
Decreto-legge 27 settembre 2021, (n. 130) - Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale

Audizione dinanzi alla Commissione Industria, commercio, turismo - Senato della Repubblica

Roma, 19 Ottobre 2021

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

Negli ultimi mesi si sono registrati forti aumenti sui prezzi dell'energia all'ingrosso, 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. A ciò è associato anche un livello di riempimento degli stoccaggi in centro Europa al di sotto dei valori standard per questo periodo. 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 del nostro Paese, che risente più degli altri Paesi UE delle variazioni dei prezzi delle commodity (aumento differenziale di prezzo con gli altri Paesi, +23% con Germania e +11% 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 avere un importante effetto benefico sull'economia del Paese. Per raggiungere gli obiettivi di policy al 2030 sarà infatti 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 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.

- **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 CO₂
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. Gli interventi previsti dal decreto di recepimento REDII vanno nella giusta direzione ma sembrano necessari ulteriori interventi di semplificazione nonché 1) l'eliminazione delle restrizioni alla partecipazione alle aste GSE così come quelle attualmente previste per gli impianti sviluppati su superfici agricole non utilizzate, ove ricomprese nelle aree idonee, 2) l'introduzione di aste (GSE) zonali che tengano conto della capacità di trasporto della Rete per una più efficiente localizzazione e penetrazione delle FER.

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 a copertura dei costi per il finanziamento 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.

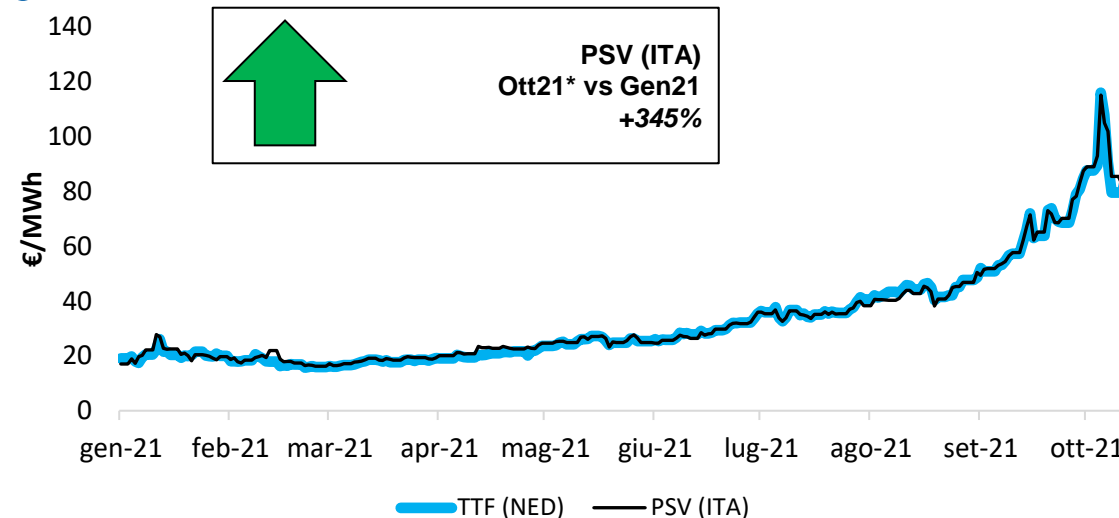
È fondamentale che le semplificazioni dei procedimenti autorizzativi delle FER trovino sempre applicazione anche per l'adeguamento delle opere di connessione elettriche che dovesse rendersi necessario, per garantire che lo sviluppo delle FER avvenga in maniera coordinata con gli impianti di rete.

Nel corso dell'ultimo anno ed in particolare degli ultimi 3 mesi, 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**:

