

APPROFONDIMENTO

HORMUZ: LO SHOCK DI OFFERTA DEL 2026

Di Lisa Orlandi (RIE)

Nota dell'autore: L'imprevedibile evoluzione della crisi in corso comporta continui e repentini mutamenti di scenario. Pertanto, gli sviluppi successivi alla data di chiusura del presente articolo, avvenuta il 9 aprile 2026, potrebbero modificarne parzialmente i contenuti e le analisi prodotte.

Il 28 febbraio 2026 non verrà semplicemente ricordato come il punto di partenza dell'ennesima escalation in un Medio Oriente già da tempo martoriato da guerre e tensioni. Questa volta stiamo assistendo ad un conflitto che ha completamente sovvertito l'ordine petrolifero globale e con esso le attese relative all'equilibrio domanda-produzione, passando da stime di surplus al verificarsi del più grande shock di offerta della storia contemporanea. L'operazione congiunta USA-Israele è stata presentata come un intervento necessario per neutralizzare le capacità missilistiche e nucleari dell'Iran. Quest'ultimo ha risposto con missili e droni contro diversi paesi della regione e ha minacciato di "dare alle fiamme le navi"

qualora passassero per lo stretto di Hormuz. L'impatto reale che ne è derivato è definibile come un terremoto logistico: lo stretto è de facto bloccato da oltre un mese¹, diversamente da quanto accaduto nelle passate crisi che hanno coinvolto l'Iran. La chiusura di Hormuz, chokepoint nevralgico per i flussi di greggio, raffinati e gas naturale liquefatto di origine mediorientale, è stata per decenni il rischio più temuto dagli analisti energetici, il cosiddetto worst scenario. Il suo concretizzarsi ha dato il via alla settima crisi energetica in settant'anni, evidenziando il ruolo ancora centrale del petrolio nello scacchiere economico ed energetico del pianeta². Infatti, dalla crisi di Suez del 1956 – passando attraverso la Guerra dei Sei giorni (1967), la guerra del Kippur (1973), la rivoluzione islamica in Iran (1978-1979), la crisi del Golfo (1990-1991) e l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia (2022) – sino ad oggi, il greggio ha mantenuto sostanzialmente invariato il suo peso sulla domanda globale di energia, attorno al 35%.

continua a pag. 25

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the
Google Play

Download on the
App Store




**IG Index
GME**

Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2026

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 17

Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTO

Hormuz: lo shock di offerta del 2026
Di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 29

APPUNTAMENTI

Pagina 31

A cura del GME

■ Sul Mercato del Giorno Prima il Pun Index GME sale a 143,40 €/MWh, riflettendo principalmente la crescita dei prezzi del gas indotta dal clima di profonda incertezza conseguente all'avvio del conflitto in Medio Oriente. Concorre al rialzo del prezzo una flessione dei volumi rinnovabili, in un contesto in cui si registra un calo degli acquisti di energia elettrica nel Sistema Italia (24,2 TWh) e un incremento del

saldo con l'estero. Al suo massimo storico, invece, la liquidità del mercato, salita all'85,5%. I volumi negoziati sul Mercato Infragiornaliero (MI) si attestano a 3,7 TWh, ai massimi da agosto 2025, in virtù di un aumento osservato sia nei mercati in asta che sul XBID. Calano, infine, a 16,8 TWh le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

In un contesto geopolitico teso, connotato dalla profonda incertezza sulle forniture delle materie prime energetiche indotta dal conflitto mediorientale, il Pun Index GME sale a 143,40 €/MWh (+28,99 €/MWh), seguendo una dinamica comune a tutte le principali borse europee dell'elettricità (+3/+19 €/MWh), spinto al rialzo dalla significativa crescita dei prezzi del gas (IGI: 52,12 €/MWh, +17,03 €/MWh, il massimo da marzo 2025). Contribuisce all'aumento del Pun Index, sebbene in misura meno rilevante, un minor livello di volumi FER, a fronte di una domanda in calo e di un aumento delle importazioni nette. L'aumento del Pun Index è osservabile in tutti i gruppi di ore, con il rapporto picco/baseload a 1,02. Con riferimento ai valori quattorari, si osservano minimi del Pun Index fino a circa 7 €/MWh il giorno 29 marzo e massimi attorno ai 280 €/MWh (Grafico 1 e Tabella

1). In un contesto geopolitico teso, connotato dalla profonda incertezza sulle forniture delle materie prime energetiche indotta dal conflitto mediorientale, il Pun Index GME sale a 143,40 €/MWh (+28,99 €/MWh), seguendo una dinamica comune a tutte le principali borse europee dell'elettricità (+3/+19 €/MWh), spinto al rialzo dalla significativa crescita dei prezzi del gas (IGI: 52,12 €/MWh, +17,03 €/MWh, il massimo da marzo 2025). Contribuisce all'aumento del Pun Index, sebbene in misura meno rilevante, un minor livello di volumi FER, a fronte di una domanda in calo e di un aumento delle importazioni nette. L'aumento del Pun Index è osservabile in tutti i gruppi di ore, con il rapporto picco/baseload a 1,02. Con riferimento ai valori quattorari, si osservano minimi del Pun Index fino a circa 7 €/MWh il giorno 29 marzo e massimi attorno ai 280 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

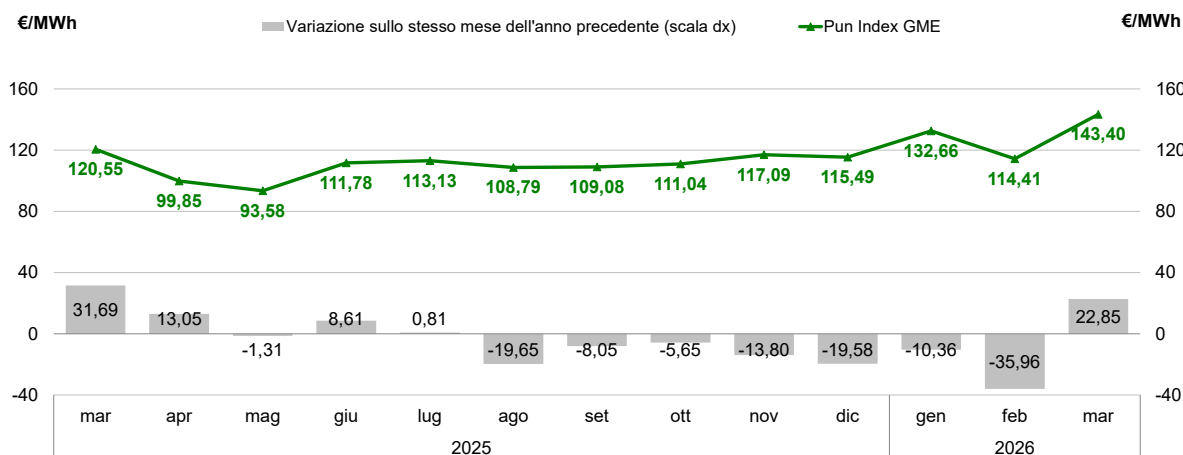
Fonte: GME

| | Prezzo medio | | | | Volumi | | | | Liquidità | |
|--------------------|---------------|--------|------------|--------|---------------|--------|----------------|--------|--------------|-------|
| | 2026 | 2025 | Variazione | | Borsa | | Sistema Italia | | 2026 | 2025 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | GWh | Var. | GWh | Var. | | |
| Baseload | 143,40 | 120,55 | +22,85 | +19,0% | 20.691 | +6,0% | 24.197 | +2,7% | 85,5% | 82,8% |
| <i>Picco</i> | 146,45 | 125,39 | +21,07 | +16,8% | 8.845 | -62,3% | 10.220 | -63,7% | 86,5% | 83,3% |
| <i>Fuori picco</i> | 141,72 | 118,06 | +23,65 | +20,0% | 11.846 | -32,3% | 13.977 | -34,1% | 84,7% | 82,5% |
| <i>Minimo</i> | 7,37 | 8,15 | | | 18,0 | | 5,5 | | 79,0% | 76,9% |
| <i>Massimo</i> | 279,82 | 179,10 | | | 37,2 | | 10,9 | | 92,2% | 89,6% |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



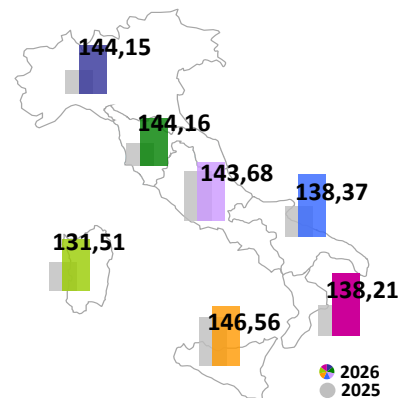
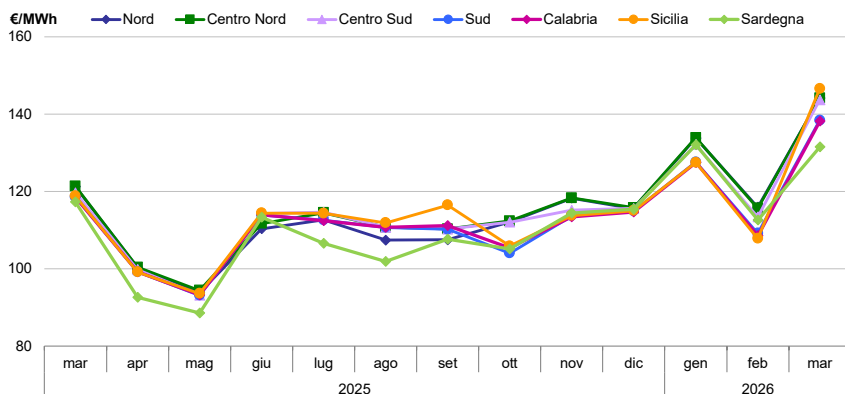
I PREZZI ZONALI

Al pari del Pun Index, le quotazioni zionali risultano tutte in crescita. Al Nord e nelle zone centrali i prezzi convergono sui 144 €/MWh (+28/+30 €/MWh), mentre nel resto della penisola si portano sui 138 €/MWh (+29/+30 €/MWh), in un contesto connotato anche da restringimenti sul transito SUD-CSUD, in particolare verso la fine del mese. Sulle isole i prezzi medi toccano i livelli più alti e bassi, attestandosi poco sotto i 147

€/MWh in Sicilia (+39 €/MWh), anche in virtù di frequenti limitazioni sull'interconnessione con la Calabria, e 132 €/MWh in Sardegna (+19 €/MWh), separata dal Centro Sud, in presenza di limitazioni sul transito, per buona parte del mese. Infine, si registrano prezzi di 0 €/MWh in diversi giorni del mese nelle zone meridionali e sulle isole, in corrispondenza di picchi di offerta rinnovabile (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

A marzo la struttura dell'offerta rispecchia quanto osservato anche nei mesi precedenti. Il volume delle offerte semplici in vendita sale a 28,0 TWh (+0,8% su febbraio), di cui 16,1 TWh accettati, sempre prevalentemente sul prodotto a 15 minuti (circa il 70% del totale). I volumi offerti in vendita tramite blocchi si attestano a 7,5 TWh (+24,0%), di cui 2,4 TWh accettati e

sempre concentrati in prevalenza sul prodotto a 15 minuti (circa il 77% del totale). Con riferimento all'acquisto, le offerte semplici salgono a 25,8 TWh (+6,0%), accettate per 23,8 TWh, sempre sul prodotto a 15 minuti (circa il 94%). I volumi offerti in acquisto tramite blocchi aumentano a 14 GWh (+64,7%), di cui 13 GWh accettati (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

| OFFERTE DI VENDITA (GWh) | | | | | | |
|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|
| MTU | SEMPLICI | | | BLOCCHI | | |
| | Totali | Accettate | Rifiutate | Totali | Accettate | Rifiutate |
| 15 min | 20.249 (-3,5%) | 11.334 (-8,0%) | 8.915 (+2,9%) | 6.812 (+23,3%) | 1.811 (-7,7%) | 5.001 (+40,4%) |
| 30 min | 22 (+434,3%) | 2 (+2325,4%) | 20 (+398,0%) | - | - | - |
| 60 min | 7.711 (+13,6%) | 4.780 (+20,0%) | 2.931 (+4,5%) | 731 (+30,5%) | 556 (+22,4%) | 176 (+65,0%) |
| TOTALE NAZIONALE | 27.983 (+0,8%) | 16.116 (-1,1%) | 11.866 (+3,5%) | 7.543 (+24,0%) | 2.366 (-2,0%) | 5.176 (+41,1%) |

| OFFERTE DI ACQUISTO (GWh) | | | | | | |
|---------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| MTU | SEMPLICI | | | BLOCCHI | | |
| | Totali | Accettate | Rifiutate | Totali | Accettate | Rifiutate |
| 15 min | 24.248 (+6,0%) | 22.321 (+4,1%) | 1.927 (+33,6%) | 3 (+99,7%) | 3 (+99,7%) | - |
| 30 min | - | - | - | - | - | - |
| 60 min | 1.515 (+6,3%) | 1.464 (+6,0%) | 51 (+15,6%) | 12 (+58,4%) | 10 (+50,4%) | 1 (+160,8%) |
| TOTALE NAZIONALE | 25.764 (+6,0%) | 23.786 (+4,2%) | 1.978 (+33,1%) | 14 (+64,7%) | 13 (+58,4%) | 1 (+160,8%) |

