



Analisi dei mercati energetici e ambientali

Nota di Aggiornamento

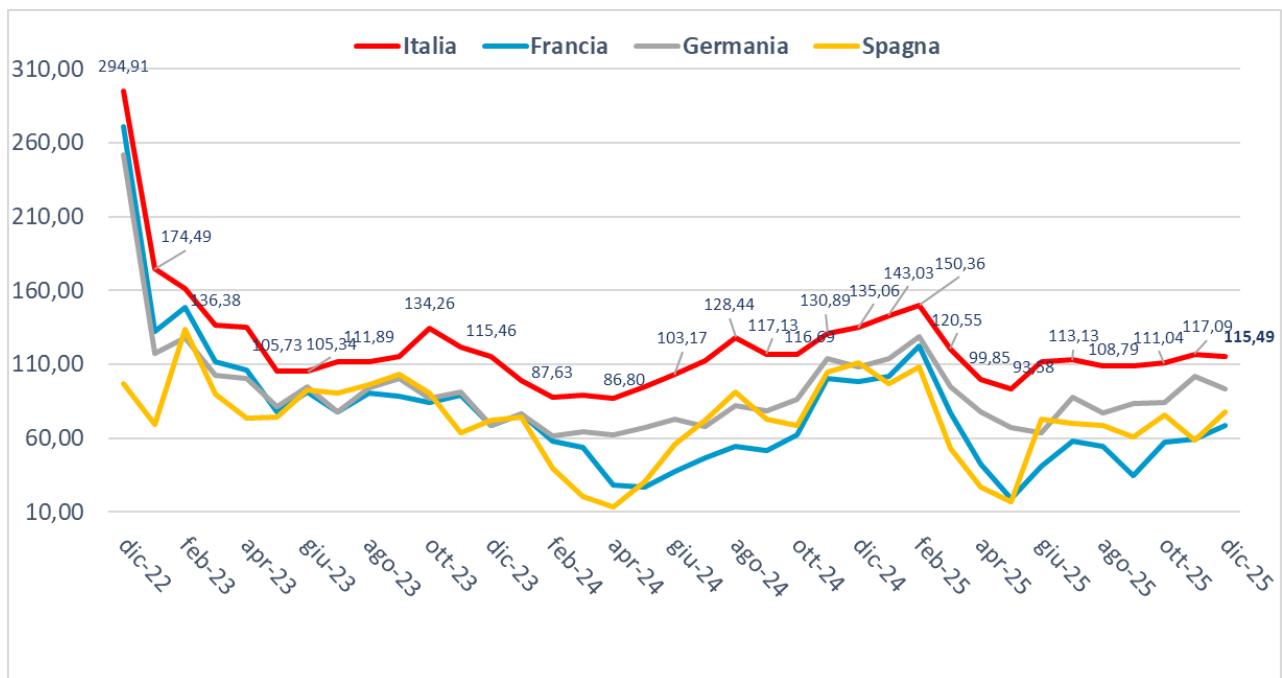
Dicembre 2025

Nel mese di dicembre 2025 i mercati energetici europei hanno mostrato un andamento complessivamente stabile, con una divergenza ancora marcata tra gas ed elettricità. Il gas ha proseguito nella fase di raffreddamento delle quotazioni, sostenuto da condizioni climatiche mediamente miti, da un livello di stoccaggi ancora adeguato e dall'ampia disponibilità di GNL sul mercato internazionale. **L'energia elettrica, invece, ha mantenuto livelli di prezzo elevati, soprattutto in Italia**, sostenuta dalla stagionalità dei consumi e dal rafforzamento delle quotazioni della CO₂ nel sistema ETS.

L'incertezza geopolitica resta un fattore di rischio strutturale. La guerra in Ucraina prosegue senza sviluppi risolutivi, mentre l'accordo europeo per il phase-out totale del gas russo entro il 2027 è ormai pienamente incorporato nelle aspettative di mercato. In Medio Oriente permane una situazione di fragile stabilità, che continua a rappresentare un rischio potenziale ma senza impatti immediati sui flussi energetici.

Dal lato dei fondamentali nazionali, nel mese di dicembre la domanda elettrica italiana si è mantenuta su livelli coerenti con la stagionalità invernale, mentre la produzione rinnovabile è risultata inferiore alla media annuale, in particolare per la componente idroelettrica. Nel gas, i prelievi si sono mantenuti in linea con le attese stagionali, con un mix di import che conferma il ruolo centrale del GNL, seguito dalle forniture via tubo da Algeria, Azerbaijan e Nord Europa.

Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, NordPool, OMIE, Powernext

Nel confronto con gli altri principali mercati elettrici europei, l'Italia continua a registrare prezzi strutturalmente più elevati. A dicembre 2025 i valori medi si attestano intorno a: **Italia (PUN) 115,49 €/MWh; Germania (EEX) 93,47 €/MWh; Francia (EEX) 68,73 €/MWh e Spagna (OMIE) 77,91 €/MWh**. Il differenziale Italia–Germania resta significativo, pari a circa 22 €/MWh, in linea con il trend osservato nel corso dell'anno.

Nel complesso, l'anno 2025 si chiude con livelli di prezzo ancora superiori alle medie precisi. Sulla base dei dati consolidati, il **PUN medio 2025 è pari a 115,32 €/MWh**, in aumento del 6% rispetto al 2024.

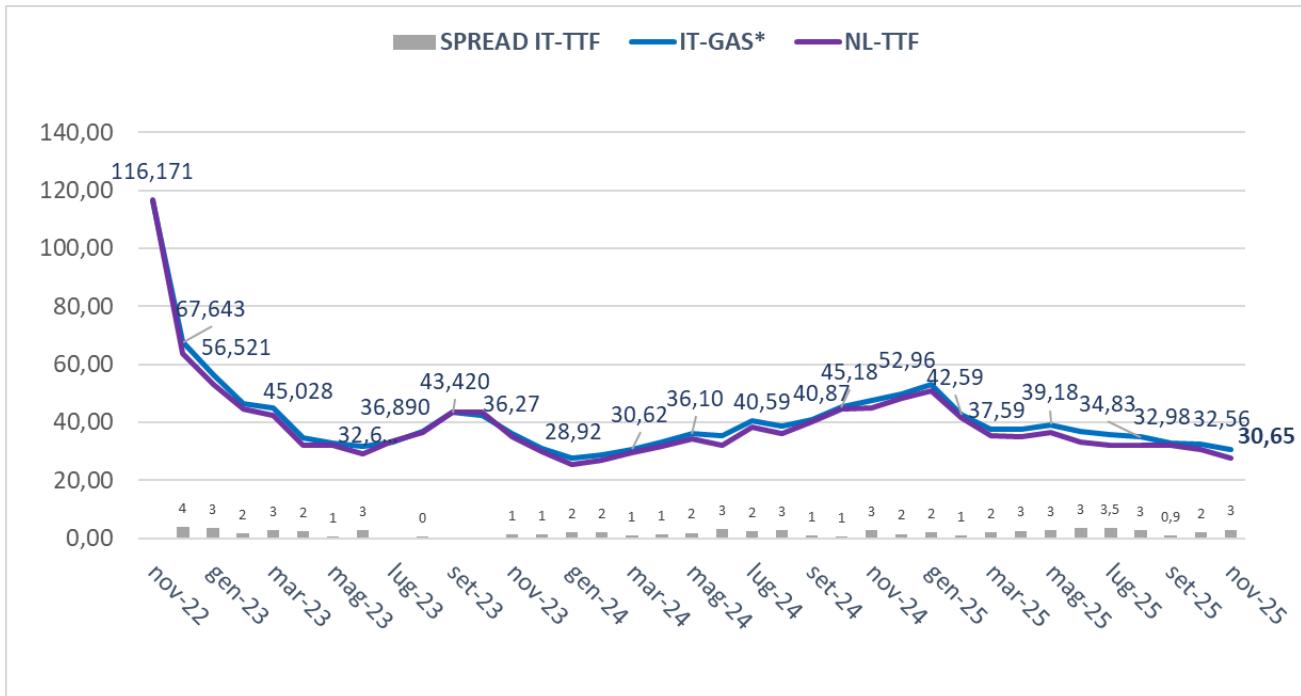
Il differenziale di prezzo dell'elettricità tra l'Italia e i principali Paesi europei si conferma anche su base annua, evidenziando criticità strutturali legate al mix di generazione, alla dipendenza dal gas e ai costi regolatori.