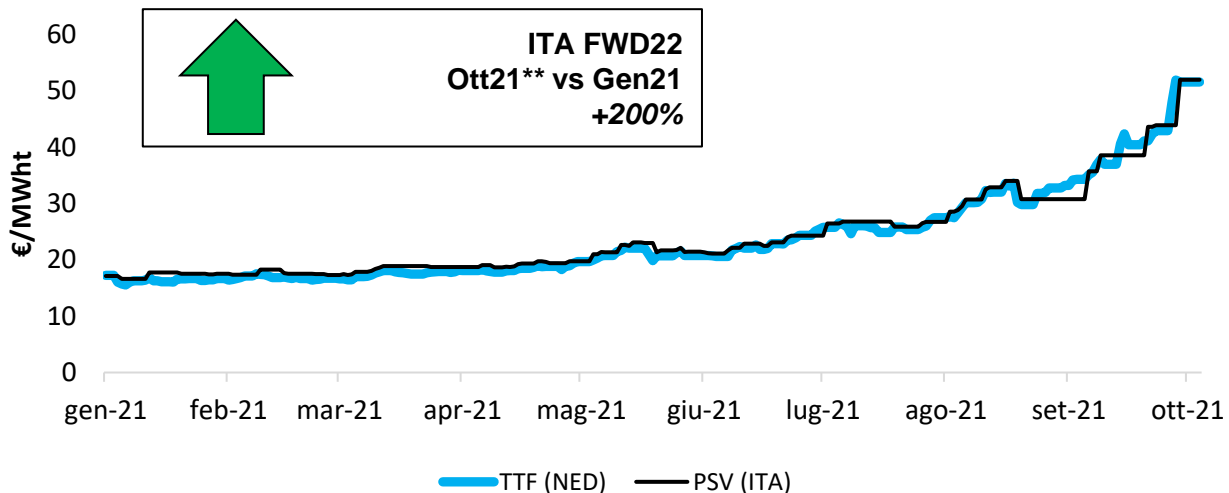
- Forti **tensioni sul mercato globale del GNL** a seguito di un aumento della domanda superiore a quello dell'offerta (specialmente in Asia e Sud America)
- Presenza di **manutenzioni in diversi impianti di rigassificazione** europei ad ostacolo dell'importazione di GNL (prevista in aumento del 5%)
- **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 **CO₂**, 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.