*in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

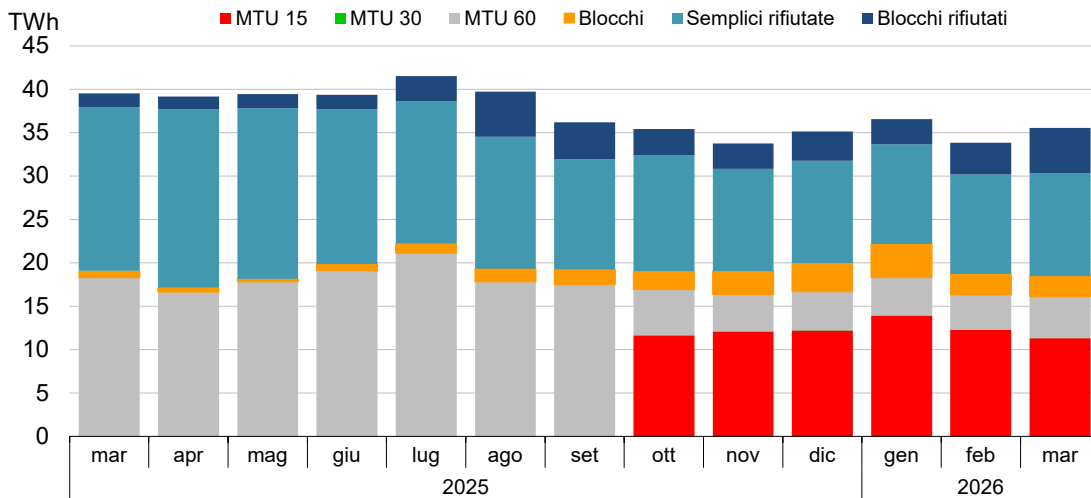
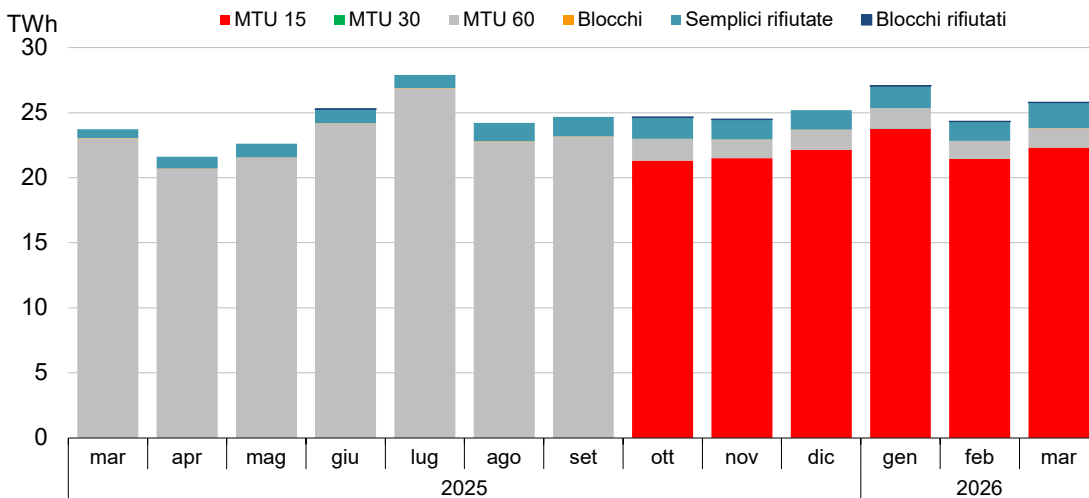


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

Gli acquisti nel Sistema si attestano a 24,2 TWh (-6,4% in media al quarto d'ora su febbraio). La flessione è più accentuata sulla componente fuori borsa, pari a 3,5 TWh (-17,8%), mentre appare più contenuto il calo su IPEX, dove si registrano volumi per 20,7 TWh (-4,2%). Tali variazioni spingono la liquidità del mercato al massimo storico su base mensile dell'85,5% (+2,0 p.p.). Gli acquisti nazionali, in diffusa flessione a livello zonale,

si portano a 23,8 TWh (-5,7%), mentre le esportazioni calano 0,4 TWh (-35,9%). In flessione anche le vendite nazionali di energia elettrica, attestatesi ai minimi da giugno 2025, per volumi pari a 18,5 TWh (-10,7%), flessione distribuita su tutte le zone con l'eccezione di Centro Nord e Calabria. Risulta in crescita, invece, il livello dell'import, pari a 5,7 TWh (+10,5%), il massimo da marzo 2024 (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | GWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Borsa | 20.691 | +6,0% | 85,5% |
| Operatori | 12.690 | -1,5% | 52,4% |
| GSE | 2.297 | +5,1% | 9,5% |
| Zone estere | 5.704 | +28,4% | 23,6% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| PCE (incluso MTE) | 3.507 | -13,4% | 14,5% |
| Zone estere | 11 | -70,5% | 0,0% |
| Zone nazionali | 3.496 | -12,9% | 14,4% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| VOLUMI VENDUTI | 24.197 | +2,7% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 17.143 | -17,1% | |
| OFFERTA TOTALE | 41.340 | -6,5% | |

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

| | GWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Borsa | 20.691 | +6,0% | 85,5% |
| Acquirente Unico | 431 | -1,4% | 1,8% |
| Altri operatori | 15.398 | -0,3% | 63,6% |
| Pompaggi | 162 | +71,3% | 0,7% |
| Zone estere | 399 | -23,4% | 1,6% |
| Saldo programmi PCE | 4.300 | +42,7% | 17,8% |
| PCE (incluso MTE) | 3.507 | -13,4% | 14,5% |
| Zone estere | - | - | - |
| Zone nazionali AU | - | -100,0% | 0,0% |
| Zone nazionali altri operatori | 7.807 | +11,1% | 32,3% |
| Saldo programmi PCE | -4.300 | - | - |
| VOLUMI ACQUISTATI | 24.197 | +2,7% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 2.571 | +88,9% | |
| DOMANDA TOTALE | 26.769 | +7,4% | |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

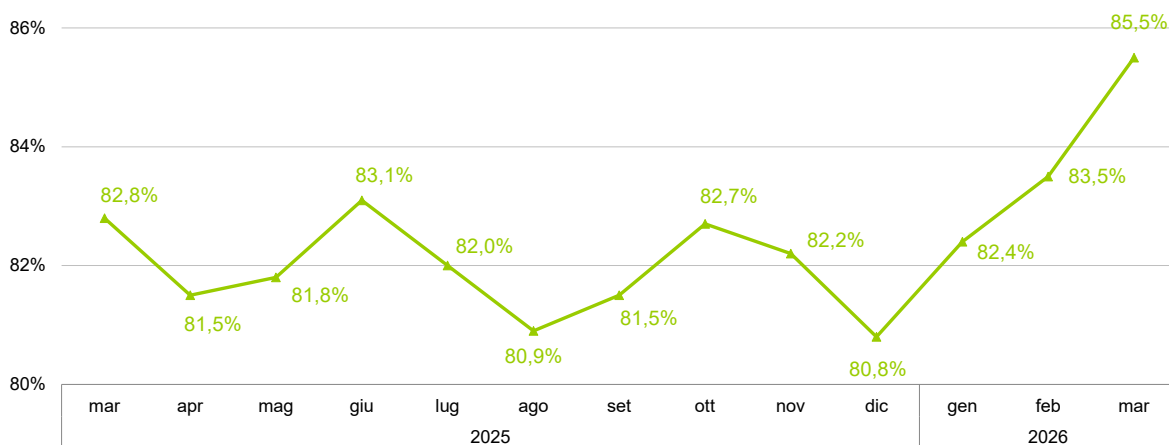


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|---------------|----------------|---------------|---------------|----------------|--------------|---------------|----------------|--------------|
| | Totale | Media a 15 min | Var | Totale | Media a 15 min | Var | Totale | Media a 15 min | Var |
| Nord | 18.641 | 6,3 | -6,3% | 9.036 | 3,0 | -5,9% | 13.586 | 4,6 | +3,0% |
| Centro Nord | 1.734 | 0,6 | -3,8% | 1.340 | 0,5 | -7,0% | 2.079 | 0,7 | +3,7% |
| Centro Sud | 4.861 | 1,6 | -24,7% | 2.266 | 0,8 | -8,1% | 4.144 | 1,4 | +1,6% |
| Sud | 3.757 | 1,3 | -23,7% | 2.400 | 0,8 | -0,5% | 1.448 | 0,5 | +2,7% |
| Calabria | 2.612 | 0,9 | +6,6% | 1.329 | 0,4 | +46,2% | 461 | 0,2 | +5,7% |
| Sicilia | 2.483 | 0,8 | -7,0% | 1.079 | 0,4 | -12,7% | 1.365 | 0,5 | +5,6% |
| Sardegna | 1.437 | 0,5 | +7,9% | 1.033 | 0,3 | +0,8% | 716 | 0,2 | +14,4% |
| Totale nazionale | 35.525 | 12,0 | -10,1% | 18.483 | 6,2 | -3,2% | 23.799 | 8,0 | +3,3% |
| Estero | 5.815 | 2,0 | +23,6% | 5.715 | 1,9 | +27,6% | 399 | 0,1 | -23,4% |
| Sistema Italia | 41.340 | 13,9 | -6,5% | 24.197 | 8,1 | +2,7% | 24.197 | 8,1 | +2,7% |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali è osservabile sia sulle tecnologie tradizionali sia rinnovabili. Scendono i volumi venduti dagli impianti a ciclo combinato (-0,7 GWh medi al quarto d'ora su febbraio), attestatisi ai minimi da settembre 2025, con la quota delle fonti termiche in flessione al 48,7%

(-4,6 p.p.). Appare più contenuto il calo dei volumi FER, flessione concentrata sull'eolico, con le vendite ai minimi da inizio anno. In virtù delle suddette dinamiche, la quota di mercato delle fonti rinnovabili sale al 49,8% (+4,3 p.p.) (Tabella 6, Grafico 5).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte

Fonte: GME

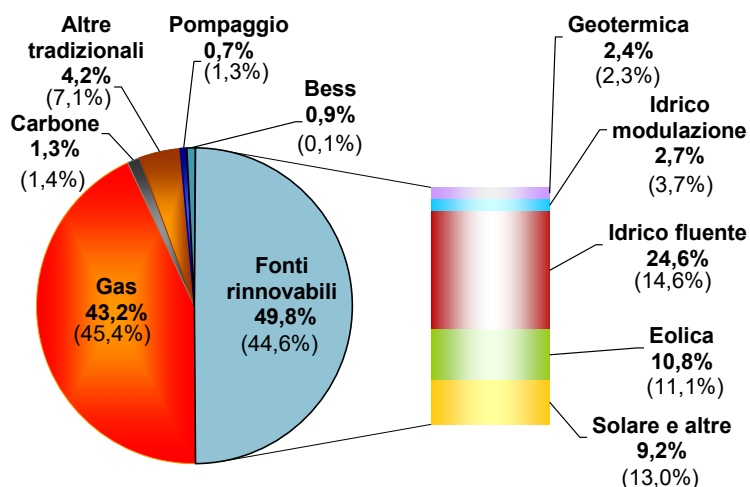
| | Nord | | Centro Nord | | Centro Sud | | Sud | | Calabria | | Sicilia | | Sardegna | | Sistema Italia | |
|----------------------------|--------------|---------------|--------------|----------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|-----------------|--------------|----------------|----------------|---------------|
| | GWh | Var | GWh | Var | GWh | Var | GWh | Var | GWh | Var | GWh | Var | GWh | Var | GWh | Var |
| Fonti tradizionali | 5.222 | -13,8% | 435 | -16,5% | 688 | -30,6% | 1.003 | -10,8% | 871 | +47,1% | 292 | -33,3% | 487 | -15,0% | 8.997 | -12,6% |
| Gas | 4.865 | -9,0% | 412 | -11,5% | 567 | -29,5% | 835 | -10,0% | 809 | +65,1% | 279 | -30,4% | 209 | -10,6% | 7.976 | -8,0% |
| Carbone | 0 | - | - | - | 0 | - | 0 | - | 0 | - | - | - | 238 | -12,7% | 238 | -12,7% |
| Altre | 357 | -50,0% | 23 | -58,5% | 121 | -35,6% | 168 | -14,8% | 61 | -39,8% | 13 | -64,2% | 40 | -39,7% | 783 | -42,4% |
| Fonti rinnovabili | 3.648 | +8,2% | 903 | -1,8% | 1.532 | +9,4% | 1.397 | +8,6% | 458 | +44,5% | 785 | -1,7% | 476 | +13,2% | 9.200 | +8,0% |
| Idraulica | 2.737 | +35,2% | 367 | +34,0% | 833 | +41,9% | 455 | +45,0% | 275 | +278,1% | 209 | +57,2% | 173 | +148,2% | 5.050 | +45,3% |
| - Fluente | 2.469 | +58,4% | 316 | +76,1% | 726 | +46,0% | 418 | +42,2% | 272 | +290,6% | 209 | +60,6% | 139 | +182,5% | 4.549 | +63,7% |
| - Modulazione | 268 | -42,5% | 51 | -46,1% | 107 | +19,2% | 38 | +85,0% | 3 | -0,7% | 0 | -100,0% | 35 | +66,9% | 501 | -28,1% |
| Geotermica | - | - | 452 | +1,1% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 452 | +1,1% | |
| Eolica | 21 | -11,0% | 20 | -22,6% | 362 | -7,6% | 855 | +13,8% | 160 | -16,6% | 379 | -25,1% | 197 | -12,8% | 1.994 | -5,8% |
| Solare e altre | 891 | -32,7% | 64 | -62,9% | 337 | -20,1% | 87 | -60,7% | 23 | -56,2% | 197 | +23,6% | 106 | -15,2% | 1.704 | -31,2% |
| Sistemi di accumulo | 166 | -0,7% | 2 | +781,0% | 46 | -36,3% | 0 | - | 0 | - | 2 | +2361,1% | 70 | +122,3% | 286 | +5,3% |
| Pompaggio | 94 | -37,4% | 0 | - | 28 | -60,1% | 0 | - | 0 | - | 0 | - | 1 | -97,7% | 123 | -51,0% |
| Bess e altri accumuli | 71 | +346,8% | 2 | +781,0% | 19 | +474,8% | 0 | - | 0 | - | 1 | +1806,8% | 69 | +23657,5% | 163 | +722,6% |
| Totale | 9.036 | -5,9% | 1.340 | -7,0% | 2.266 | -8,1% | 2.400 | -0,5% | 1.329 | +46,2% | 1.079 | -12,7% | 1.033 | +0,8% | 18.483 | -3,2% |