I **fondamentali europei del gas** restano complessivamente solidi. L'Unione Europea entra nella parte finale dell'inverno con stocaggi ancora su livelli adeguati, superiori alla media storica in diversi hub strategici. L'ampia disponibilità di GNL, favorita dalla forte crescita delle esportazioni statunitensi e da una domanda asiatica ancora contenuta, continua a compensare eventuali riduzioni temporanee delle forniture via tubo. Il **livello medio di riempimento degli stocaggi gas in Europa** all'8 gennaio 2026 si attesta intorno al **58%**, pur con forti differenze tra i Paesi: l'**Italia** presenta scorte più elevate, pari a circa il **71%**, mentre la **Germania** si colloca su livelli più contenuti, intorno al **52%**.

Nel mese di dicembre, i prezzi spot hanno confermato la tendenza al ribasso: **IG Index GME/PSV a 30,65 €/MWh e TTF a 27,695 €/MWh**, con uno **spread PSV-TTF di circa 3 €/MWh**.

Sulla base dei dati consolidati, il **TTF medio 2025 si colloca a 36,30 €/MWh (+5% rispetto al 2024)**, mentre l'**IG Index GME/PSV medio 2025 si attesta a 38,53 €/MWh (+6% rispetto al 2024)**.

Confronto andamento prezzi spot IT Gas – TTF, €/MWh

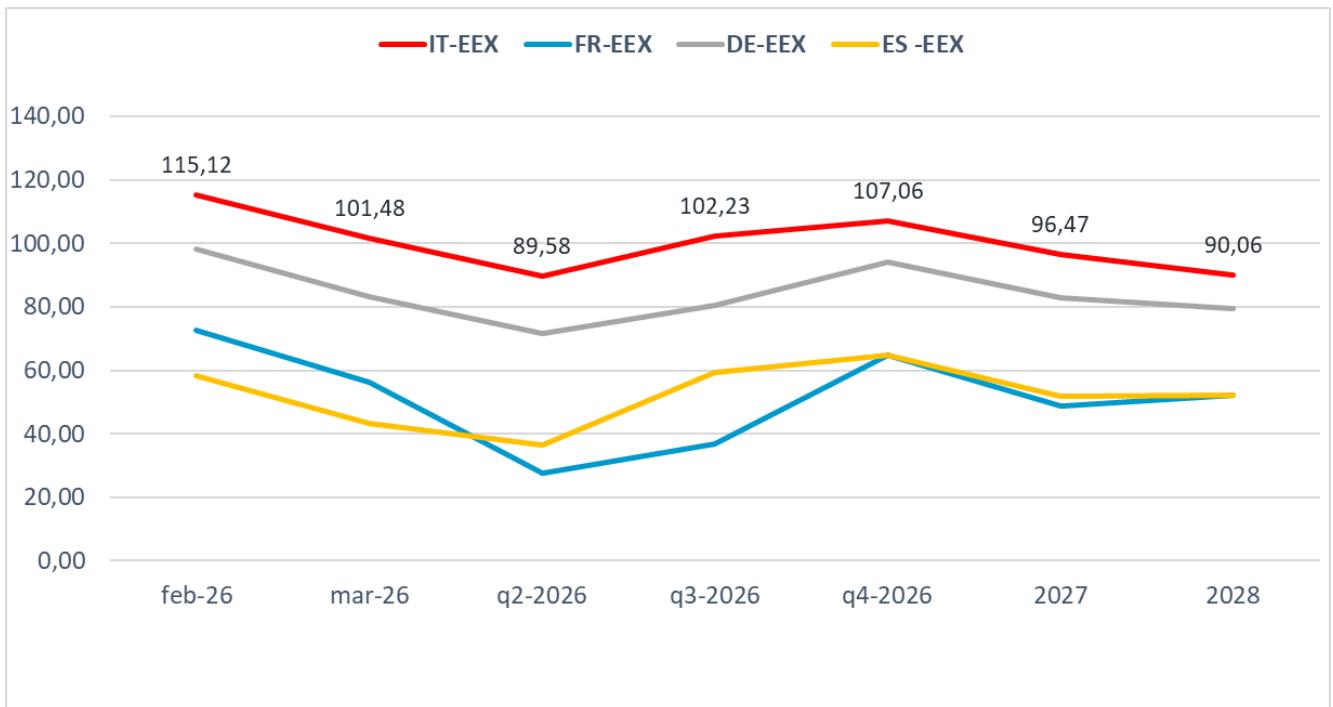


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

Gli eventi geopolitici di inizio 2026, inclusa la crisi istituzionale in Venezuela, non hanno prodotto impatti diretti sui flussi fisici verso l'Europa, ma hanno contribuito ad alimentare la volatilità di breve periodo e a rafforzare l'attenzione degli operatori sui rischi legati alla crescente dipendenza europea dal GNL, in particolare di origine statunitense.

Sui **mercati future** le quotazioni indicano una discesa dei prezzi nel 2026. Per il **mercato elettrico italiano**, i prezzi si attestano intorno a **102 €/MWh** per il Cal26 e a **97 €/MWh** per il Cal27.

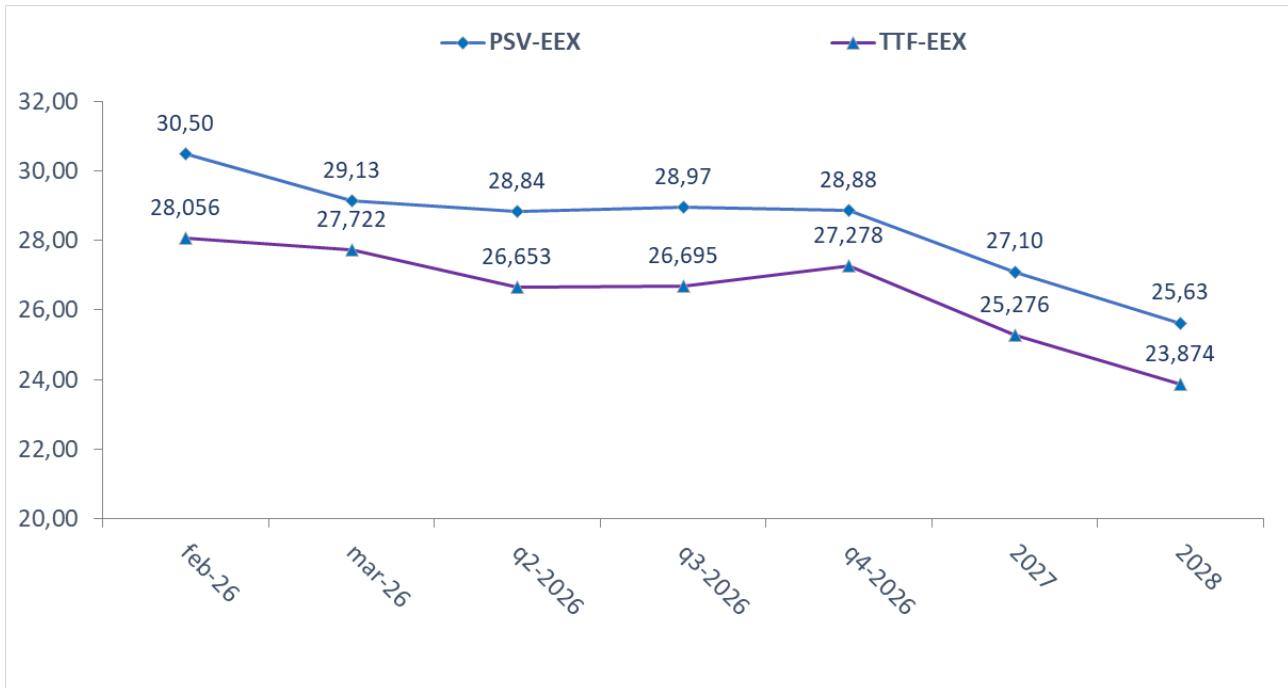
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 06.01.2026 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Sul mercato del gas, i futures indicano valori intorno a **29 €/MWh per il PSV Cal26** e **27 €/MWh per il TTF Cal26**. Il trend riflette le attese di aumento dell'offerta di GNL e di crescita della produzione rinnovabile, pur in presenza di incertezze geopolitiche che potrebbero incidere sulla volatilità di breve periodo.

Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 06.01.2026



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Sul piano normativo nazionale, il DL “Energia” continua a rappresentare un passaggio atteso e cruciale per il sistema industriale nazionale. Secondo la bozza in circolazione a metà dicembre, sono previste diverse misure contro il caro-bollette, oltre alle norme per promuovere i PPA nelle piccole e medie imprese e per favorire l’uscita volontaria dal conto energia degli impianti fotovoltaici, abbinata a interventi di repowering.

L’orientamento condiviso è che il Decreto-Legge debba superare una logica prevalentemente emergenziale e concentrarsi su misure strutturali di medio-lungo periodo, in grado di ridurre in modo stabile il differenziale di prezzo dell’energia che penalizza il sistema produttivo italiano. In questo contesto, l’avanzamento dell’Energy Release 2.0 rappresenta un segnale positivo, poiché amplia l’accesso delle imprese a energia rinnovabile a prezzi prevedibili, ma non può essere considerato, da solo, sufficiente a colmare il divario competitivo accumulato negli ultimi anni.

Resta centrale l’esigenza di ricondurre la politica energetica nazionale a una visione industriale integrata, che tenga insieme sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità e competitività. In particolare, emerge la necessità di intervenire in modo più deciso sulla riduzione degli oneri di sistema e di accelerare in modo significativo la semplificazione autorizzativa, condizione indispensabile per consentire lo sviluppo delle infrastrutture energetiche e della nuova capacità rinnovabile prevista dal PNIEC.

Un ulteriore elemento di attenzione riguarda la crescente dipendenza dalle importazioni di GNL che, pur avendo rafforzato la sicurezza degli approvvigionamenti, espone l’Europa e

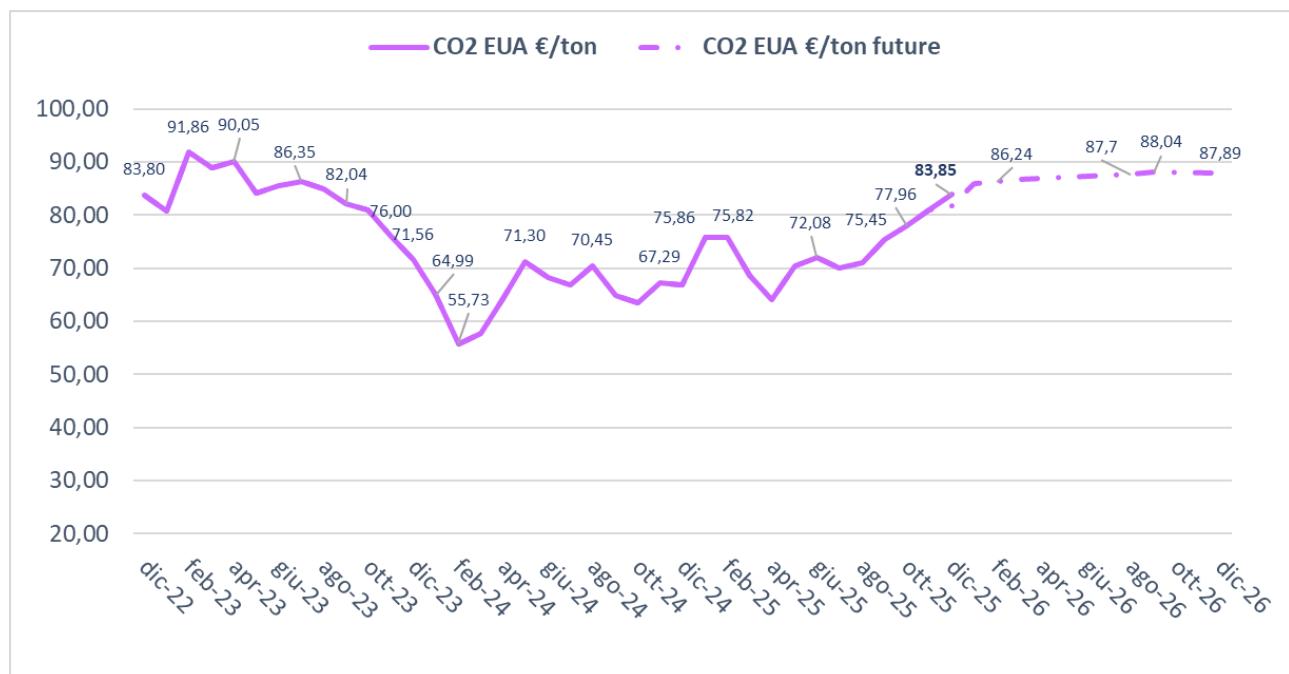
l'Italia a nuove vulnerabilità geopolitiche e a una maggiore volatilità dei prezzi. In questo quadro, diventa prioritario favorire lo sviluppo di una produzione nazionale più ampia, diversificata e programmabile.

Infine, appare necessario rafforzare il quadro degli strumenti di mercato di lungo termine (PPA, CfD e contratti pluriennali), fondamentali per sostenere gli investimenti e garantire stabilità dei prezzi, nonché avviare una riflessione sulle principali componenti regolatorie, inclusa la disciplina ETS, affinché gli obiettivi di decarbonizzazione non si traducano in un ulteriore aggravio dei costi energetici per l'industria.

Sul fronte dell'Energy Release 2.0, il cui percorso attuativo si è sbloccato dopo mesi di incertezza, **nei primi mesi del 2026 è atteso l'avvio della procedura competitiva** per l'assegnazione degli obblighi di realizzazione dei nuovi impianti a fonti rinnovabili destinati alla restituzione ventennale dell'energia anticipata. **Fino al 31 gennaio 2026, i soggetti assegnatari potranno sottoscrivere i contratti per l'anticipazione** di energia elettrica attraverso la funzionalità disponibile sul portale E-Release del GSE. Ricordiamo, infine, che a metà dicembre 2025, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha approvato l'aggiornamento delle regole operative e degli schemi contrattuali.

Con riferimento ai **mercati ambientali**, le **quotazioni della CO₂ EUA** si mantengono su livelli elevati, **compresi tra 85 e 87 €/tonnellata, ai massimi dalla fine del 2023**. I prezzi della CO₂ continuano a rappresentare un fattore di sostegno strutturale per i prezzi elettrici, in particolare nei Paesi con un maggiore utilizzo della generazione termoelettrica.

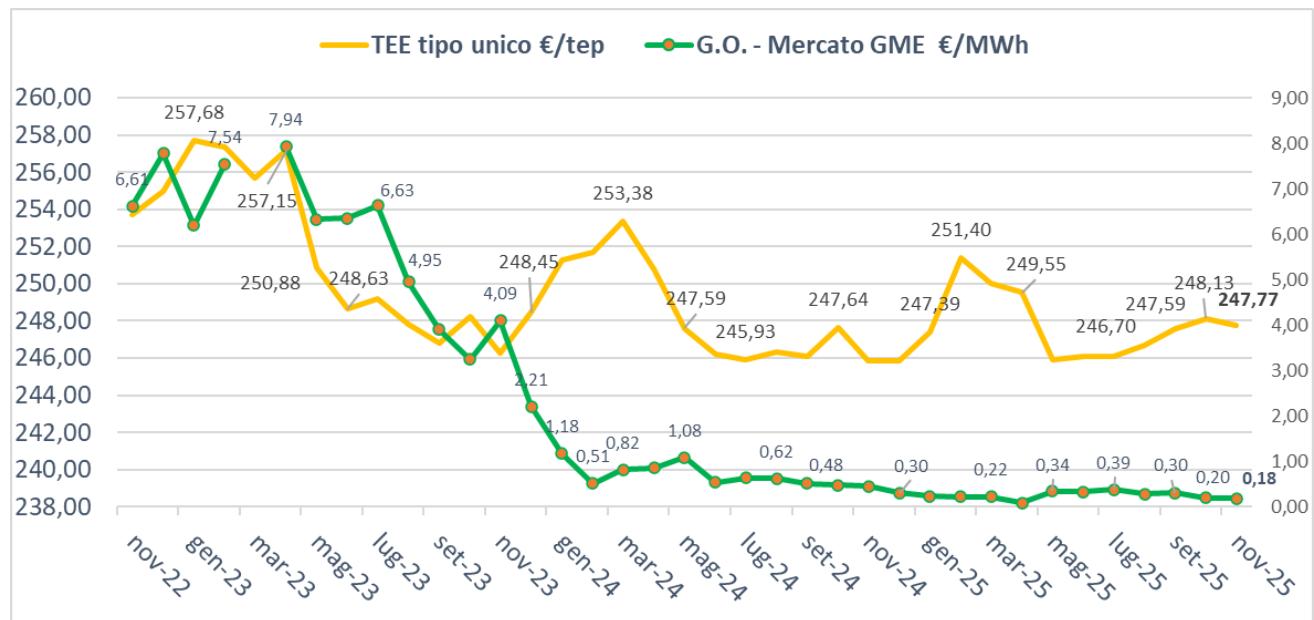
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 07.01.2026



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Nel mercato nazionale, i **TEE** si attestano intorno a 248 €/tep, mentre le **Garanzie d'Origine** restano su livelli molto bassi, **prossimi a 0,2 €/MWh**, pur mostrando segnali di lieve recupero rispetto ai minimi dell'anno.

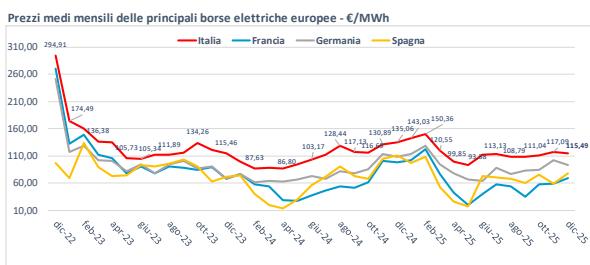
Mercati ambientali: andamento TEE e GO



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

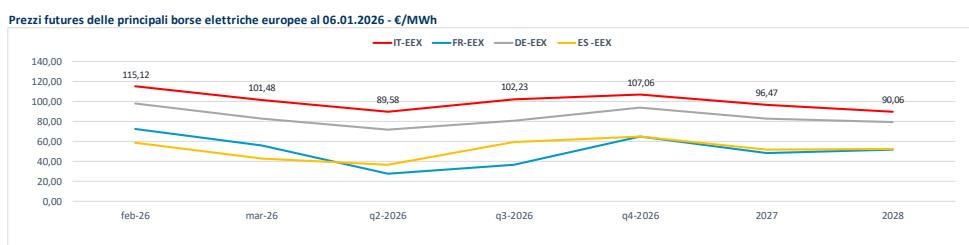
Mercato Elettrico - Spot



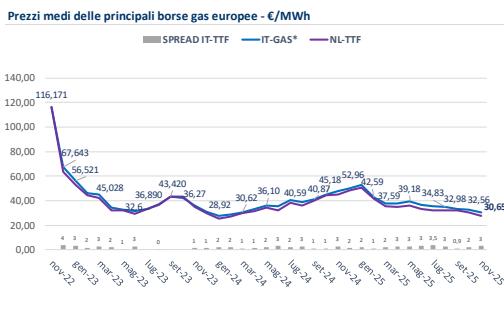
Spread Elettrico €/MWh



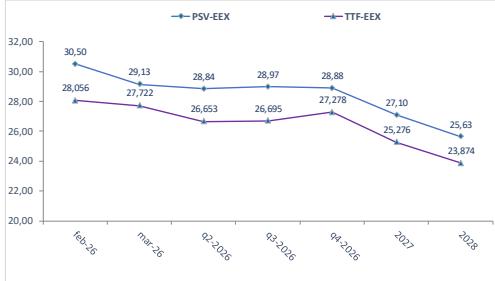
Mercato Elettrico - Future



Mercato Gas



Prezzi futures delle principali borse gas europee al 06.01.2026 - €/MWh

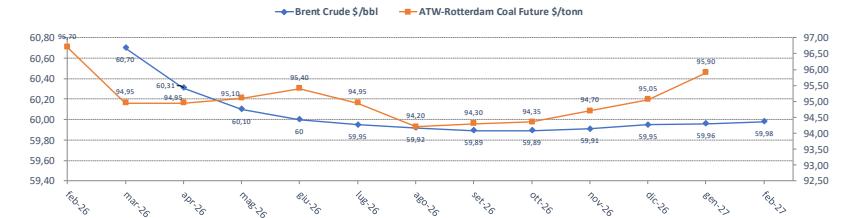


**Valori IG Index GME dal mese di agosto 2023

***Media prezzi giornalieri fino al 31.12.2025

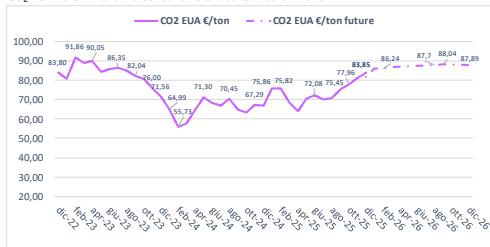
Mercato Commodities

Prezzi future al 06.01.2026

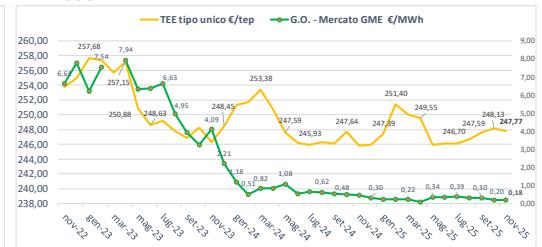


Mercati Ambientali

CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 06.01.2026



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne.