# FerX e prezzi troppo bassi: perché non centreremo gli obiettivi 2030

*E resteremo "ancorati" al gas ancora per un decennio. L'analisi di Giovanni Bernardo*, Alessandro Marangoni** e Francesco Marghella***

**Una fotografia mossa del quadro energetico italiano**

L'evoluzione futura del sistema elettrico italiano è molto chiara se si osservano i piani, ma diventa molto difficile da immaginare se si parte dall'attuale quadro reale. La fotografia del futuro energetico nazionale è, infatti, mossa: un'immagine resa instabile dalla profonda incertezza che caratterizza i mercati e dalle scelte ancora aperte e a volte contradditorie dei policy maker.

È questo lo sfondo dell'analisi (1) svolta con Net, il modello di mercato elettrico di Althesys. Mercato in cui l'imprevedibilità del prezzo del gas – pur incanalabile in uno scenario plausibile – continua a giocare un ruolo centrale. Il risultato? Anche tra dieci anni, senza un'accelerazione sul fronte delle rinnovabili, il prezzo elettrico resterà ancorato a quello del gas. Una transizione sub-ottimale, quindi, che rischia di compromettere gli obiettivi climatici, economici e industriali dell'Italia.

L'analisi vuole contribuire all'attuale dibattito, valutando se le recenti riforme del settore elettrico possano realmente raggiungere i principali obiettivi della politica energetica, ovvero sostenere i target di decarbonizzazione, rafforzare la sicurezza energetica (inclusa la stabilità dei prezzi di fronte a futuri shock) e garantire che l'energia elettrica resti accessibile.

**I prezzi di esercizio del FerX sono adeguati a raggiungere gli obiettivi al 2030?**

Il cuore dell'analisi ruota attorno a uno degli interrogativi chiave per la politica energetica italiana: i prezzi di esercizio del decreto FerX sono adeguati a centrare gli obiettivi 2030? La risposta è negativa. Gli attuali livelli – e in particolare quelli fissati

per il FerX transitorio, già in asta e in chiusura a settembre – rischiano di non innescare un volume sufficiente di nuovi investimenti in capacità rinnovabile.

Per il decisore pubblico, aumentare i prezzi di esercizio può sembrare una "perdita" di efficienza o un aggravio per il consumatore. Ma la realtà è più articolata: esiste un livello ottimale di incentivo, che minimizza i costi di sistema pur massimizzando la penetrazione delle Fer. Il nostro studio suggerisce che l'asticella oggi è posta troppo in basso, specialmente per l'eolico. Giovi ricordare che le manifestazioni di interesse pervenute per la prima asta del FerX transitorio per il fotovoltaico superano ampiamente il contingente massimo mentre per l'eolico praticamente lo pareggiano.

Secondo le nostre elaborazioni, i prezzi d'asta fissati per il solare sembrano in linea con gli obiettivi, anche se la competizione è elevata e potrebbe rallentare il processo di sviluppo. Per l'eolico, invece, sarebbe opportuno alzare la soglia, non solo per garantirne la bancabilità, ma anche per sfruttarne il valore sistemico. L'eolico, infatti, può contribuire in modo rilevante alla stabilità dell'offerta nelle ore serali e notturne, riducendo la dipendenza da altre forme di flessibilità. Al contrario, puntare tutto sul solare implica maggiori investimenti in accumulo, con costi rilevanti per il sistema.

**Tre componenti di costo, una sola direzione di marcia**

Per valutare in modo completo il costo della transizione, distinguiamo tre componenti:

1. Costi di approvvigionamento, calcolati come prodotto tra prezzi spot e domanda. Questi dipendono strettamente dal prezzo del gas, e – in prospettiva – dalla quota di rinnovabili.

2. Costi delle politiche, ovvero i corrispettivi (positivi o negativi) pagati o ricevuti dagli impianti incentivati. Con prezzi spot elevati, come nel recente biennio, questi costi sono stati talvolta negativi, generando flussi di ritorno al sistema.

3. Costi indotti dalla transizione, come quelli di dispacciamento, per l'adeguatezza e per le reti. Questi sono legati alla natura non programmabile delle Fer, ma vanno valutati nel contesto di un sistema in evoluzione.

Riteniamo sia necessario sommare queste voci per ottenere una misura più realistica e integrata di "costo dell'energia elettrica", al netto di semplificazioni e approcci parziali.

Per tenere conto dell'incertezza (prezzi gas e carbonio, Capex, Opex tra i principali fattori), abbiamo adottato una metodologia probabilistica con simulazioni Monte Carlo. Si tratta di un approccio che genera migliaia di scenari possibili, variando i parametri chiave entro un intervallo credibile, e consente di prevedere con maggiore realismo la distribuzione dei costi.

Si è simulata l'evoluzione del sistema elettrico italiano 2024–2035 ipotizzando quattro policy principali:

- FerX transitorio nel 2025
- FerX a regime dal 2026
- Macse attivo dal 2025
- Capacity Market in prosecuzione post-2027

Nel FerX definitivo, previsto dal 2026, sono inoltre introdotti i coefficienti zonali. Se non calibrati con attenzione, rischiano di penalizzare eccessivamente Sud e Isole, ovvero proprio i territori a maggiore potenziale rinnovabile. L'effetto potrebbe essere paradossale: ridurre gli investimenti dove sarebbe più efficiente realizzarli, aumentando i costi complessivi del sistema.

**Risultati: la bolletta cala con le rinnovabili**

I risultati parlano chiaro: all'aumentare della copertura della domanda con rinnovabili, la bolletta elettrica tendenzialmente cala. Il legame tra penetrazione Fer e prezzo medio dell'energia elettrica è negativo, anche tenendo conto dei costi di flessibilità e adeguatezza. Il disaccoppiamento dal gas è un processo lento, ma in atto: serve accelerare, e per farlo serve più capacità installata ogni anno.

Arera prevede che i meccanismi Fer2 e FerX richiederanno tra gli 8,5 e i 9,5 miliardi di euro all'anno fino al 2031 (delibera Arera 331/2024/I/efr). È una stima, a nostro avviso, eccessiva: per una quota Res-e compresa tra il 60 e il 65% (il Pniec chiede il 63,4% al 2030) il costo medio è di 3 (±1,8) miliardi di euro. Nel successivo cluster, relativo a una quota Res-e tra il 65 e il 70%, il costo medio sale a 5,6 (±1,8) miliardi di euro.

**Il confronto della bolletta con i prezzi di lungo termine conferma la convenienza a investire**

La nostra analisi mostra che anche con prezzi di esercizio più alti i costi complessivi del sistema restano sostenibili. Questo accade perché il maggior onere della politica a sostegno delle rinnovabili è compensato dal calo del costo di approvvigionamento.

Confrontando la spesa elettrica nazionale con il prezzo medio di lungo termine derivante dai Cfd, ponderato per l'energia prodotta dalle tecnologie incentivabili, emerge una sostanziale indipendenza tra le due variabili. In altri termini, non emerge una correlazione chiara tra il livello della bolletta elettrica e i prezzi medi dei Cfd. Ciò suggerisce che, dal punto di vista del consumatore, investire nelle fonti rinnovabili sia vantaggioso anche in presenza di meccanismi di sostegno pubblico.

Per fornire un ordine di grandezza, la spesa nazionale per l'elettricità è stata di circa 46 miliardi di euro nel 2020 – minimo degli ultimi dieci anni – e ha raggiunto un picco storico di circa 150 miliardi nel 2022, senza considerare gli interventi di contenimento messi in atto dal Governo. Le simulazioni al 2035, nonostante una maggiore domanda elettrica, mostrano una possibile discesa da 67 (±12) miliardi a 60 (±3) miliardi via via che la quota Fer-e sale da meno del 50% a più del 75%.

Alla luce di queste evidenze, è fondamentale garantire un'allocazione efficiente degli incentivi pubblici. Il sostegno andrebbe prioritariamente indirizzato verso tecnologie già mature e competitive, come quelle incluse nel meccanismo FerX, che consentono di mantenere un prezzo medio nazionale attorno agli 80 €/MWh. Al contrario, l'applicazione di coefficienti localizzativi eccessivamente penalizzanti per alcune aree – con il rischio di determinare una distribuzione geografica inefficiente degli impianti – possono comportare costi significativamente più elevati a fronte di benefici contenuti. Questo è particolarmente evidente nei valori nazionali superiori ai 95 €/MWh. In tali casi, è preferibile limitare l'intervento pubblico sulle tecnologie innovative a contingenti ridotti, con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo tecnologico e l'abbattimento dei costi, rinviando una diffusione su larga scala a una fase in cui sia stata raggiunta una piena maturità economica.

**Conclusione: un sistema efficiente, se progettato in modo integrato**

Non è una novità dire che le rinnovabili fanno bene alla bolletta e all'ambiente. Ma troppo spesso il dibattito si ferma agli effetti sul mercato all'ingrosso, ignorando i costi impliciti o i benefici complessivi. Il nostro lavoro mostra che è possibile – e necessario – avere una visione sistemica dei costi, se si vuole una transizione energetica sostenibile e realistica.

Non vanno però dimenticati i rischi di implementazione. Il nostro modello non include un modulo esplicito per rappresentare ritardi o dinieghi autorizzativi, ma tale rischio resta tutt'altro che trascurabile. Sebbene non sia trattato in modo diretto, è considerato in forma indiretta: l'incertezza autorizzativa si riflette infatti sulla propensione all'investimento, nella misura in cui una maggiore (minore) certezza regolatoria stimola (deprime) gli investimenti nel settore delle rinnovabili. In questo senso, la traiettoria di investimento simulata incorpora implicitamente le condizioni del contesto autorizzativo. Anzi, è proprio questo uno dei principali ostacoli alla transizione: in assenza di semplificazione amministrativa e certezza regolatoria, gli investimenti potrebbero semplicemente non materializzarsi ed impedire il raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2030.

Questo è particolarmente rilevante in un contesto in cui il Cfd è diventato di fatto l'unico meccanismo di supporto attivo, al di fuori dell'energy release per i consumatori industriali. Altri strumenti – Ppa agevolati, strumenti fiscali, etc. – restano ai margini. Un disegno di policy che punta tutto su un solo canale, senza interventi paralleli su permitting e governance, rischia di restare inefficace.

Infine, se si vuole realmente accelerare, va affrontato con onestà anche il nodo del conflitto tra paesaggio e decarbonizzazione. L'eolico ha un impatto visivo maggiore, ma è essenziale per stabilizzare il sistema. Il trade-off è reale, e va riconosciuto apertamente: è responsabilità del decisore politico scegliere, con trasparenza, quale compromesso adottare, possibilmente sulla base di una corretta analisi delle preferenze sociali.

---

(1) “Can Italy Decarbonise Without Raising Bills? A Scenario-Based Assessment of Renewable, Flexibility and Adequacy Policies on Pow-er System Costs Through 2035”, SSRN, 17 luglio 2025 https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5355023.

*(Università Federico II)
**(Althesys Strategic Consultant)