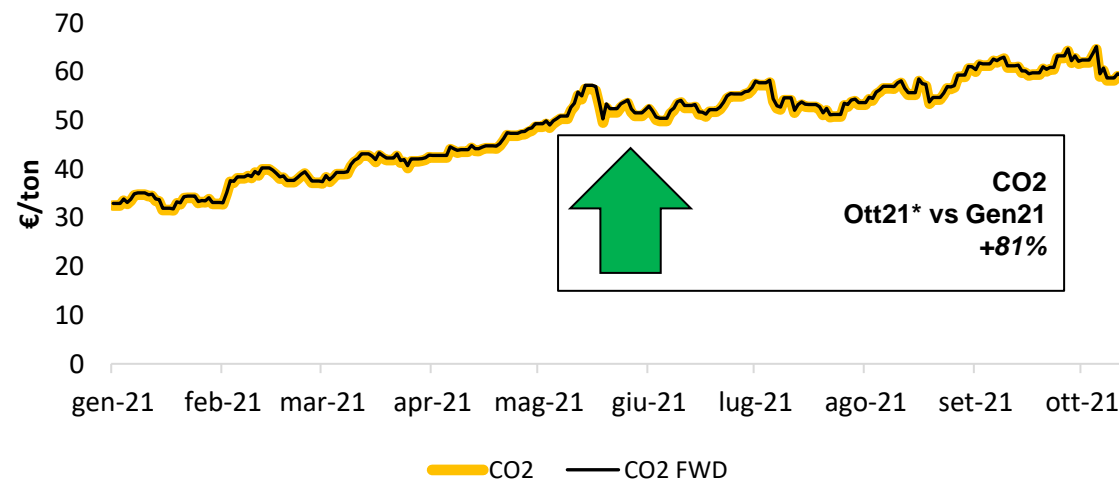
Gas – Prezzi Spot

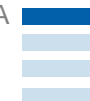


Gas - Prezzi Forward 22

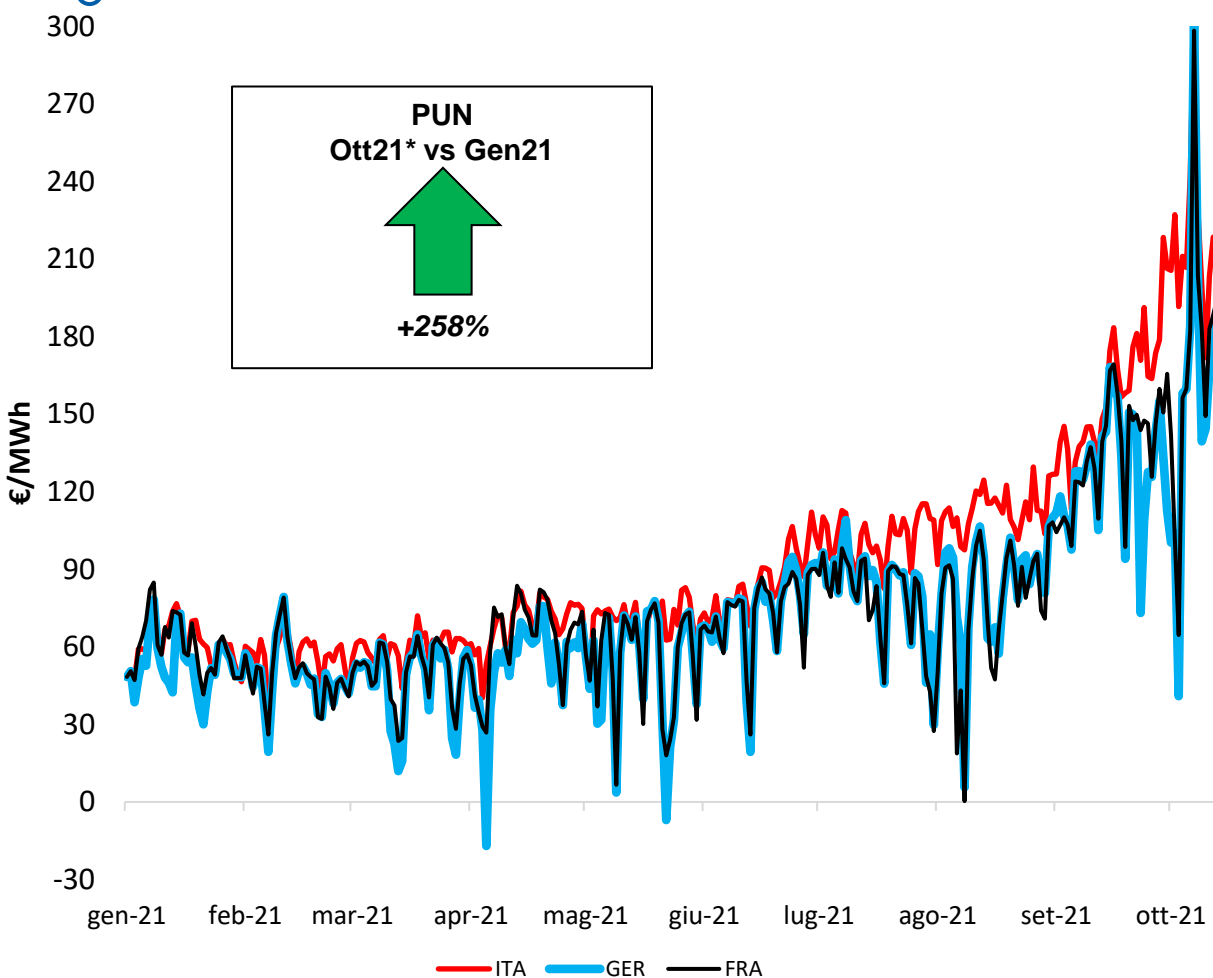


CO2 – Prezzi Spot e Forward 2022

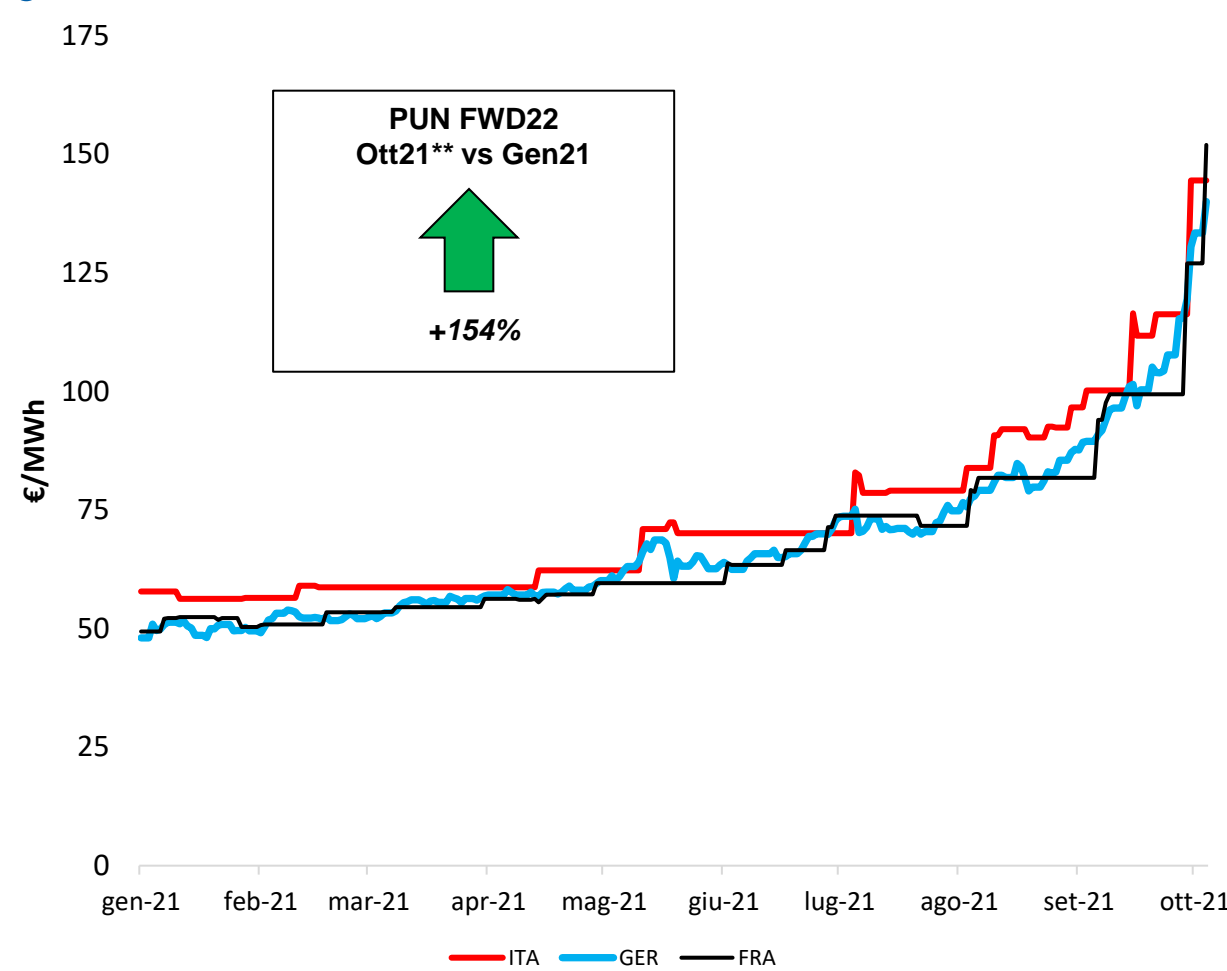




Prezzi Spot Day Ahead Baseload