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

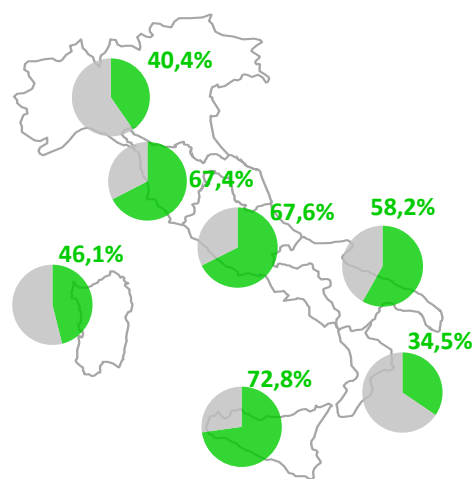
Fonte: GME

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero mostra ancora una decisa crescita, portandosi sui massimi da aprile 2024, per volumi pari a 5,3 TWh (+1,2 TWh su febbraio). Sul lato delle vendite estere si osserva una significativa crescita dei flussi in entrata dalla frontiera svizzera, al quale si affiancano più modesti aumenti sulle interconnessioni con Slovenia, Austria e Montenegro, con l'ultima inibita durante i primi giorni del mese. Cala, invece, l'import dalla Francia, anche in concomitanza di una

riduzione della NTC. Sul lato degli acquisti esteri, si registra un calo dell'export sia sulle frontiere in asta esplicita (Svizzera e Montenegro), sia sulle frontiere con Austria e Slovenia, anche per effetto del prezzo del Nord più frequentemente superiore o uguale ai riferimenti esteri. Rimane sostanzialmente stabile il livello delle importazioni nette sulla frontiera ellenica, in un contesto connotato anche da frequenti inibizioni dell'interconnessione con il Sud (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

| Frontiera | Flusso | | | | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|---------------------|-------------------------|-------------------|------------------|------------------------|--------------------|--------------------|------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|---------------------|--------------------|
| | Totale | Frequenza import | Frequenza export | Frequenza non utilizzo | Saturazione import | Saturazione export | Limite | Totale | Coupling | Limite | Totale | Coupling |
| | GWh | % | % | % | % | % | MW medi | GWh | GWh | MW medi | GWh | GWh |
| Italia - Francia* | 2.473 (2.081) | 100,0% (99,2%) | - (0,8%) | - (-) | 95,0% (90,4%) | - (-) | 3.363 (2.935) | 2.474 (2.083) | 2.466 (2.083) | 2.077 (2.064) | 0 (2) | 0 (2) |
| Italia - Svizzera | 1.972 (1.467) | 99,4% (96,5%) | 0,6% (3,5%) | - (-) | - (-) | - (-) | n/a (3.436) | 2.128 (1.637) | n/a (n/a) | n/a (2.507) | 157 (169) | n/a (n/a) |
| Italia - Austria* | 181 (147) | 88,1% (82,2%) | 11,5% (17,1%) | 0,4% (0,7%) | 83,8% (78,3%) | 9,6% (15,9%) | 295 (273) | 190 (163) | 190 (163) | 129 (126) | 9 (16) | 9 (16) |
| Italia - Slovenia* | 285 (167) | 79,4% (72,0%) | 13,4% (27,1%) | 7,2% (0,9%) | 73,0% (62,9%) | 6,9% (19,0%) | 561 (546) | 334 (278) | 334 (278) | 624 (661) | 49 (111) | 49 (111) |
| Italia - Montenegro | 257 (227) | 73,3% (78,0%) | 10,5% (21,3%) | 16,2% (0,7%) | 12,0% (6,3%) | - (0,3%) | 443 (651) | 291 (319) | n/a (n/a) | 595 (627) | 34 (92) | n/a (n/a) |
| Italia - Grecia* | 269 (-) | 82,2% (-) | 10,9% (-) | 6,9% (100,0%) | 84,5% (-) | 5,2% (-) | 500 (-) | 298 (-) | 298 (-) | 500 (-) | 29 (-) | 29 (-) |
| Italia - Malta | -74 (-78) | - (-) | 87,7% (97,2%) | 12,3% (2,8%) | - (-) | 3,2% (2,0%) | 225 (225) | 0 (-) | n/a (n/a) | 225 (225) | 74 (78) | n/a (n/a) |
| TOTALE** | 5.363 (4.012) | | | | | | | 5.715 (4.480) | 3.288 (2.524) | | 352 (468) | 87 (129) |

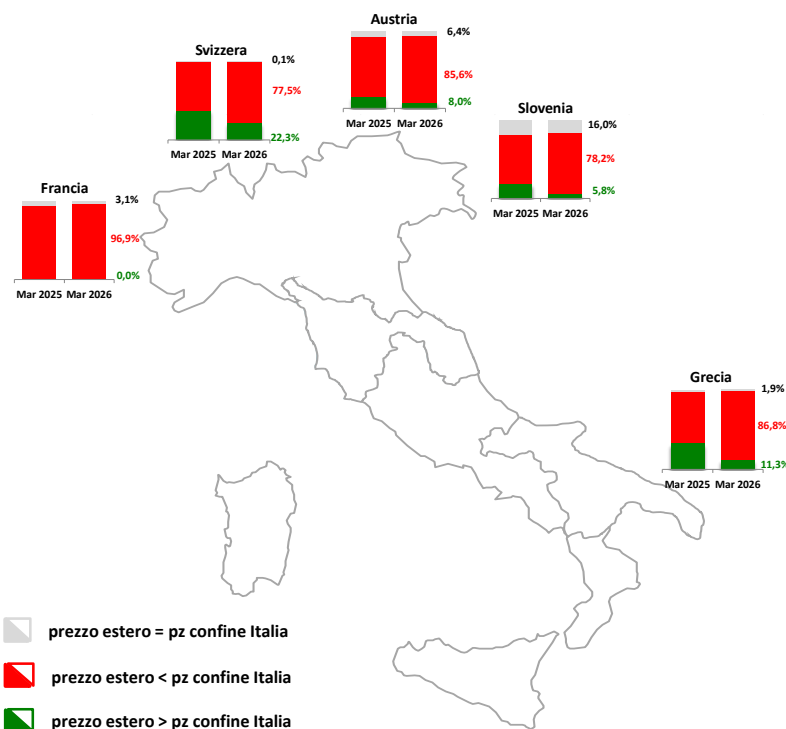
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling. La frequenza di saturazione è calcolata al netto dei periodi in cui il transito è inibito.

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



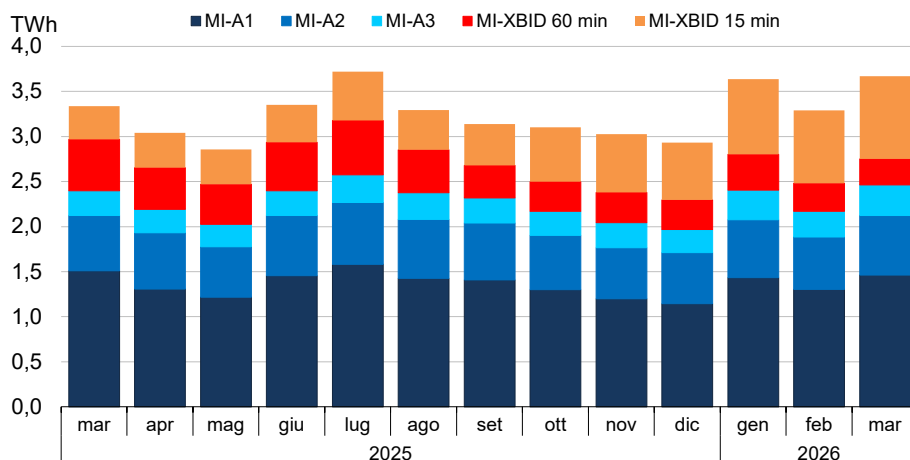
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sul MI i volumi salgono ai massimi da agosto 2025, pari a 3,7 TWh (+0,4 TWh su febbraio). Crescono i volumi scambiati sui mercati in asta, a 2,5 TWh (+0,3 TWh), di cui 1,5 TWh sul MI-A1 (+0,2 TWh). Salgono i volumi anche sul XBID, pari a 1,2 TWh (+0,1 TWh), aumento interamente ascrivibile al prodotto a 15 minuti (0,9 TWh), il quale concentra oltre il 76% della liquidità del mercato a negoziazione continua, mentre si mantengono sostanzialmente stabili gli scambi sul prodotto a 60 minuti (0,3 TWh). Il numero di abbinamenti sul XBID si porta a circa 2,3 milioni (di cui quasi 2,2 milioni sul prodotto a 15 minuti), sempre concentrati nelle Fasi 2 e 3 (circa il 90% su entrambi i prodotti),

con la quota degli scambi tra diverse zone nazionali e all'interno della medesima zona nazionale in aumento al 56% (+7 p.p.) e al 14% (+2 p.p.) e la quota con l'estero in flessione al 30% (-9 p.p.). I prezzi medi appaiono in decisa crescita, attestandosi sui mercati in asta sui 143/144 €/MWh (+29/+30 €/MWh) e sul XBID a 147/148 €/MWh (+32 €/MWh), con quotazioni leggermente inferiori ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta e superiori sul XBID (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). In ultimo, si continua a osservare sul XBID un'elevata volatilità infraseSSIONe, con minimi negativi fino a -248 €/MWh sul prodotto a 15 minuti in Sardegna.

Grafico 7: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

| | ASTA | | | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | | | Mercato Infragiornaliero | |
|---------------|--------------|--------------|------------|-------------|------------|--------------|--------------|-------------|-----------------------|---------------|-------------|---------------|--------------------------|-------------|
| | MI-A1 | | MI-A2 | | MI-A3 | | Totale | | XBID 60 min | | XBID 15 min | | Totale | |
| | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % |
| Nord | 613 | -9,1% | 247 | 25,1% | 131 | 56,0% | 991 | 3,7% | 75 | -54,2% | 256 | 149,2% | 1.321 | 7,9% |
| Centro Nord | 122 | 29,1% | 41 | -23,9% | 21 | 64,4% | 183 | 14,2% | 30 | -46,5% | 87 | 261,7% | 301 | 24,3% |
| Centro Sud | 171 | -27,3% | 80 | -31,2% | 44 | -19,8% | 296 | -27,4% | 24 | -50,2% | 96 | 135,6% | 416 | -16,6% |
| Sud | 208 | 21,3% | 98 | 9,6% | 41 | -18,6% | 347 | 11,5% | 28 | -30,6% | 102 | 205,5% | 477 | 23,5% |
| Calabria | 32 | -24,5% | 21 | 30,7% | 8 | 10,9% | 61 | -6,8% | 5 | -4,3% | 18 | 65,9% | 84 | 2,6% |
| Sicilia | 122 | -4,9% | 54 | 45,1% | 33 | 47,2% | 210 | 11,2% | 9 | -71,2% | 59 | 181,5% | 277 | 15,2% |
| Sardegna | 105 | 48,8% | 53 | 28,4% | 20 | 23,8% | 179 | 39,1% | 7 | -23,3% | 30 | 273,8% | 215 | 47,9% |
| Estero | 87 | -5,0% | 68 | 7,7% | 41 | 60,2% | 196 | 8,7% | 111 | -48,5% | 268 | 130,1% | 575 | 11,4% |
| Totale | 1.461 | -3,2% | 662 | 7,7% | 338 | 24,0% | 2.461 | 2,7% | 289 | -49,3% | 917 | 156,4% | 3.667 | 9,9% |

Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

| | ASTA | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | | | Mercato Infragiornaliero | | | |
|---------------|--------------|--------------|------------|-------------|------------|--------------|-----------------------|-------------|-------------|---------------|--------------------------|---------------|--------------|-------------|
| | MI-A1 | | MI-A2 | | MI-A3 | | Totale | | XBID 60 min | | XBID 15 min | | Totale | |
| | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % | GWh | var % |
| Nord | 681 | -9,6% | 244 | 2,9% | 101 | 0,7% | 1.026 | -5,9% | 83 | -53,1% | 279 | 163,0% | 1.387 | 0,8% |
| Centro Nord | 73 | -0,8% | 33 | 22,4% | 15 | 3,9% | 121 | 5,2% | 29 | -22,3% | 81 | 335,9% | 231 | 34,6% |
| Centro Sud | 166 | -27,6% | 89 | -24,8% | 43 | -17,7% | 299 | -25,4% | 26 | -53,0% | 106 | 156,9% | 431 | -13,6% |
| Sud | 216 | 11,6% | 91 | 12,1% | 35 | -10,7% | 343 | 8,9% | 33 | -36,4% | 91 | 120,0% | 467 | 13,9% |
| Calabria | 69 | 88,1% | 24 | 28,3% | 11 | -8,8% | 105 | 54,1% | 5 | -8,5% | 22 | 154,9% | 132 | 59,8% |
| Sicilia | 111 | -6,6% | 51 | 53,1% | 30 | 52,8% | 193 | 11,8% | 7 | -74,6% | 57 | 187,7% | 258 | 15,7% |
| Sardegna | 82 | 136,5% | 46 | 80,0% | 16 | 16,1% | 144 | 94,8% | 5 | -42,7% | 28 | 216,9% | 177 | 93,6% |
| Estero | 62 | -10,3% | 83 | 13,4% | 86 | 332,1% | 231 | 42,4% | 100 | -51,0% | 253 | 123,8% | 584 | 20,9% |
| Totale | 1.461 | -3,2% | 662 | 7,7% | 338 | 24,0% | 2.461 | 2,7% | 289 | -49,3% | 917 | 156,4% | 3.667 | 9,9% |

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

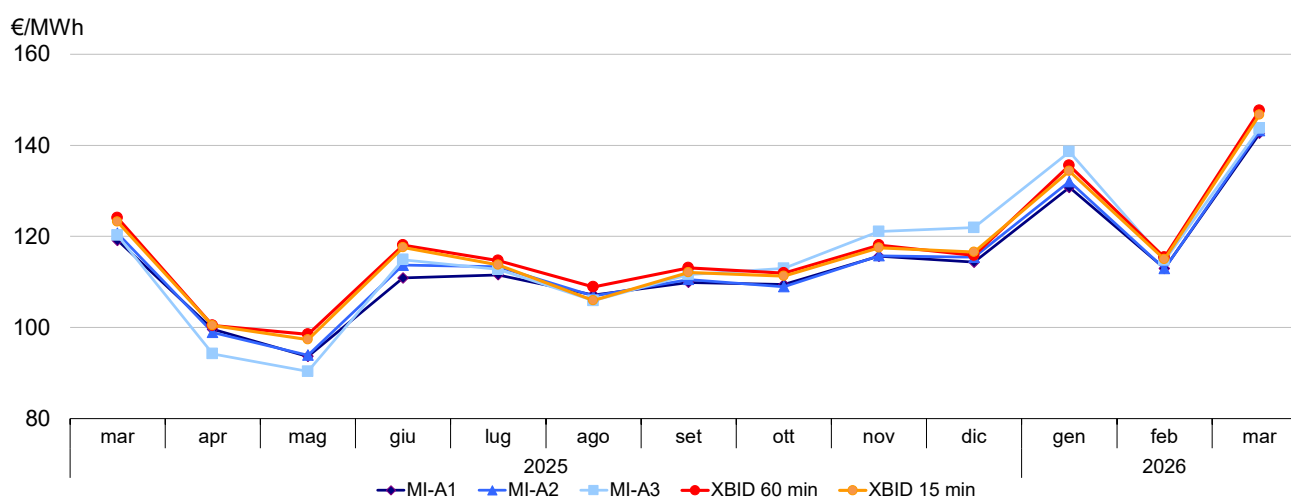


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

| | Mercato del Giorno Prima | | Mercato Infragiornaliero | | | | | | | | | |
|--------------------|--------------------------|---------------|--------------------------|-------|---------------|-------|-----------------------|-------|---------------|-------|---------------|-------|
| | MGP (1-24 h) | MGP (13-24 h) | ASTA | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | | | | |
| | | | MI-A1 | | MI-A2 | | MI-A3 | | XBID 60 min | | XBID 15 min | |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | var % | €/MWh | var % | €/MWh | var % | €/MWh | var % | €/MWh | var % |
| Nord | 144,15 | 145,53 | 144,19 | 20,0% | 145,92 | 20,0% | 144,73 | 19,2% | 148,04 | 20,1% | 147,65 | 20,0% |
| | | | (+0,0%) | | (+1,2%) | | (-0,6%) | | (+2,7%) | | (+2,4%) | |
| Centro Nord | 144,16 | 145,53 | 144,24 | 18,7% | 145,95 | 19,9% | 144,73 | 18,5% | 150,22 | 19,4% | 149,90 | 20,6% |
| | | | (+0,1%) | | (+1,2%) | | (-0,6%) | | (+4,2%) | | (+4,0%) | |
| Centro Sud | 143,68 | 144,84 | 143,61 | 20,4% | 145,54 | 21,0% | 144,13 | 19,8% | 147,09 | 19,5% | 147,47 | 20,1% |
| | | | (-0,0%) | | (+1,3%) | | (-0,5%) | | (+2,4%) | | (+2,6%) | |
| Sud | 138,37 | 140,64 | 138,47 | 17,8% | 140,31 | 18,1% | 140,50 | 18,4% | 143,81 | 17,7% | 143,05 | 18,1% |
| | | | (+0,1%) | | (+1,4%) | | (-0,1%) | | (+3,9%) | | (+3,4%) | |
| Calabria | 138,21 | 140,63 | 138,34 | 19,0% | 140,25 | 18,1% | 140,49 | 18,3% | 142,31 | 16,9% | 142,56 | 19,0% |
| | | | (+0,1%) | | (+1,5%) | | (-0,1%) | | (+3,0%) | | (+3,1%) | |
| Sicilia | 146,56 | 153,37 | 148,28 | 26,5% | 149,04 | 25,1% | 155,06 | 27,9% | 149,57 | 21,2% | 150,34 | 23,0% |
| | | | (+1,2%) | | (+1,7%) | | (+1,1%) | | (+2,1%) | | (+2,6%) | |
| Sardegna | 131,51 | 132,48 | 130,88 | 11,2% | 133,23 | 11,9% | 130,51 | 10,6% | 141,84 | 16,7% | 137,31 | 13,3% |
| | | | (-0,5%) | | (+1,3%) | | (-1,5%) | | (+7,9%) | | (+4,4%) | |

NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul mercato a scendere le vendite del TSO si attestano a 129 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire risultano pari a 13 GWh (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

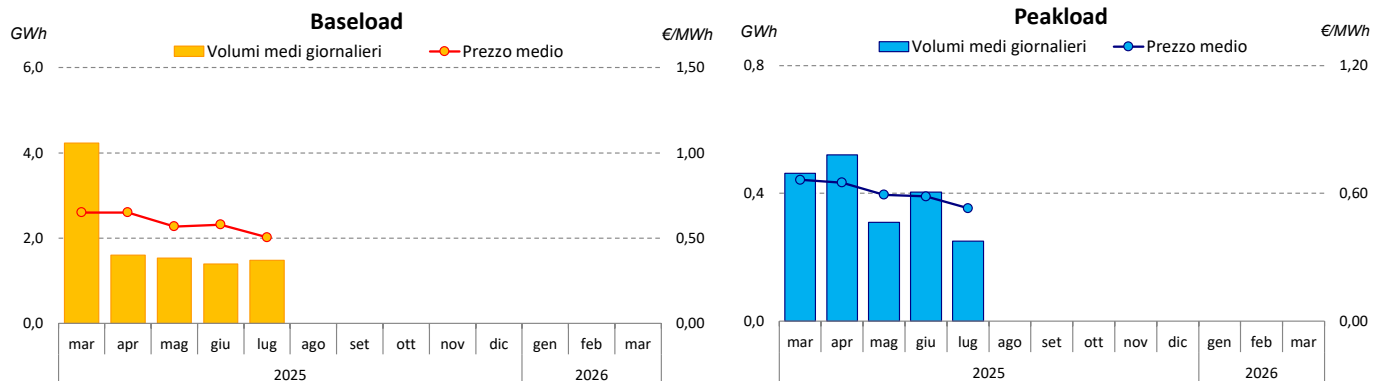
Non si registrano scambi sul MPEG nel mese di marzo (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

| Tipologia | Negoziazioni | | Prezzo | | | Volumi | |
|---------------|--------------|--------------------|--------|--------|---------|--------|-------|
| | N° | Prodotti negoziati | Medio | Minimo | Massimo | GWh | GWh/g |
| Baseload | - | 0/31 | - | - | - | - | - |
| | (36) | 14/31 | (0,65) | (0,53) | (0,80) | (59,2) | (4,2) |
| Peakload | - | 0/22 | - | - | - | (-) | (-) |
| | (7) | 7/21 | (0,66) | (0,60) | (0,80) | (3,2) | (0,5) |
| Totale | - | - | - | - | - | - | - |
| | (43) | | | | | (62) | |

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel mese di marzo non si registrano scambi sul MTE, con la posizione aperta in calo a 249,0 GWh, per effetto della chiusura del periodo di contrattazione del prodotto baseload Aprile

2026 (30,2 GWh). I prezzi di controllo salgono sia sui prodotti baseload (+14%/+58%), sia sui peakload (+12%/+62%) (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

| | PRODOTTI BASELOAD | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|------------------|--------------------|--------------------|------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW mese in corso | MW mese precedente | MW | GWh |
| Aprile 2026 | 147,85 | +42,9% | - | - | - | - | - | 42 | 30 |
| Maggio 2026 | 147,42 | +58,1% | - | - | - | - | - | 42 | 31 |
| Giugno 2026 | 140,20 | +54,3% | - | - | - | - | - | 42 | 30 |
| Luglio 2026 | 143,62 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2026 | 145,18 | +51,5% | - | - | - | - | 2 | 42 | 92 |
| III Trimestre 2026 | 160,59 | +48,1% | - | - | - | - | - | 37 | 82 |
| IV Trimestre 2026 | 158,03 | +41,8% | - | - | - | - | - | 36 | 80 |
| I Trimestre 2027 | 141,99 | +31,3% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2027 | 93,43 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2027 | 111,01 | +13,7% | - | - | - | - | 3 | 3 | 26 |
| Totale | | | - | - | - | - | 5 | | 249 |

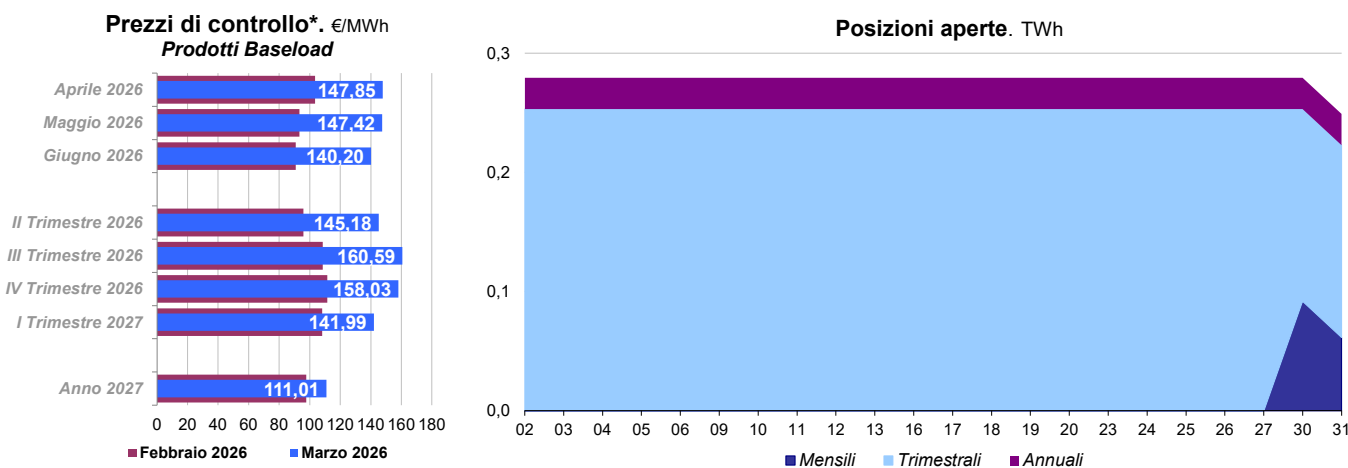
| | PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|------------------|--------------------|--------------------|------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW mese in corso | MW mese precedente | MW | GWh |
| Aprile 2026 | 139,76 | +32,6% | - | - | - | - | - | - | - |
| Maggio 2026 | 146,40 | +61,6% | - | - | - | - | - | - | - |
| Giugno 2026 | 134,82 | +34,0% | - | - | - | - | - | - | - |
| Luglio 2026 | 139,03 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2026 | 140,23 | +41,7% | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2026 | 153,32 | +36,4% | - | - | - | - | - | - | - |
| IV Trimestre 2026 | 168,20 | +49,0% | - | - | - | - | - | - | - |
| I Trimestre 2027 | 148,47 | +31,7% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2027 | 93,41 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2027 | 115,94 | +12,1% | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTALE | | | - | - | - | - | 5 | | 249 |

