



LA TRANSIZIONE ENERGETICA È SOSTENIBILE?

I costi-benefici della decarbonizzazione e la bolletta dei consumatori

Alessandro Marangoni

KEY ENERGY SUMMIT, Rimini, 6 marzo 2025

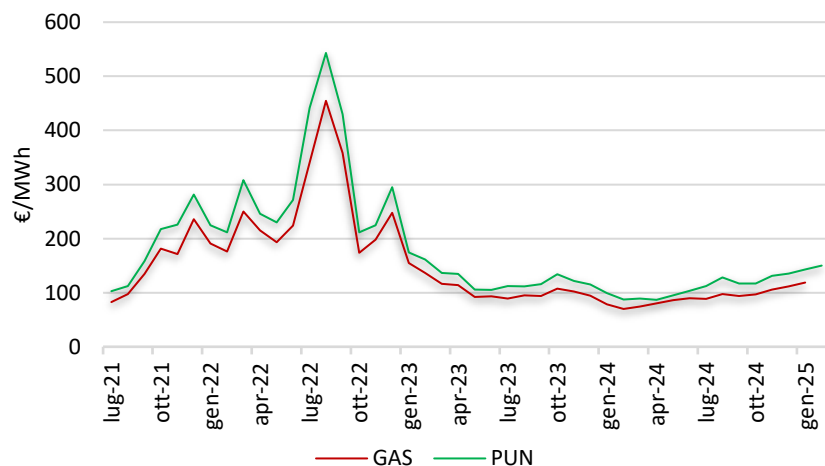


ENERGIA, STRATEGICA MA CRITICA

Sfide globali in un contesto che sta cambiando velocemente

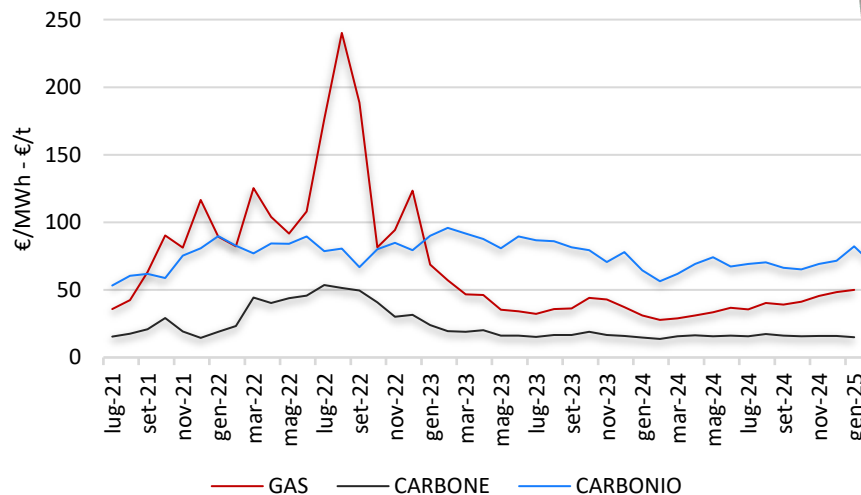
- L'Europa continua a fronteggiare prezzi del gas elevati
- L'UE rivede Green Deal alla luce della crisi industriale, che ha radici più profonde della recente crisi energetica (si veda l'IPI di Germania e Italia dal 2019)
- I prezzi elettrici restano legati ai costi del gas, con un forte impatto, in particolare in Italia

Costi di generazione da gas (CCGT) e PUN



Fonte: GME, elaborazioni NET Althesys

Prezzi delle fonti e del carbonio



Fonte: elaborazioni su fonti varie



LE STRATEGIE DELL'UE DI FRONTE ALLE SFIDE ATTUALI

Mettere al riparo l'industria dalla concorrenza estera anche abbassando la bolletta energetica

UE reindirizza le politiche climatiche per salvaguardare la manifattura europea. La proposta sull'**industria** prevede:

- Banca per la decarbonizzazione con 100 miliardi € per l'industria verde, finanziati con il Fondo per l'Innovazione, ETS e InvestEU.
- Semplificazione delle regole sugli aiuti di Stato
- Asta pilota da 1 miliardo di euro per tecnologie verdi nel 2025.