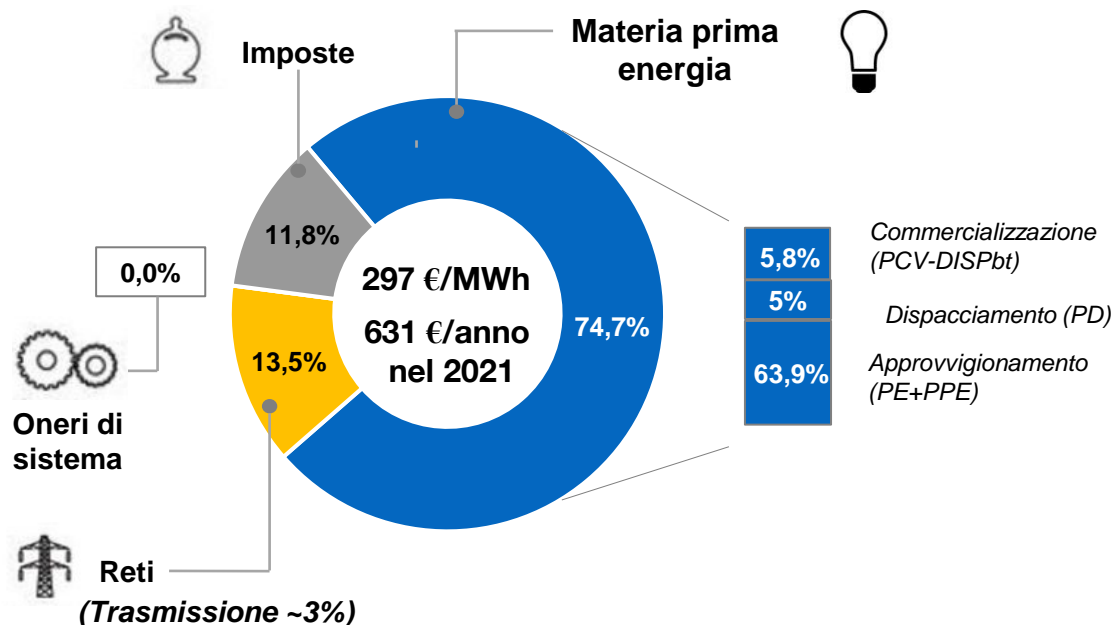


Prezzi Forward 22 Baseload

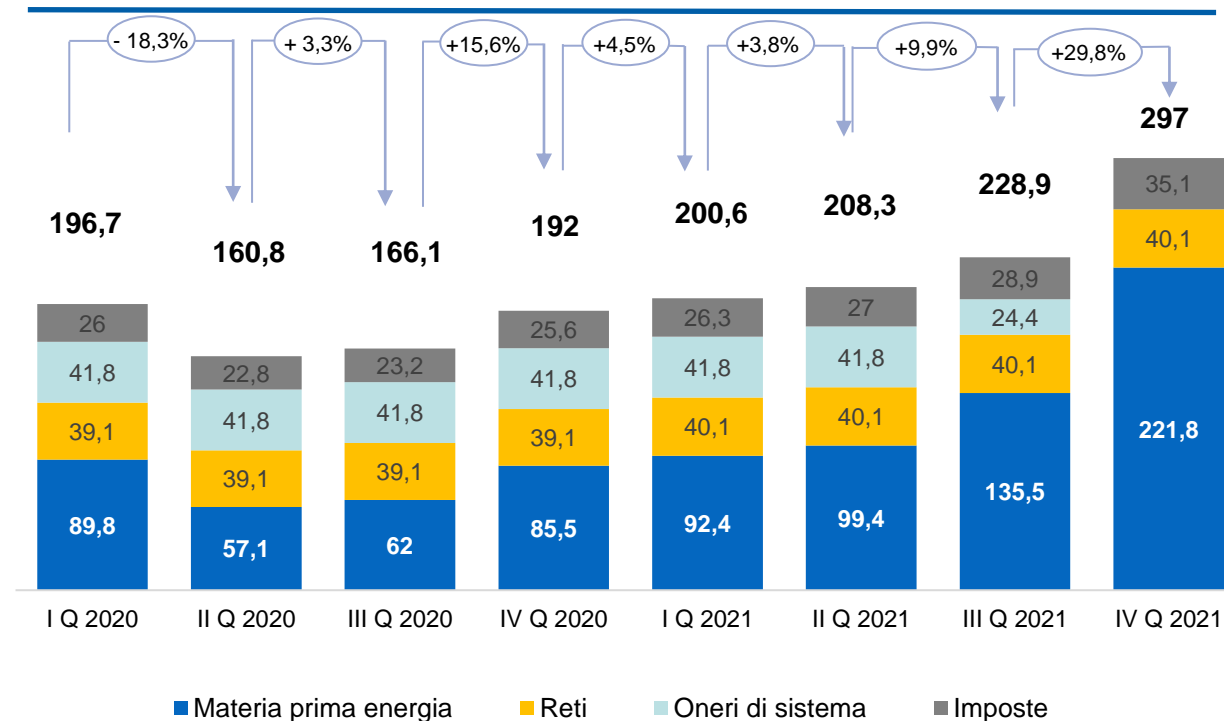


Tali aumenti hanno provocato una considerevole crescita dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso su tutti i mercati europei ed in particolar modo in Italia. L'Italia registra infatti prezzi spot 2021 e forward 2022 mediamente più alti di Francia e Germania.

Composizione percentuale bolletta elettrica IV trimestre 2021



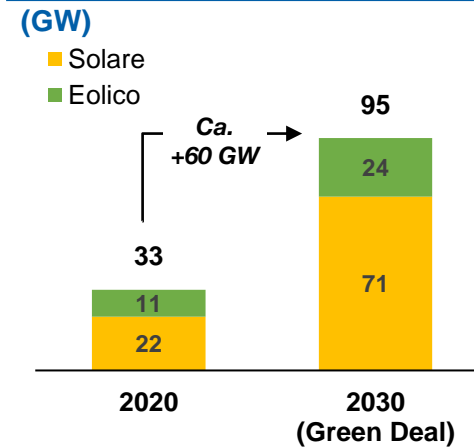
Andamento bolletta elettrica I Q 2020 - IV Q 2021 (€/MWh)