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE risultano pari a 16,8 TWh (-5,9% su febbraio in media al quarto d'ora), con la posizione netta a 10,8 TWh (-5,7%), il minimo da novembre in media al quarto d'ora. Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si mantiene stabile a 1,56. I programmi registrati nei conti in immissione risultano pari a 3,5 TWh e in prelievo a 7,8 TWh, mentre i relativi sbilanciamenti a programma sono pari a 7,3 TWh e a 3,0 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

Tabella 12: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

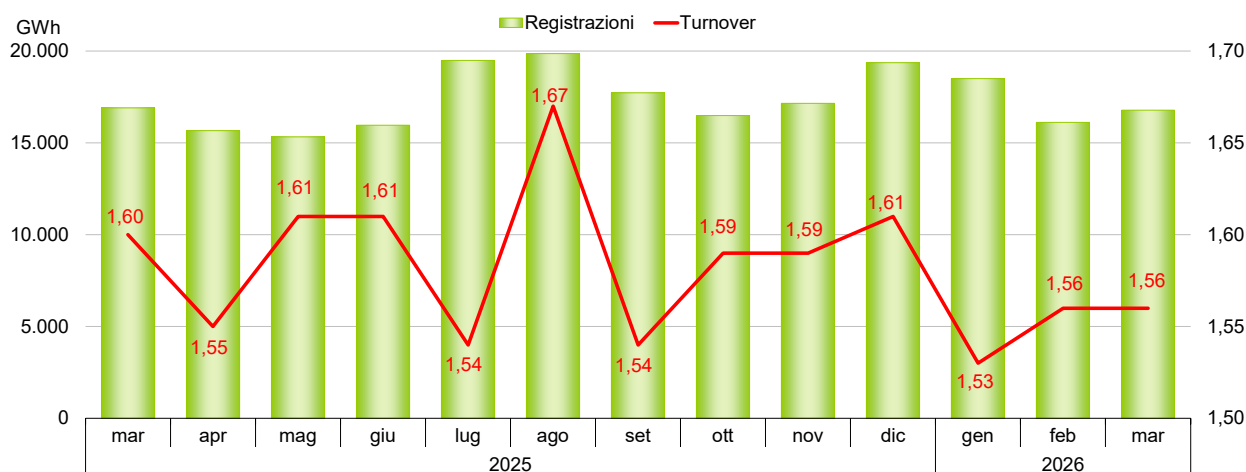
Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | |
|------------------------|---------------|-----------------|---------------|----------------------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| | GWh | Variazione | Struttura | | Immissione | | Prelievo | |
| | | | | | GWh | Variazione | GWh | Variazione |
| Baseload | 2.440 | +8,3% | 14,5% | Richiesti | 4.329 | -16,6% | 7.807 | +10,4% |
| Off Peak | 0 | - 100,0% | - | Rifiutati | 821 | -28,0% | 0 | -97,9% |
| Peak | 7 | - 25,9% | 0,0% | Registrati | 3.508 | -13,4% | 7.807 | +10,5% |
| Week-end | - | - | - | | | | | |
| Totale Standard | 2.447 | +7,7% | 14,6% | Sbilanciamenti a programma | 7.256 | +11,6% | 2.956 | -15,2% |
| Totale Non standard | 14.297 | - 1,8% | 85,2% | Saldo programmi | - | - | 4.299 | +42,7% |
| PCE bilaterali | 16.744 | - 0,6% | 99,8% | | | | | |
| MTE | 37 | +284,6% | 0,2% | | | | | |
| MPEG | - | - 100,0% | - | | | | | |
| TOTALE PCE | 16.781 | - 0,8% | 100,0% | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 10.764 | +2,0% | | | | | | |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 11: PCE, contratti registrati e Turnover

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 24,2 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 37%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato a negoziazione continua (15,1 TWh). Con riferimento

ai prezzi, a marzo l'IG Index (IGI) sale a 52,12 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese tra 52-54 €/MWh, e con la generalizzata crescita delle quotazioni europee osservata in corrispondenza del conflitto in Medio Oriente.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A marzo l'IG Index (IGI) si porta in media a 52,12 €/MWh, in aumento rispetto a febbraio (+17,04 €/MWh), mostrando un andamento crescente nel corso del mese in corrispondenza dell'inasprimento delle tensioni in Medio Oriente e raggiungendo in alcuni giorni livelli intorno ai 60 €/MWh. La dinamica appare in linea con quanto osservato

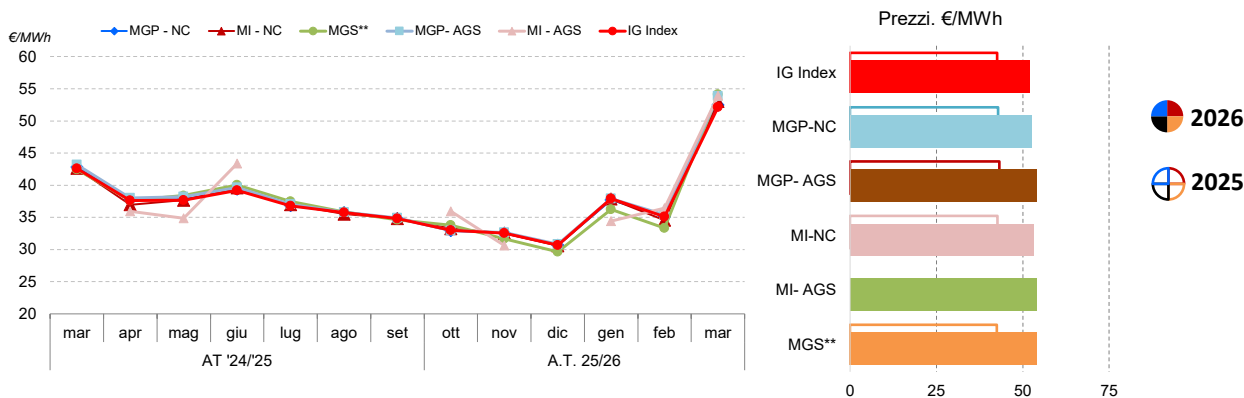
sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che sale a 51,77 €/MWh (+18,66 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si riduce a 0,35 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in aumento rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno di 52-54 €/MWh.

Figura 1: MP-GAS – prezzi* sui mercati GME

Fonte: dati GME

| | Prezzi. €/MWh | | | | |
|------------------------------|---------------|---------|--------|-------|-------|
| | Media | Var | Min | Max | |
| IG Index | 52,12 | (42,59) | +22,4% | 31,65 | 62,60 |
| MP-GAS | | | | | |
| <i>MGP</i> | | | | | |
| <i>Negoziazione continua</i> | 52,51 | (42,81) | +22,6% | 31,00 | 69,00 |
| <i>Comparto AGS</i> | 53,89 | (43,19) | +24,8% | 36,95 | 66,49 |
| <i>MI</i> | | | | | |
| <i>Negoziazione continua</i> | 53,05 | (42,62) | +24,5% | 34,51 | 69,00 |
| <i>Comparto AGS</i> | 53,90 | (-) | +0,0% | 51,58 | 59,10 |
| <i>MGS**</i> | 54,10 | (42,44) | +27,5% | 40,31 | 67,35 |
| <i>Stogit</i> | 54,10 | (42,44) | +27,5% | 40,31 | 67,35 |
| <i>Edison</i> | - | (-) | - | - | - |
| <i>MPL</i> | - | (-) | - | - | - |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera.

** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati.

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 24,2 TWh (erano 22,2 TWh a febbraio), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 37% (era 27% il mese precedente). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 18,5 TWh (erano 17,1 TWh a febbraio), di questi 15,1 TWh (-8,3%) contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 62%. In aumento rispetto al mese precedente i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 3,5 TWh (+37%) e 14% del totale MP-GAS, quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 4,8 TWh (4,7 TWh a febbraio), riguardanti quasi

esclusivamente la negoziazione continua (4,6 TWh, -12%), il cui peso sul MP-GAS si attesta al 19%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento risultano pari a 0,6 TWh, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB ammontano a 3,9 TWh. Nel comparto AGS sono stati scambiati 279 GWh, concentrati in quattro sessioni. Le quantità scambiate sul MGS risultano più che raddoppiate rispetto a febbraio (0,9 TWh), in corrispondenza di significativi incrementi delle movimentazioni effettuate da Snam (0,74 TWh), mentre si attestano a 0,12 TWh le contrattazioni tra operatori terzi. Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a marzo non sono stati registrati scambi.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

| | Volumi. MWh | | Var |
|-----------------------|-------------|--------------|--------|
| | Totale | | |
| MP-GAS | | | |
| <i>MGP</i> | | | |
| Negoziazione continua | 15.060.120 | (14.343.744) | +5,0% |
| Comparto AGS | 3.458.880 | (3.815.904) | -9,4% |
| <i>MI</i> | | | |
| Negoziazione continua | 4.553.544 | (3.239.520) | +40,6% |
| Comparto AGS | 278.856 | (-) | - |
| <i>MGS**</i> | | | |
| Stogit | 862.099 | (665.618) | +29,5% |
| Edison | - | (-) | - |
| MPL | - | (-) | - |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

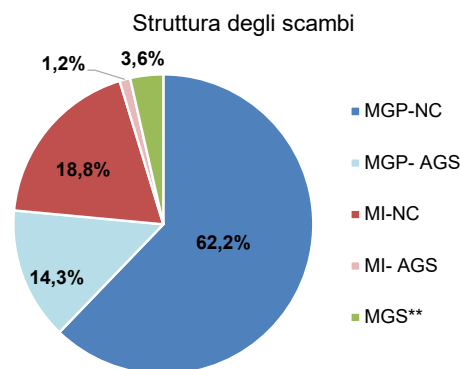
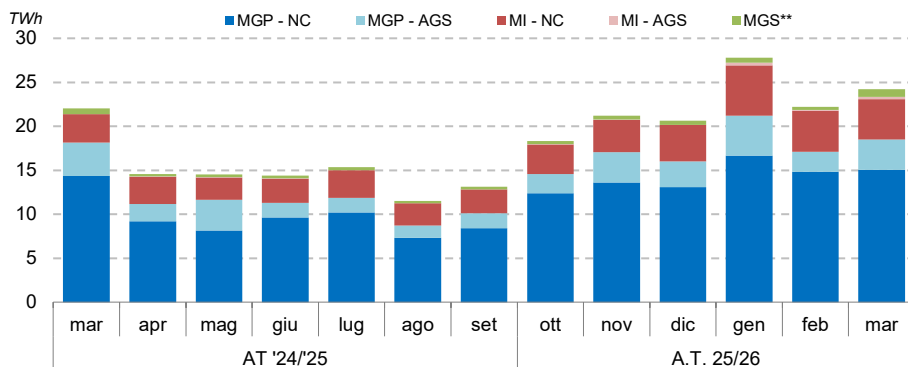


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

| | Stogit | | | | Stogit Adriatica | | | |
|----------------|----------------|-----------|----------------|-----------|------------------|-----|---------|-----|
| | Acquisti | | Vendite | | Acquisti | | Vendite | |
| | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh |
| Totale | 862.099 | (665.618) | 862.099 | (665.618) | - | (-) | - | (-) |
| SRG | 557.357 | (289.398) | 183.801 | (319.165) | - | (-) | - | (-) |
| Bilanciamento | 557.357 | (289.398) | 183.801 | (319.165) | - | (-) | - | (-) |
| Altre finalità | - | (-) | - | (-) | - | (-) | - | (-) |
| Operatori | 304.742 | (376.220) | 678.298 | (346.453) | - | (-) | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