Proposta su **riduzione costi energetici** della Commissione Europea:

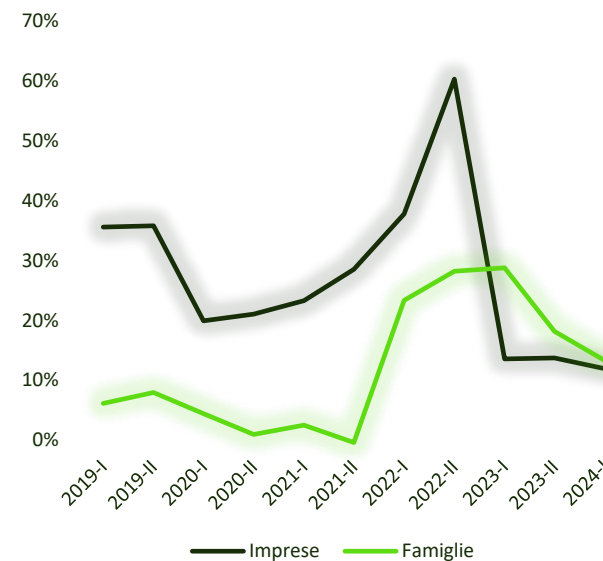
- Taglio delle tasse e degli oneri di sistema
- Promozione dei contratti a lungo termine (PPA e CFD)
- Investimenti nelle reti
- Semplificazione delle autorizzazioni
- Incentivi per la demand response e sistemi di accumulo
- Acquisti congiunti di GNL e investimenti nei LNG terminal
- Garanzie per l'efficientamento energetico, con il supporto della BEI
- Misure per prevenire picchi di prezzo, tra cui schemi di riduzione della domanda nelle ore di punta e maggiore cooperazione tra i gestori di rete per ottimizzare le capacità di esportazione.

L'ITALIA E LE SUE PROPOSTE ATTUALI

L'Italia è tra i paesi europei che dipende maggiormente dal gas importato

- La misura sugli **extra-profitti** 2022-2023 è stata una soluzione tampone per alleviare le bollette, così come il congelamento degli oneri di sistema.
 - Non può diventare una misura strutturale, poiché disincentiverebbe imprese e famiglie dalla copertura del rischio prezzo. Tuttavia, la riforma UE prevede questa possibilità in presenza di specifiche condizioni
- Cosa prevede il **D.L. Bollette** (28 febbraio 2025)
 - Bonus per famiglie per fasce ISEE (8 milioni di famiglie per 1,6 miliardi €)
 - Taglio oneri di sistema per imprese e famiglie (800 milioni € per azzeramento componente A_{SOS} per le PMI)
 - Riduzione IVA sul gas con un meccanismo di compensazione fiscale
 - Sostegno alle imprese energivore (600 milioni € anticipati dalle aste ETS)
 - Tutele per i consumatori vulnerabili: proroga di due anni (fino al 2026) per il passaggio obbligato al mercato libero dell'energia
 - Utilizzo del Fondo Sociale per il Clima per mitigare il caro energia

Italia vs. UE-27. Quanto si spende in più per l'energia elettrica*



*Oneri e tasse inclusi

Fonte: elaborazioni su Eurostat

QUALI SCENARI SI APRONO?

Disaccoppiamento tra prezzi elettrici e prezzi gas è un processo graduale da attuare con ingenti investimenti

Con un mercato elettrico fondato su *System Marginal Pricing*:

- non solo il gas incide sul costo di generazione delle unità marginali, ma anche il costo ETS per emissioni di CO₂
- Ridurre le ore dei CCGT come tecnologia marginale con quote crescenti di rinnovabili non è un processo lineare:
 - serve superare una certa soglia di fonti pulite nel mix elettrico (per ora FER al 40%) per avere effetti consistenti

Ma disaccoppiare è sempre un bene?

Con prezzi bassi del gas (2016 e 2020), il *PUN Index* scenderebbe sotto la soglia di LCOE delle FER meno costose

Verso il nuovo modello di mercato fondato su contratti di lungo termine

Con FER 2 e FER X lo Stato interviene nello sviluppo di nuova capacità anche per i prossimi anni (difficile tornare indietro).

- Serve coordinare la coesistenza tra risorse a mercato e incentivate con Contratti per Differenza (CfD)
- Disincentivo a stipulare PPA privati
- Possibilità di dirigere la distribuzione zonale (regionale) dei nuovi investimenti (coefficienti localizzativi 'FER X')
- Possibilità di coordinare sviluppo FER e reti/accumuli

Come saranno i prezzi elettrici?

Componente a mercato seguirà le fluttuazioni del gas
Componente CfD sarà stabile e ancorata a LCOE delle FER

QUALE STRUTTURA COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA?

Costo di produzione del MWh (+/- costo dei Cfd) + servizi di vendita

Costi di approvvigionamento

- In bolletta finiranno i corrispettivi alle fonti di generazione (e accumuli in *time shifting*) che operano nei mercati dell'energia
- Con il **superamento del PUN** anche la domanda «vedrà» i prezzi zionali, con benefici per i consumatori delle zone più rinnovabili (se il prezzo del gas permarrà alto)

Costo delle policy per il sostegno delle FER

- Gli **oneri di sistema** per i vecchi incentivi alle FER sono in calo e crolleranno dopo il 2030
- Si aggiungono costi (eventuali) CfD di nuova istituzione, che dipenderà dalle quotazioni del gas:
 - Prezzo del gas alto → basso (negativo?) costo degli incentivi
 - Prezzo del gas basso → alto costo degli incentivi

Capacity market e MACSE saranno voci consistenti della bolletta a copertura dei costi per adeguatezza e flessibilità

Mercato della capacità (CM)

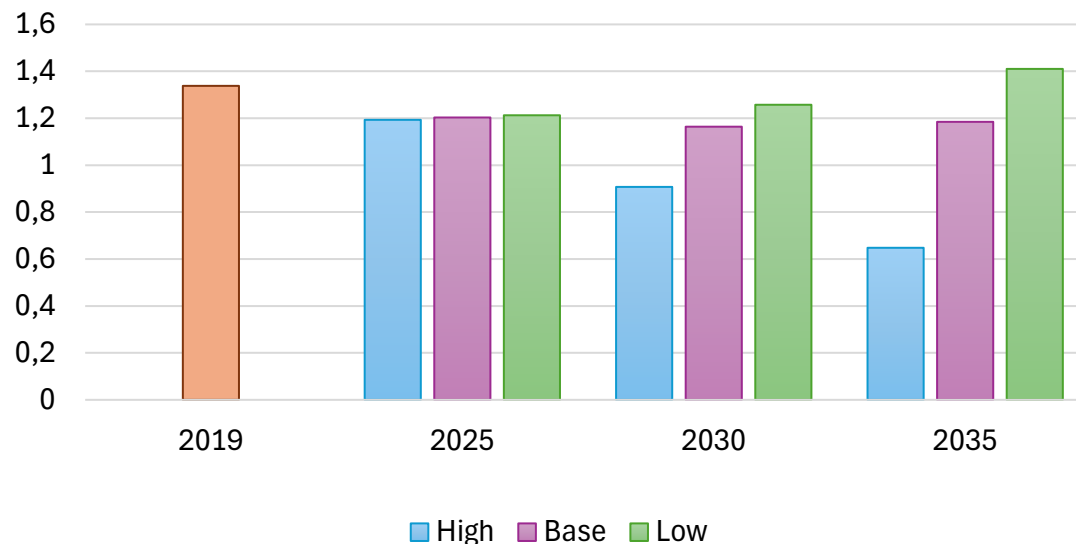
- Previsto costo in progressivo calo per sostituzione di capacità termica con nuovi FER e accumuli non aderenti al CM
- In scenari di medio-alta penetrazione di FER il CM potrebbe presto non vedere assegnata capacità di nuova costruzione

Mercato della capacità stoccaggio di lungo termine (MACSE)

- Fabbisogno di nuovi accumuli per time-shifting soddisfatto a partire dal 2028 con le aste MACSE
- Terna pianifica i contingenti annui zionali in linea con la prevista espansione delle FER e con investimenti su RTN per evitare sovrainvestimenti o tagli alla produzione rinnovabile

LE RINNOVABILI COME ABBASSERANNO I COSTI?

Rapporto PUNIndex) vs. costo di generazione da gas (CCGT)



Decoupling
Power-to-gas ratio in forte discesa nello scenario ad alta decarbonizzazione

Note: il costo di generazione comprende il costo per l'acquisto di permessi ETS Fonte: elaborazioni NET Althesys

Scenario prezzi gas +ETS	Quota FER-e 2030	Quota FER-e 2035
<i>High</i>	<i>68%</i>	<i>84%</i>
<i>Base</i>	<i>56%</i>	<i>57%</i>
<i>Low</i>	<i>52%</i>	<i>47%</i>

Tre scenari basati su condizioni favorevoli (*High*) o sfavorevoli (*Low*) agli investimenti nelle FER (Hp: mercato FER sostenuto da CfD ex 'FER 2' e 'FER X transitorio' dal 2025 e 'FER X' dal 2026)

- Tre diversi livelli di decarbonizzazione (vedi quota FER-e in tabella)
- Prezzi del gas non influenzano gli investimenti in FER
- Tassi di interesse, seppur in calo, sostengono i CAPEX e, quindi, i prezzi di lungo termine CfD

Fonte: elaborazioni NET Althesys

CONTRATTI PER DIFFERENZA: UN'ANALISI ECONOMICA



Vantaggi

- Garantiscono stabilità nei profitti per le FER, incentivando investimenti e accelerando la transizione energetica
- Sostengono gli investimenti in rinnovabili indipendentemente dai prezzi delle fonti fossili e degli ETS
- Migliorano equità e pianificazione territoriale delle FER
- Riducono il prezzo medio dell'energia nel breve periodo grazie alla minore dipendenza dal CCGT



Svantaggi

- Premiano tecnologie a basso costo (solare) a scapito di quelle con maggiore continuità produttiva (eolico) → Maggiore fabbisogno di storage e uso del suolo
- Mantengono prezzi medi alti anche con bassi prezzi di energia fossile e dei permessi a emettere CO₂
- Disincentivano il ricorso ai PPA
- Rendono superfluo l' ETS per il settore elettrico

IN CONCLUSIONE

► Che fare?

Il **disaccoppiamento** tra prezzi del gas ed elettrici in Italia attraverso meccanismi di lungo periodo potrebbe accelerare la transizione energetica, con un impatto positivo sulla riduzione delle emissioni e sui prezzi elettrici, soprattutto in uno scenario di instabilità a livello internazionale

► Superamento del PUN e costi dei CfD negli oneri di sistema

Porterà a **sussidi incrociati** tra le zone, favorendo quelle a maggior penetrazione di FER con contratti per differenza

► CAPEX vs. OPEX

Con le risorse di generazione, adeguatezza e flessibilità remunerate con contrattazione di lungo termine è fondamentale abbassare i **costi del capitale** per ridurre le bollette

► Volatilità di prezzo

I meccanismi di lungo termine riducono l'**incertezza** sui prezzi con un potenziale effetto positivo sia per il consumatore che per l'investitore (WACC)


Per elaborare le policy energetiche è necessario valutare **tutti** i costi di sistema

© Copyright Althesys 2025. Tutti i diritti riservati.

È vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza autorizzazione scritta.



Via Larga, 31 20122 Milano Italia
Tel: +39 02 5831.9401 info@althesys.com
www.althesys.com

 althesys-strategic-consultants

 @althesys

 Althesys Strategic Consultant