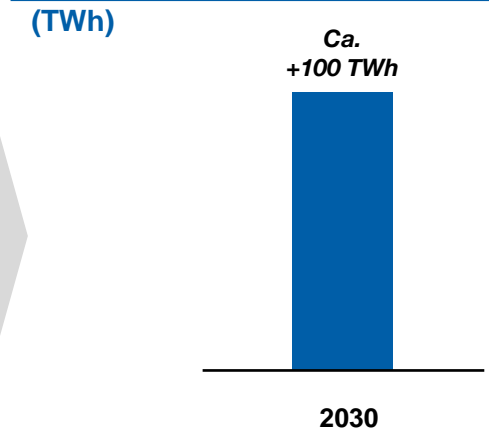
Gli aumenti dei prezzi dell'energia all'ingrosso, **i più consistenti degli ultimi 20 anni**, hanno portato ad un **massimo storico del costo dell'energia elettrica per i consumatori**. Il costo della bolletta elettrica su base annua è aumentato di circa 40 miliardi di euro (calcolato proiettando su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

- **L'incremento delle FER** come previsto dal recente pacchetto «Fit-For-55» e dal Green Deal **può avere un importante effetto benefico sull'economia del Paese.**
- Per raggiungere gli obiettivi di policy al 2030 sarà infatti **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 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.

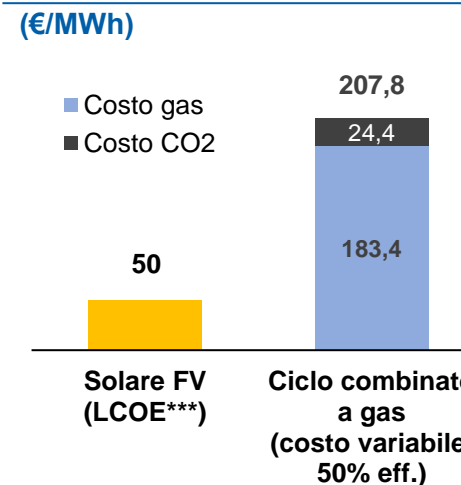
Capacità installata delle FRNP*



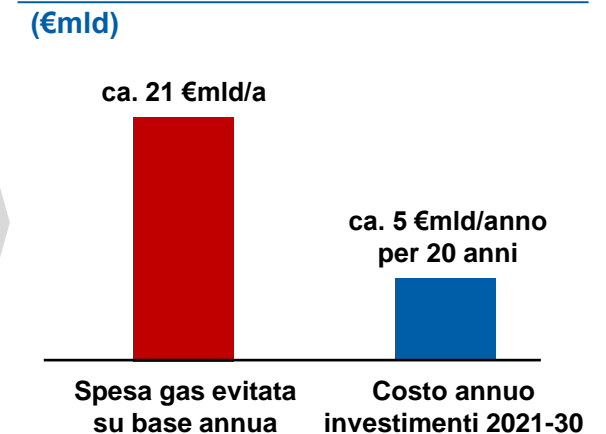
Produzione FRNP aggiuntiva al 2030*



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 CO₂), e fare da volano per la crescita economica del Paese, la ricerca e l'innovazione tecnologica

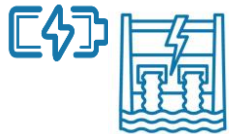
Gli **obiettivi di decarbonizzazione** e il contesto di tensione sulle commodity trovano risposta in azioni coordinate:



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 CO₂



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

SVILUPPO RINNOVABILI

- Il trend di crescita FER non 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 d.lgs RED II sembra andare nella giusta direzione per risolvere le criticità legate alla complessità ed efficacia del processo autorizzativo. Positiva anche la previsione di aste con un orizzonte temporale a 5 anni che riduce i rischi degli investitori. Sono tuttavia necessari ulteriori interventi per:
 - i) consentire la partecipazione alle aste a tutti gli impianti autorizzati o almeno sviluppati nelle aree idonee (incluso anche le aree agricole non utilizzate);
 - ii) prevedere aste zonali che tengano conto della capacità di trasporto della Rete per una più efficiente localizzazione e penetrazione delle FER

SVILUPPO ACCUMULI

- Il meccanismo previsto dal decreto di recepimento 944/2019, per lo sviluppo dei sistemi di accumulo (basato su meccanismi di contrattualizzazione a lungo termine con aste competitive per incentivare la realizzazione di capacità di stoccaggio) va nella giusta direzione per lo sviluppo degli accumuli
- Fondamentale accelerare la definizione dei criteri tecnici per la partecipazione alle aste per raggiungere target previsti (attuale PNIEC prevede l'installazione di nuovi sistemi di accumulo per almeno 10 GW entro il 2030; tale valore potrebbe essere incrementato nel prossimo aggiornamento del PNIEC)

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



Proposte di ottimizzazione



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