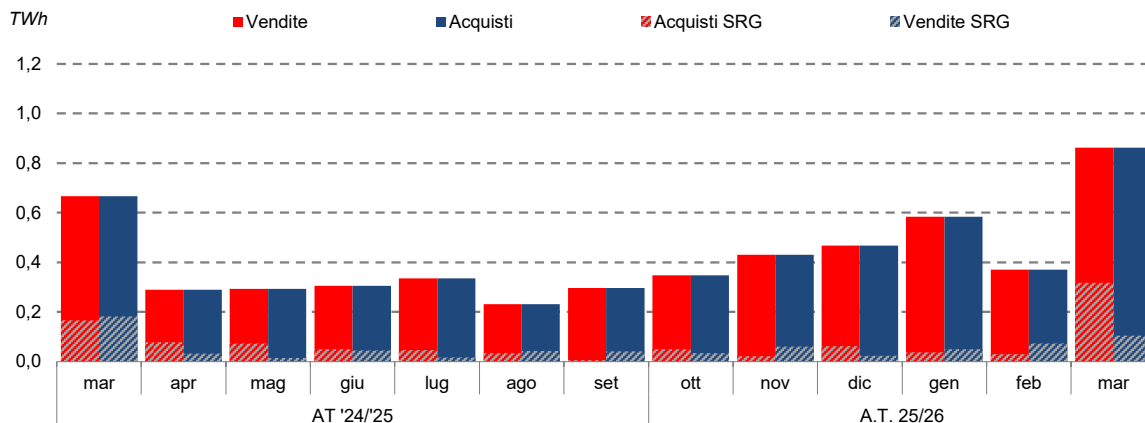
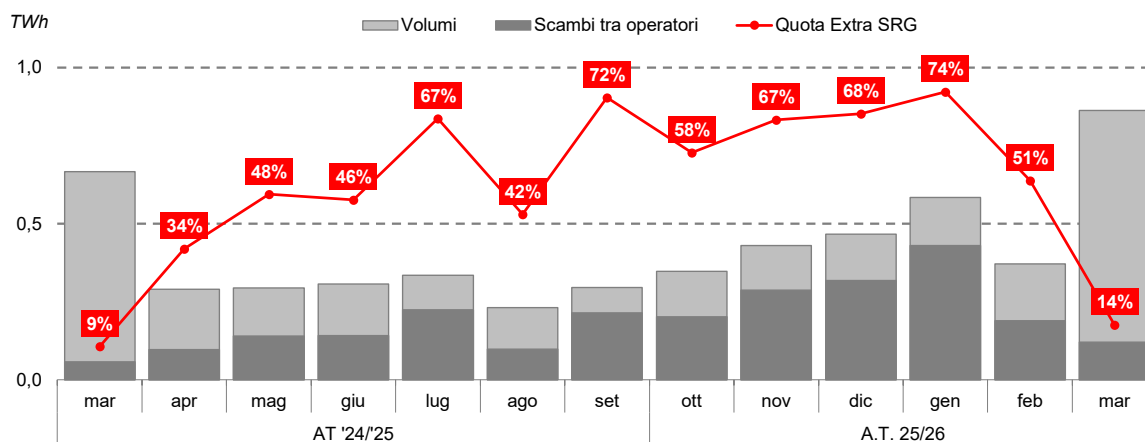


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

| Prodotti | Mercato | | | | OTC | | | Totale | | Posizioni aperte** | | |
|---------------|---------------|----------------|----------------------|--------------|--------|---------------|--------|--------|--------------|--------------------|-------|-----|
| | Prezzo minimo | Prezzo massimo | Prezzo di controllo* | Negoziazioni | Volumi | Registrazioni | Volumi | Volumi | variazioni % | MWh/g | MWh | |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | variazioni % | N. | MWh | N. | MWh | MWh | variazioni % | MWh/g | MWh |
| BoM-2026-03 | - | - | 49,37 | 47,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BoM-2026-04 | - | - | 57,77 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2026-04 | - | - | 57,52 | 69,7% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2026-05 | - | - | 62,44 | 99,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2026-06 | - | - | 61,51 | 88,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2026-07 | - | - | 60,55 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2026-02 | - | - | 60,93 | 84,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2026-03 | - | - | 63,84 | 93,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2026-04 | - | - | 62,28 | 90,4% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2027-01 | - | - | 61,51 | 87,1% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2027-02 | - | - | 47,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| WS-2026/2027 | - | - | 62,36 | 96,9% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SS-2026 | - | - | 62,63 | 106,7% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SS-2027 | - | - | 45,89 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CY-2027 | - | - | 50,06 | 68,3% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | | | | | | | | | | |

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

IL SISTEMA GAS

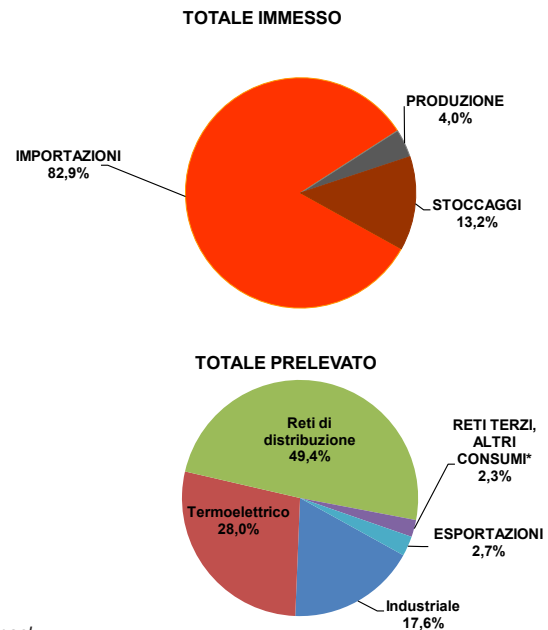
A marzo la Domanda Italia si attesta a 5.993 milioni di mc (63,4 TWh), in flessione rispetto al mese precedente per effetto di un significativo calo dei prelievi nel comparto termoelettrico (1.723 milioni di mc, 18,2 TWh) e nel comparto civile (3.043 milioni di mc, 32,2 TWh). Modesto, invece, il calo su febbraio dei consumi nel settore industriale (1.084 milioni di mc, 11,5 TWh). In crescita le esportazioni, pari a 144 milioni di mc (1,5 TWh). Sul lato delle importazioni (5.106 milioni di mc, 54,0 TWh) diminuiscono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.357 milioni di mc (35,5 TWh), che i flussi tramite rigassificatori

GNL, a 1.588 milioni di mc (16,8 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 31%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra diffuse dinamiche ribassiste rispetto a febbraio, ad eccezione di Mazara (21,2 TWh, 39% del totale) e del rigassificatore di Livorno (4,7 TWh, 9% del totale). Continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (8,9 TWh), mentre si registrano le prime iniezioni stagionali (0,3 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 3.529 milioni di mc (37,3 TWh), in aumento rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| | MI di mc | TWh | var. tend. |
|-----------------------------------|--------------|-------------|---------------|
| IMPORTAZIONI | 5.106 | 54,0 | +6,4% |
| Mazara | 2.004 | 21,2 | +11,8% |
| Tarvisio | 4 | 0,0 | +136485,1% |
| Passo Gries | 445 | 4,7 | +22,3% |
| Gela | 35 | 0,4 | -76,6% |
| Gorizia | - | - | - |
| Melendugno | 870 | 9,2 | +1,2% |
| Panigaglia (GNL) | 54 | 0,6 | -30,2% |
| Cavarzere (GNL) | 721 | 7,6 | -9,6% |
| Livorno (GNL) | 446 | 4,7 | +12,8% |
| Piombino (GNL) | 367 | 3,9 | +1,3% |
| Ravenna | 161 | 2 | - |
| PRODUZIONE | 245 | 2,6 | -18,2% |
| STOCCAGGI | 810 | 8,6 | -41,6% |
| TOTALE IMMESSO | 6.162 | 65,1 | -5,0% |
| RICONSEGNE SNAM RETE GAS | 5.850 | 61,8 | -2,6% |
| Industriale | 1.084 | 11,5 | +0,8% |
| Termoelettrico | 1.723 | 18,2 | -7,4% |
| Reti di distribuzione | 3.043 | 32,2 | -0,9% |
| RETI TERZI, ALTRI CONSUMI* | 144 | 1,5 | -6,6% |
| DOMANDA ITALIA | 5.993 | 63,4 | -2,7% |
| ESPORTAZIONI | 168 | 1,8 | -48,2% |
| TOTALE PRELEVATO | 6.162 | 65 | -5,0% |

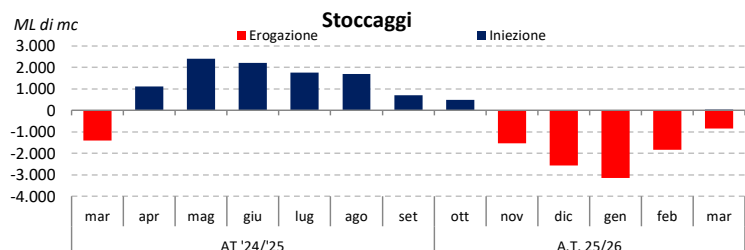
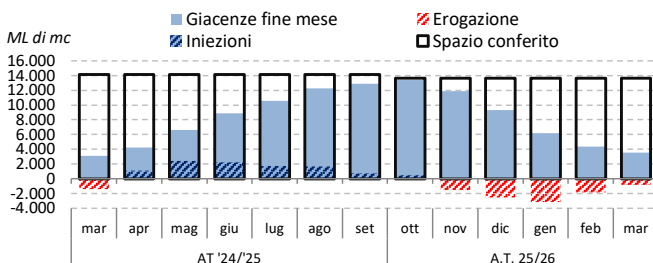


* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato, delta line pack

Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

| Stoccaggio | MI di mc | TWh | variazione tendenziale |
|----------------------------------|--------------|-------------|------------------------|
| Giacenza (al 31/03/2026) | 3.529 | 37,3 | +12,6% |
| Erogazione (flusso out) | 840 | 8,9 | -40,2% |
| Iniezione (flusso in) | 29 | 0,3 | +64,3% |
| Flusso netto | 810 | 8,6 | -41,6% |
| Spazio conferito su base annuale | 13.609 | 143,9 | -3,6% |
| Giacenza/Spazio conferito | 25,9% | | +3,7 p.p. |



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Con l'avvio a inizio mese di nuove tensioni internazionali scaturite dall'escalation del conflitto in Medio Oriente, a marzo tutte le commodities energetiche registrano decisi rialzi, con il Brent

che torna a superare 100 \$/bbl come non accadeva dall'estate 2022 e i principali riferimenti europei del gas si portano ai massimi dell'ultimo anno, con conseguenti impatti sui prezzi dell'elettricità.

In progressivo aumento nel corso di marzo, il prezzo del Brent sale mediamente a 103,09 \$/bbl (massimo da settembre 2022, +41% su febbraio), passando da 79 \$/bbl di inizio mese a 125 \$/bbl dell'ultimo giorno. Analoga dinamica per l'olio combustibile (626,69 \$/MT, +48%), il gasolio (1.109,43 \$/MT, +65%) e il carbone (127,46 \$/MT, +21%). I mercati a termine esprimono

aspettative rialziste per i prossimi mesi, con quotazioni attese per Brent e combustibili generalmente analoghe o inferiori agli attuali livelli spot. In riduzione, invece, il tasso di cambio euro/dollaro (1,16 €/\$, -2%), la cui dinamica accentua l'intensità dell'incremento mensile di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

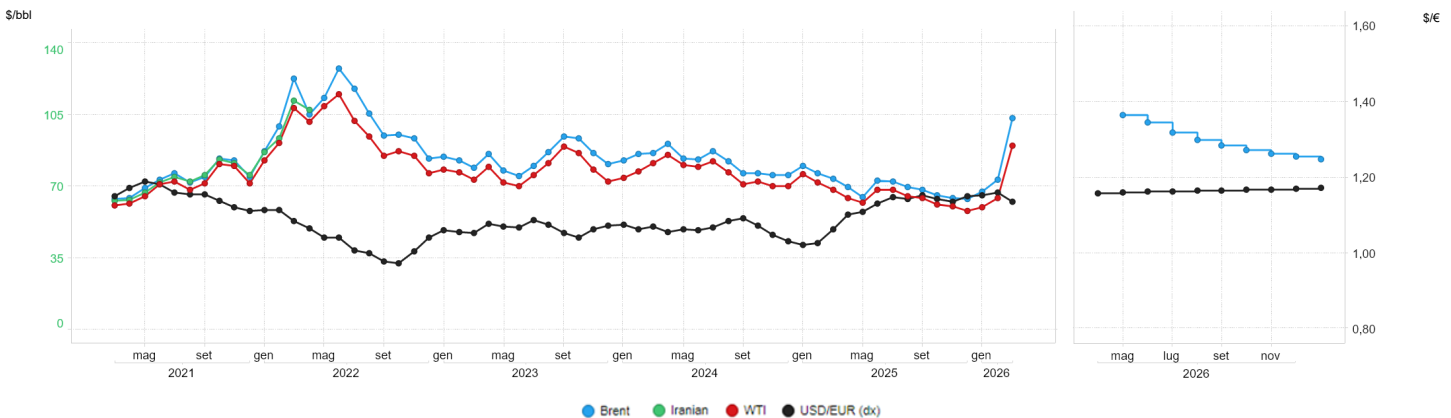
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

| FUEL | UdM | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot Future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|-------------------|---------|----------|--------------|--------------|------------------------|----------|--------------|----------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|
| Brent | USD/BBL | 103,09 | 41% | 40% | | | | 98,71 | 43% | 95,44 | 39% | | |
| Olio Combustibile | USD/MT | 629,69 | 48% | 32% | 403,76 | 564,01 | 45% | 549,10 | 40% | 534,91 | 37% | 468,62 | 23% |
| Gasolio | USD/MT | 1.109,43 | 65% | 69% | 752,75 | 1.167,81 | 69% | 1.053,70 | 55% | 955,80 | 42% | | |
| Carbone | USD/MT | 127,46 | 21% | 33% | 112,75 | 127,46 | 20% | 130,89 | 18% | 126,00 | | | |

| FUEL | UdM | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot Future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|-------------------|---------|--------|--------------|--------------|------------------------|----------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|
| Brent | EUR/BBL | 89,12 | 44% | 31% | | | - | 85,11 | - | 82,18 | - | | - |
| Olio Combustibile | EUR/MT | 544,32 | 52% | 23% | | 487,00 | - | 473,47 | - | 460,59 | - | 399,71 | - |
| Gasolio | EUR/MT | 959,14 | 68% | 58% | | 1.008,58 | - | 908,77 | - | 823,18 | - | | - |
| Carbone | EUR/MT | 110,08 | 23% | 24% | | 110,07 | - | 112,87 | - | 108,50 | - | | - |
| Tasso Cambio | EUR/USD | 1,16 | -2% | 7% | 1,18 | 1,16 | - | 1,16 | - | 1,16 | - | 1,17 | - |

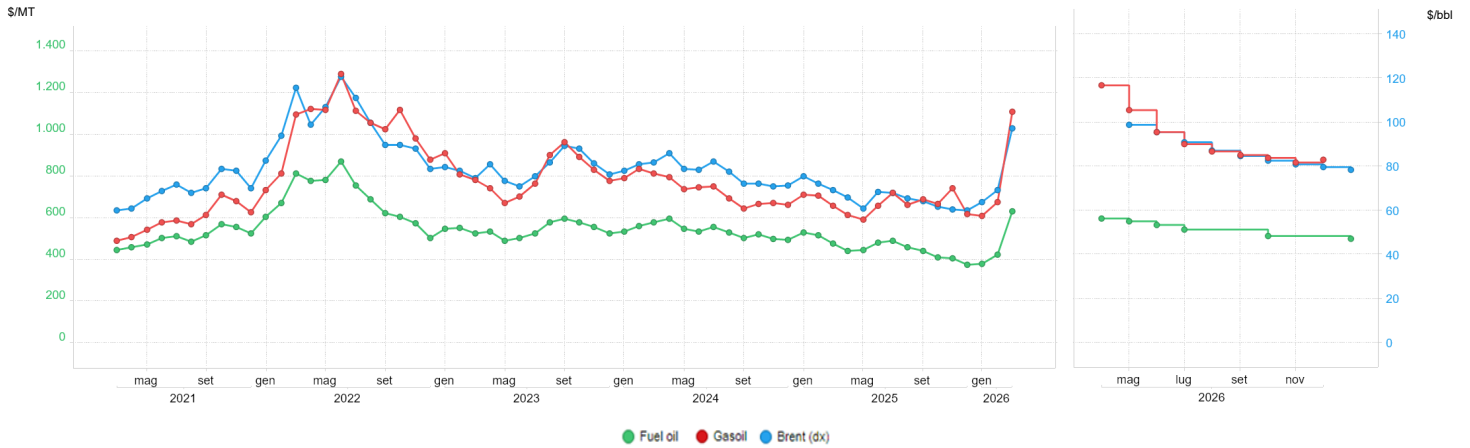
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



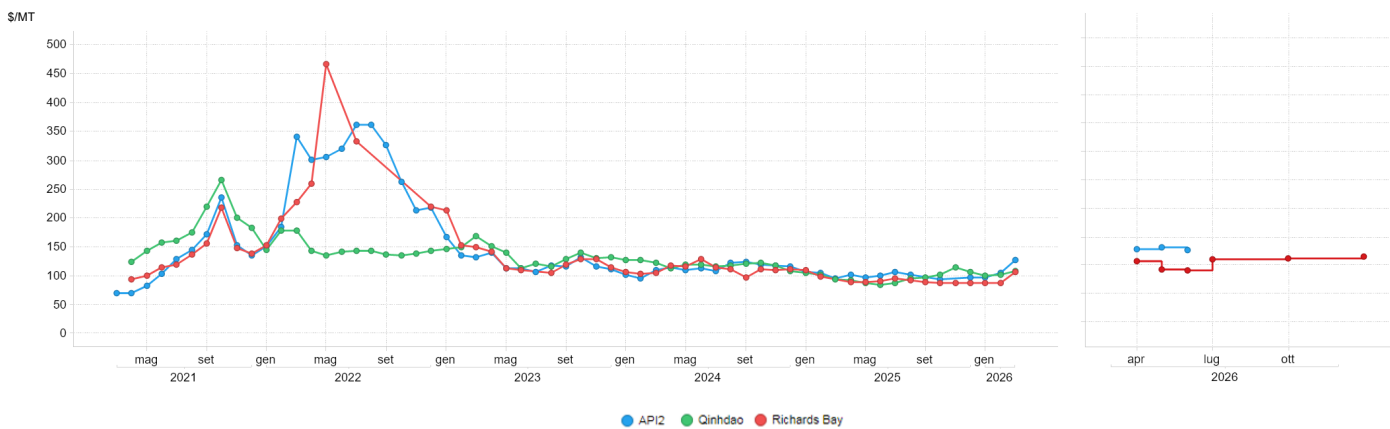
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

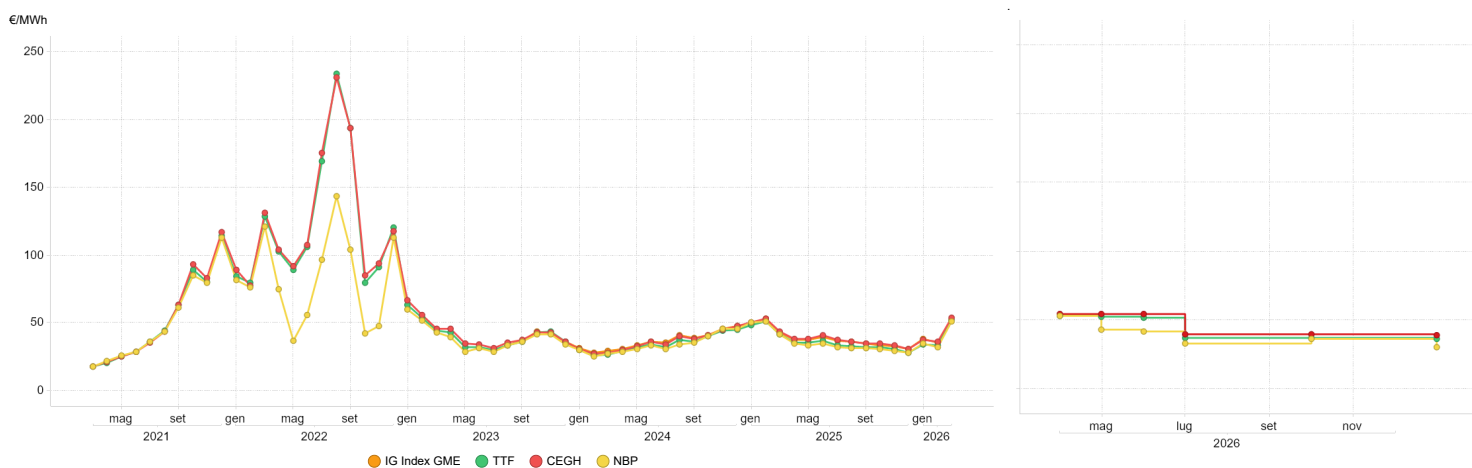
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Rialzi mensili in doppia cifra anche per i principali riferimenti del gas, tutti ai massimi da marzo 2025 e molto volatili nel corso del mese. L'IG Index del GME chiude a 52,12 €/MWh (+49%), il TTF olandese

a 51,77 €/MWh (+49%) e il loro spread si porta ai minimi da oltre due anni (0,35 €/MWh). Aspettative rialziste dai mercati a termine, con livelli attesi del TTF analoghi agli attuali spot nei prossimi mesi.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

| GAS | Area | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot Future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|--------------|------|-------|--------------|--------------|------------------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|
| IG Index GME | IT | 52,12 | 49% | 22% | | | | | | | | | |
| TTF | NL | 51,77 | 56% | 24% | 31,92 | 52,77 | 69% | 52,30 | 71% | 51,65 | 72% | 39,22 | 46% |
| CEGH | AT | 53,48 | 49% | 22% | 33,47 | 54,22 | 59% | 54,33 | 63% | 54,08 | 63% | 42,20 | 41% |
| NBP | UK | 50,91 | 61% | 22% | 28,33 | 53,03 | 56% | 43,06 | 36% | 41,77 | -45% | 27,44 | 0% |



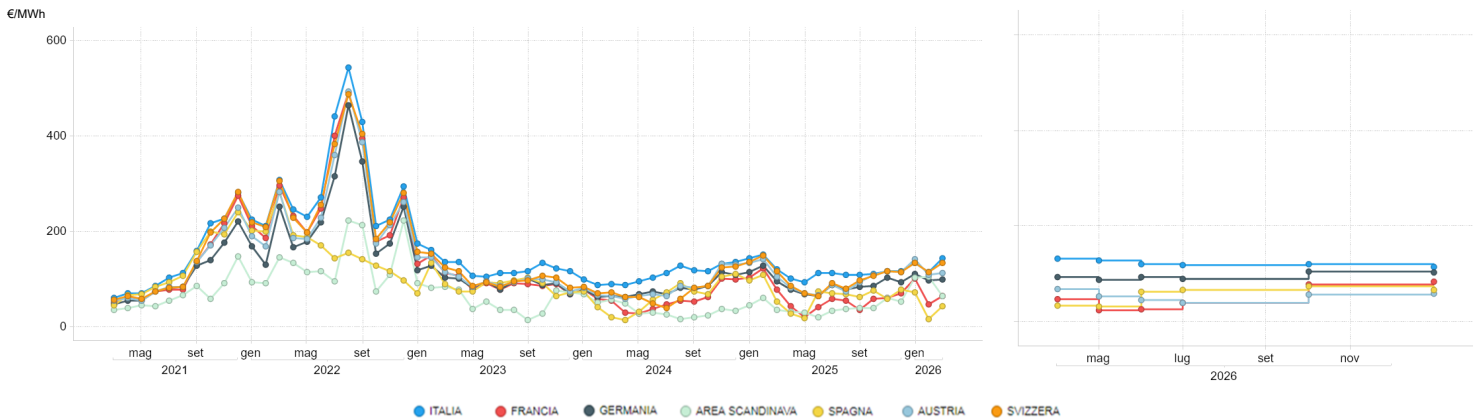
Fonte: LSEG Data & Analytics

Sostenuti dal rialzo dei costi di generazione, crescono anche tutti i prezzi elettrici in Europa. Il Pun Index italiano sale a 143 €/MWh (+25%) e restano elevati anche il prezzo svizzero (133 €/MWh, +17%) e quello tedesco (99 €/MWh, +3%). Sebbene in più deciso aumento,

si confermano più bassi i prezzi in Francia (64 €/MWh, +39%), a cui si allinea quello dell'Area Scandinava (64 €/MWh, -39%), e in Spagna (42 €/MWh, 155%). Aspettative rialziste dai mercati futures, anche se generalmente attesi su livelli inferiori agli attuali spot.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot* e a termine¹. Media aritmetica

| Area | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|-----------------|--------|--------------|--------------|------------------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|
| ITALIA | 143,40 | 25% | 19% | 115,27 | 131,97 | 17% | 126,52 | 25% | 118,91 | 31% | 102,52 | 5% |
| FRANCIA | 63,85 | 39% | -17% | 46,02 | 46,51 | 27% | 22,59 | 23% | 24,66 | 64% | 57,08 | 13% |
| GERMANIA | 99,29 | 3% | 5% | 96,58 | 93,11 | 23% | 86,68 | 28% | 93,56 | 39% | 93,27 | 15% |
| AREA SCANDINAVA | 63,77 | -39% | 87% | 71,50 | 66,82 | 1% | 51,89 | 12% | 44,23 | 19% | | |
| SPAGNA | 41,77 | 155% | -21% | 27,65 | 32,80 | 33% | 31,24 | 36% | 61,53 | 31% | 56,76 | 5% |
| AUSTRIA | 112,38 | 3% | 8% | | | | | | | | | |
| SVIZZERA | 133,30 | 17% | 14% | | | | | | | | | |



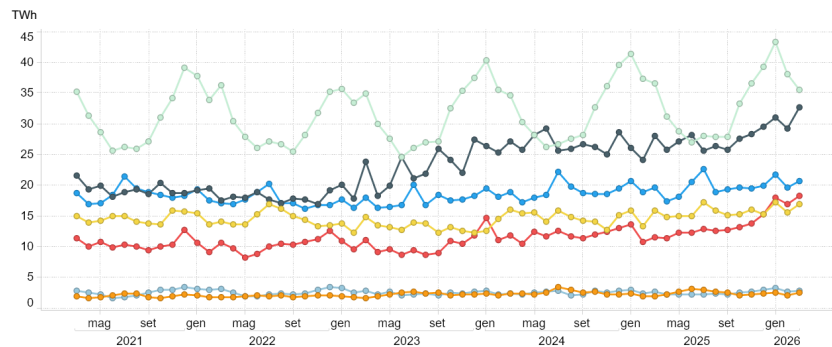
Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, volumi sui mercati spot molto elevati in Germania (32,2 TWh, +12% su febbraio) e in Francia (18,2 TWh, +8%) e in aumento anche

in Italia (20,7 TWh, +6%) e in Spagna (16,9 TWh, +9%); ancora in riduzione, invece, gli scambi nell'Area scandinava (35,5 TWh, -7%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot*

| Area | TWh | Var Cong (%) | Var Tend (%) |
|-----------------|------|--------------|--------------|
| ITALIA | 20,7 | 6% | 6% |
| FRANCIA | 18,2 | 8% | 59% |
| GERMANIA | 32,6 | 12% | 17% |
| AREA SCANDINAVA | 35,5 | -7% | -3% |
| SPAGNA | 16,9 | 9% | 7% |
| AUSTRIA | 2,8 | 4% | 7% |
| SVIZZERA | 2,4 | 16% | 27% |



Fonte: LSEG Data & Analytics

* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR).

¹ I dati a termine si riferiscono alla media delle quotazioni futures osservate giornalmente sui relativi prodotti.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a marzo, il prezzo medio si attesta a 253,44 €/tep, con gli scambi in aumento a 109 mila tep (+55%). In crescita, sia in termini di prezzi (+19%) che di volumi (+494%) gli scambi sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 il prezzo medio sale a 0,85 €/MWh (+154%), risultando inferiore alle quotazioni bilaterali, anch'esse in crescita a 1,71 €/MWh (+76%). Le GO riferite al

periodo di produzione 2026, invece, sul mercato si attestano a 0,92 €/MWh, mentre non risulta alcuna indicazione di prezzo sulla piattaforma bilaterale. Complessivamente gli scambi ammontano a 333 GWh sul mercato organizzato e a 24,7 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 2,4 TWh, ad un prezzo medio di 0,66 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a marzo non sono stati registrati scambi.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nel mese di marzo 2026 il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 253,44 €/tep, in lieve aumento rispetto al mese precedente (+0,2%). In crescita a 218,87 €/tep la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+19,3%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 34,57 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 8 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 89% (+16 p.p. su febbraio). In diminuzione all'8% (-45 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (251,20-

254,49 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a marzo, i titoli negoziati crescono a 109 mila tep sul MTEE (+55% su marzo), con la liquidità del mercato al 53% (-28 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche dell'aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 98 mila tep (+495%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 76.599.492 tep, in aumento di 359.167 tep rispetto a fine febbraio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.298.350 tep, in aumento di 359.167 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | Volumi scambiati tep | Controvalore min di € | Trading | | | | | | | | |
|---------------|--------|--------|---------|-------------------------|--------------------------|---------|-------|------------|-------|-----------|------|-----------|---|----|
| | Medio | Minimo | Massimo | | | Volumi | | Quota | | Operatori | | | | |
| | €/tep | €/tep | €/tep | | | tep | % | Var. cong. | N° | Var. | | | | |
| Mercato | 253,44 | +0,2% | 251,20 | 254,49 | 108.929 | +55,3% | 27,61 | +55,6% | 1.640 | -10,8% | 1,5% | -1,1 p.p. | 4 | +0 |
| Bilaterali | 218,87 | +19,3% | 0,00 | 253,35 | 97.652 | +494,5% | 21,37 | +609,3% | | | | | | |
| con prezzo >1 | 245,21 | -2,5% | 114,83 | 253,35 | 87.161 | +627,3% | 21,37 | +609,2% | | | | | | |
| Totale | 237,10 | -1,1% | 0,00 | 254,49 | 206.581 | +138,7% | 48,98 | +136,0% | | | | | | |

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

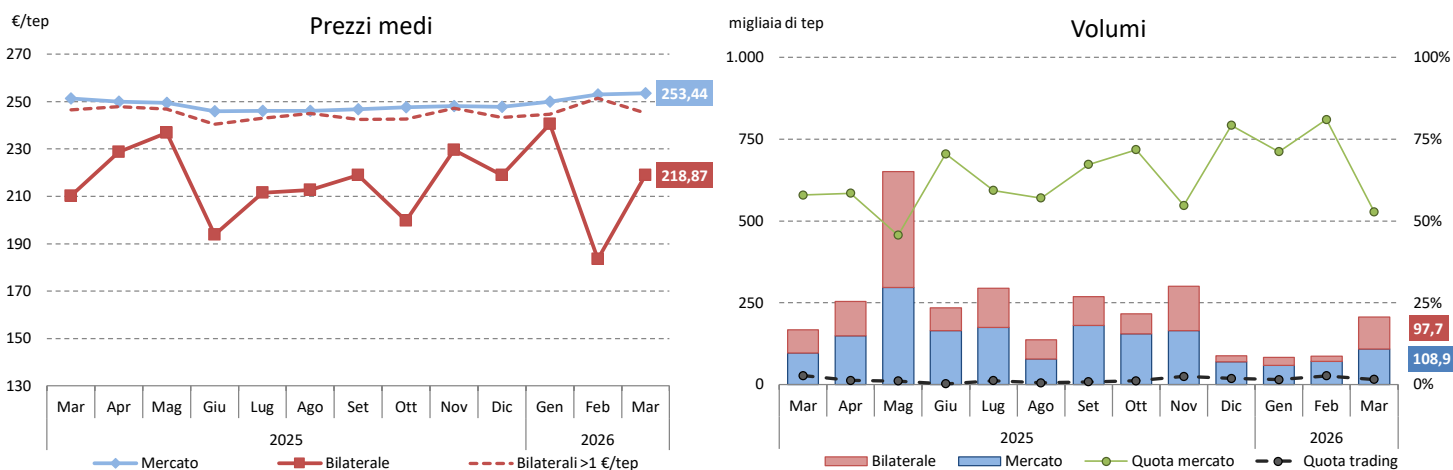


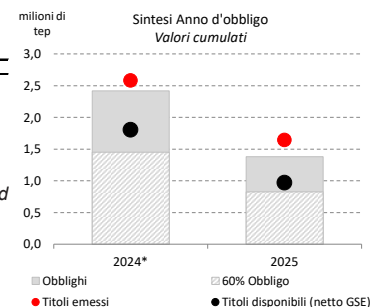
Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

| MTEE | | | PBTEE | Prezzo medio rilevante | Volumi rilevanti | Contributo tariffario stimato* | Titoli disponibili** | Titoli emessi** | Titoli sul conto GSE** |
|----------|--------------|------------------|--------------|------------------------|------------------|--------------------------------|----------------------|-----------------|------------------------|
| Sessioni | Prezzo medio | Titoli scambiati | Volumi <=260 | | | | | | |
| N° | €/tep | tep | €/tep | €/tep | tep | €/tep | tep | tep | tep |
| 22 | 247,95 | 1.224.845 | 688.366 | 244,66 | 602.730 | 247,09 | 4.298.350 | 76.599.492 | 3.332.145 |

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

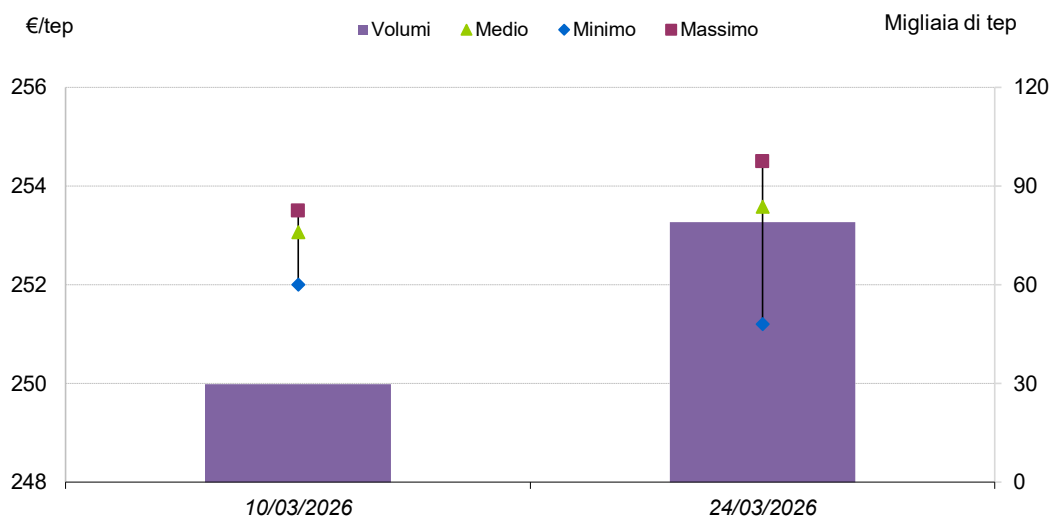
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.



*valori cumulati al 31/05/25

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBGO)

Amarzo, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2025, indipendentemente dalla tipologia, cresce rispetto al mese precedente a 0,85 €/MWh (+154%), così come le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale che salgono a 1,71 €/MWh (+76%). Per gli scambi riferiti all'anno di produzione 2026, invece, il prezzo medio risulta pari a 0,92 €/MWh. Sul MGO le quotazioni delle sei tipologie scambiate si collocano tra 0,80 €/MWh della tipologia Idroelettrico e Solare e 6,50 €/MWh della tipologia Gas Altri Usi

Non Esportabile CNG e LNG. Variano, invece, tra 0,16 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG e 2,04 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico i prezzi sulla PBGO. A marzo i volumi complessivamente negoziati, indipendentemente dall'anno di produzione, sul MGO crescono a 333 GWh (+29% rispetto al mese precedente), mentre risultano pari a 24,7 TWh sulla piattaforma bilaterale (+136%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 2,4 TWh, ad un prezzo medio di assegnazione pari a 0,66 €/MWh.

Tabella 3: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | | Volumi | | Controvalore | |
|-------------------|-------------|----------------|-------------|--------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Medio | | Minimo | Massimo | MWh | Var. cong. | € | Var. cong. |
| | €/MWh | Var. cong. | €/MWh | €/MWh | | | | |
| Mercato | 0,85 | +153,8% | 0,28 | 6,50 | 333.195 | +29,0% | 283.653 | +227,3% |
| Settore Elettrico | 0,82 | +142,3% | 0,28 | 0,99 | 319.163 | +26,0% | 261.495 | +205,3% |
| Settore Gas | 1,58 | 7 | 1,00 | 6,50 | 14.032 | 2 | 22.158 | 21 |
| Bilaterali | 1,71 | +75,6% | 0,00 | 10,00 | 24.743.658 | +136,0% | 42.224.585 | +314,3% |
| Settore Elettrico | 1,71 | +76,0% | 0,00 | 7,00 | 24.621.252 | +135,8% | 42.164.993 | +315,0% |
| Settore Gas | 0,49 | -0 | - | 10,00 | 122.406 | 2 | 59.592 | 1 |
| con prezzo >0 | 1,75 | +49,5% | 0,01 | 10,00 | 24.069.843 | +177,2% | 42.224.585 | +314,3% |
| Asta GSE | 0,66 | - | 0,40 | 10,00 | 2.364.112 | - | 1.572.068 | - |
| Settore Elettrico | 1 | - | 1 | 1 | 1.911.232 | - | 1.286.586 | - |
| Settore Gas | 0,63 | - | 0,40 | 10,00 | 452.880 | - | 285.482 | - |

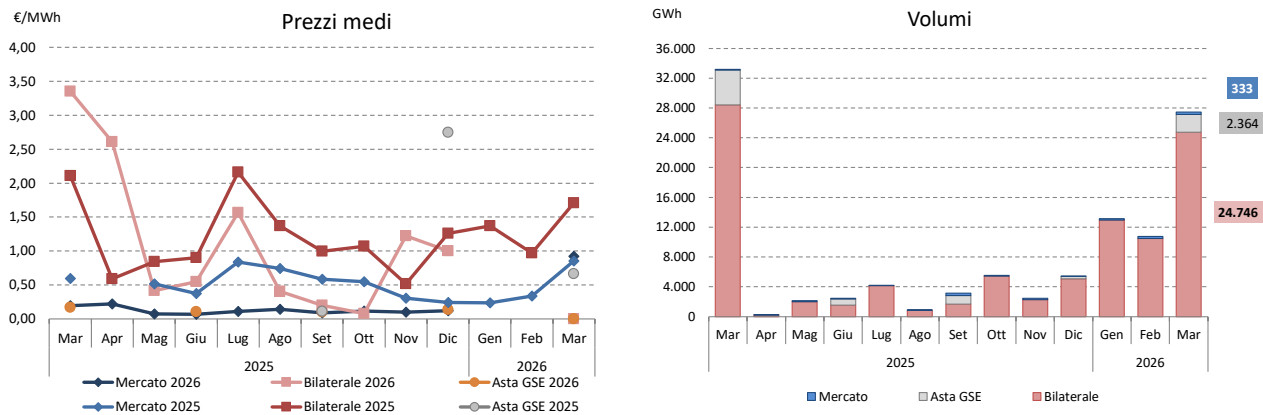
Tabella 4: GO Anno di produzione 2026, dati di sintesi

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | | Volumi | | Controvalore | |
|-------------------|-------------|------------|-------------|-------------|--------------|------------|--------------|------------|
| | Medio | | Minimo | Massimo | MWh | Var. cong. | € | Var. cong. |
| | €/MWh | Var. cong. | €/MWh | €/MWh | | | | |
| Mercato | 0,92 | - | 0,91 | 0,92 | 35 | - | 32 | - |
| Settore Elettrico | 0,92 | - | 0,91 | 0,92 | 35 | - | 32 | - |
| Settore Gas | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Bilaterali | 0,00 | - | 0,00 | 0,00 | 1.907 | - | - | - |
| Settore Elettrico | 0,00 | - | 0,00 | 0,00 | 44 | - | - | - |
| Settore Gas | - | - | - | - | 1.863 | - | - | - |
| con prezzo >0 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Asta GSE | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Settore Elettrico | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Settore Gas | - | - | - | - | - | - | - | - |

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2025 evidenzia una ripartizione piuttosto equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (20,1%), