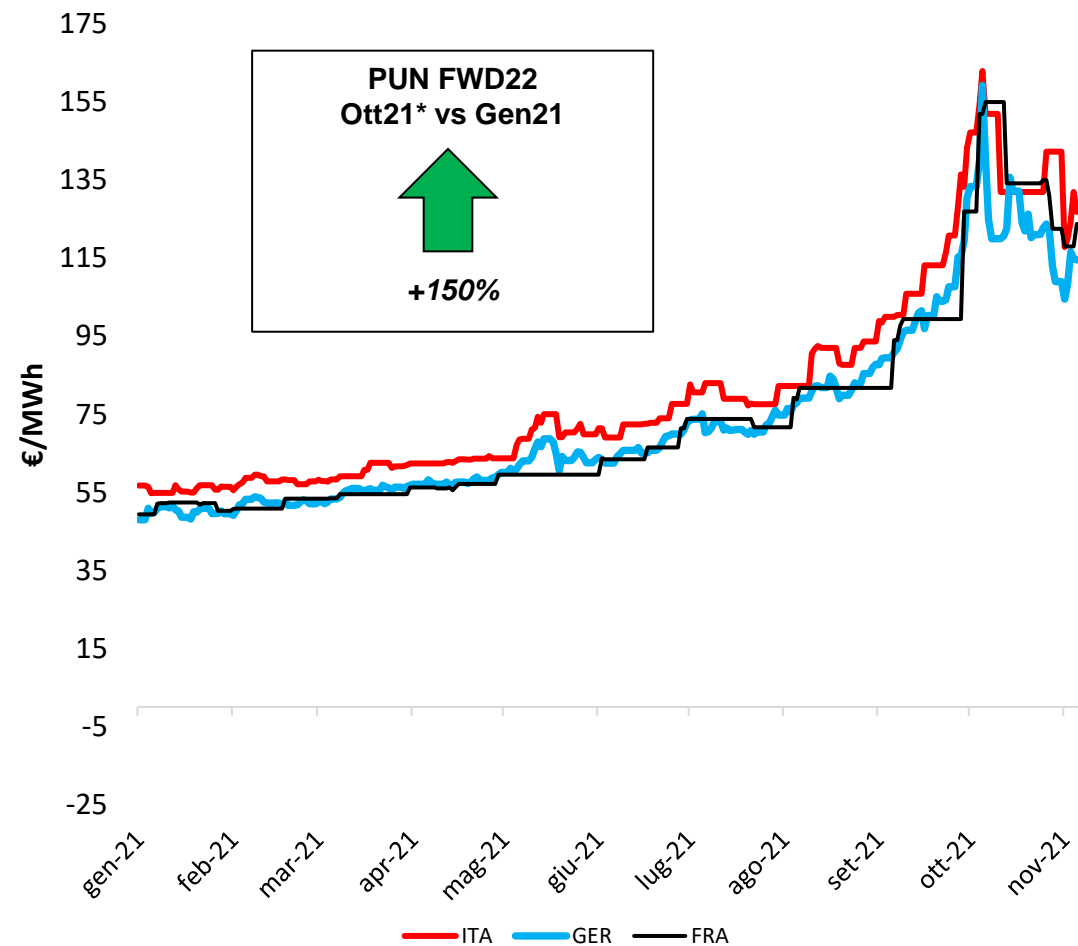




## Prezzi Spot Day Ahead

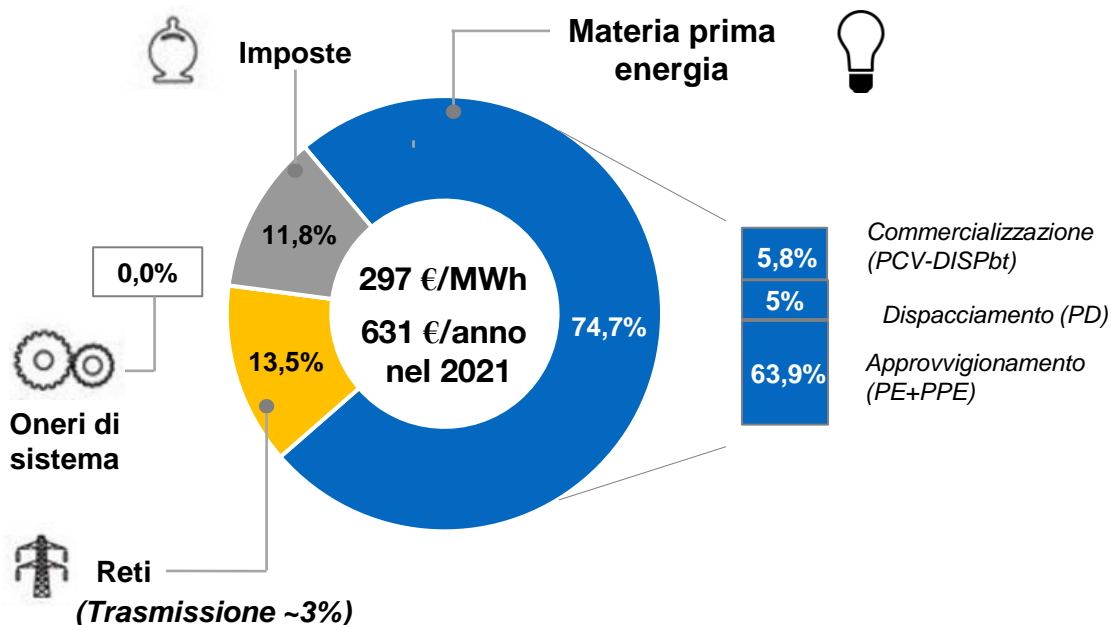


## Prezzi Forward 22 Baseload

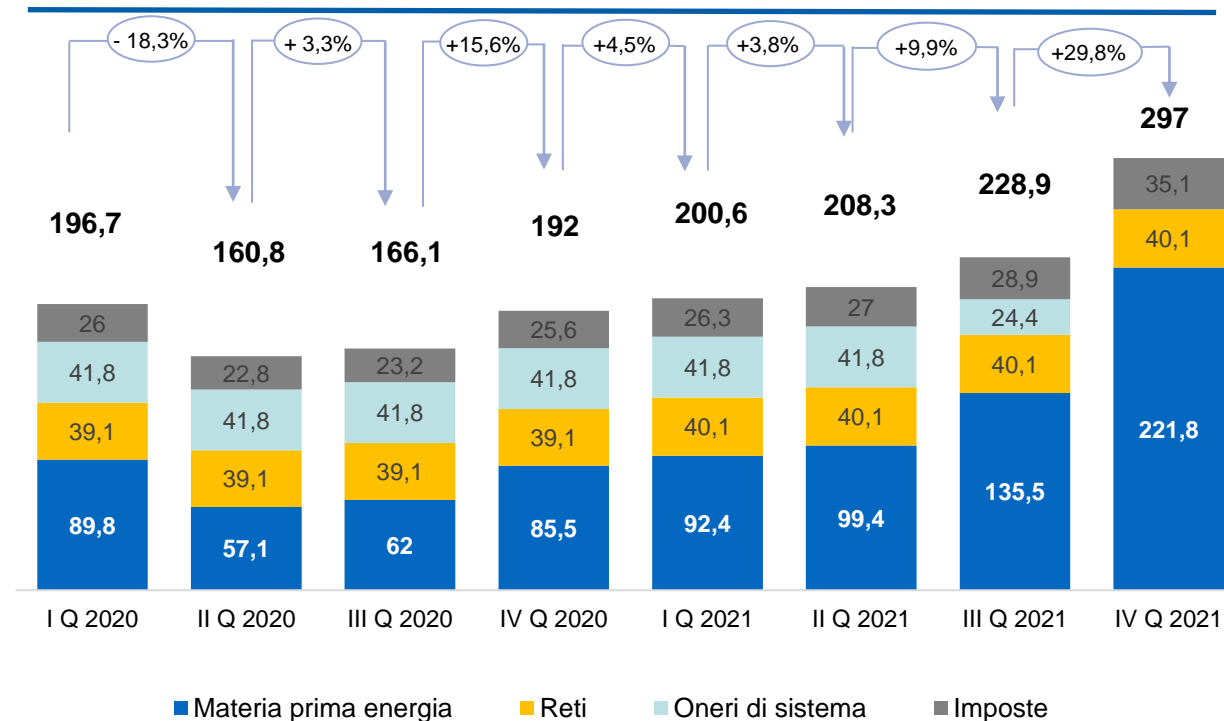


**Tali aumenti hanno provocato una forte crescita dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso su tutti i mercati europei ed in particolar modo in Italia. L'Italia registra infatti prezzi spot 2021 e forward 2022 mediamente più alti di Francia e Germania.**

## Composizione percentuale bolletta elettrica IV trimestre 2021



## Andamento bolletta elettrica I Q 2020 - IV Q 2021 (€/MWh)

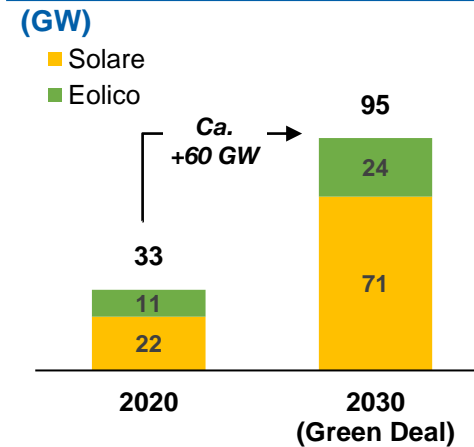


Gli aumenti dei prezzi dell'energia all'ingrosso, **i più consistenti degli ultimi 20 anni**, hanno portato ad un **massimo storico del costo dell'energia elettrica per i consumatori**. Il costo della bolletta elettrica su base annua è aumentato di circa 40 miliardi di euro (calcolato proiettando su 12 mesi i valori dell'attuale trimestre, vs il IV Q 2020, tenendo conto anche della componente oneri di sistema azzerata dal Governo). **Una maggiore presenza di rinnovabili avrebbe contenuto l'impatto di queste tensioni.**

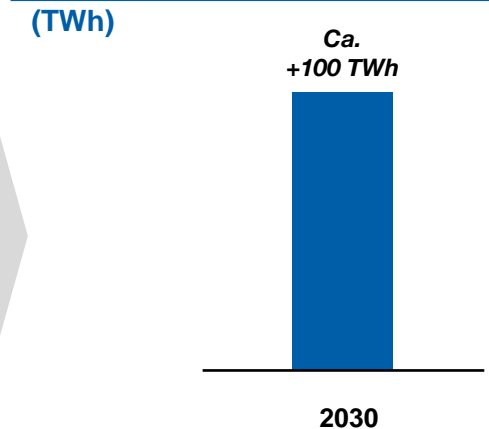
Anche se al momento si assiste ad un leggero ribasso dei prezzi delle commodities, questi risultano ancora molto elevati e **per il primo trimestre del 2022 si profila dunque un ulteriore aumento dei prezzi per i servizi di tutela**

- **L'incremento delle FER** come previsto dal recente pacchetto «Fit-For-55» e dal Green Deal **può produrre benefici importanti per l'economia del Paese**
- Per raggiungere gli obiettivi di policy al 2030 sarà **necessario installare circa 60 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP)**.
- Questi **nuovi impianti FRNP potranno produrre fino a 100 TWh di energia elettrica\*** che sostituiranno una quantità equivalente di produzione a gas
- Nella prima metà del mese di ottobre 2021 il costo variabile di un ciclo combinato a gas è stato intorno a 210 €/MWh. **A questi livelli di prezzo, il costo variabile di generazione di 100 TWh a gas si attesterebbe a circa 21 €mld / anno**
- Gli **investimenti necessari** per sviluppare 60 GW di FRNP si possono stimare in **circa 60 €mld**, pari ad un costo annuo di circa 4,8 miliardi (calcolato con una remunerazione del 5% a 20 anni), con un risparmio di 16 miliardi/anno ad attuali prezzi del gas
- Per abilitare questi investimenti è **necessaria un'evoluzione del disegno di mercato che affianca ai mercati spot un ruolo sempre più determinante dei mercati a termine** (es. PPA, contratti per differenza), unici in grado di garantire la sostenibilità degli investimenti
- Tale evoluzione comporterebbe anche il **beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas** e di conseguenza una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese

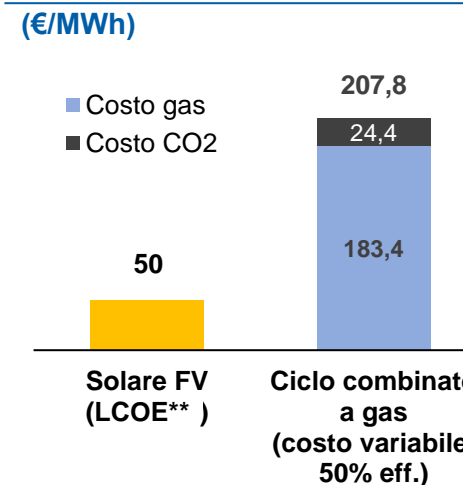
## Capacità installata delle FRNP\*



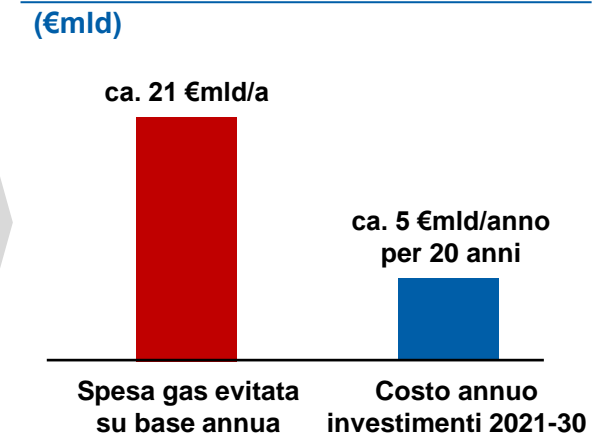
## Produzione FRNP aggiuntiva al 2030\*



## Ciclo combinato gas vs fotovoltaico\*



## Costi variabili vs investimenti necessari





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 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 (in particolare per rinforzare dorsali tra Sud e Nord) adeguandolo agli obiettivi che saranno fissati dall'atteso aggiornamento del PNIEC



**Sviluppare capacità di stoccaggio**

Timing fino a 14 anni (dalla pianificazione all'entrata in esercizio)



Proposte di ottimizzazione



Tempistiche medie procedure autorizzative RTN

Iter **CON VIA** durata di c.a.

**58 mesi\***

Iter **SENZA VIA** durata di c.a.

**26 mesi\***



Opportunità compressione tempi processo

Certezza tempistiche del processo autorizzativo (tempi perentori/sanzioni)

Partecipazione del MiC alla consultazione territoriale (anticipazioni temi paesaggio/archeologia)

Intesa Regionale rilasciata in Conferenza dei Servizi

Semplificazione procedure accesso aree (per analisi archeologiche/ambientali preventive)



Tempistiche **ottimizzate** procedure autorizzative RTN

Iter **CON VIA** durata di c.a.

**34 mesi**

Iter **SENZA VIA** durata di c.a.

**16 mesi**

1

*Le tensioni su prezzi gas e CO2 hanno comportato un aumento del costo della bolletta elettrica di circa 40 miliardi di euro su base annua*

2

*Tali tensioni potranno perdurare in ragione della chiusura degli impianti a carbone a livello mondiale, della riduzione negli investimenti nell'upstream gas&oil, della crescita della domanda energetica internazionale nonché dalla lentezza della crescita FER e degli investimenti in accumuli*

3

*L'avvio di un programma di investimenti in FER, accumuli e reti, che potrà essere reso possibile solo se accompagnato da una ulteriore semplificazione autorizzativa, consentirebbe di sostituire la produzione a gas con rinnovabili e accumuli e ridurre il numero di ore in cui la tecnologia è marginale, con il beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas e di conseguenza una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese*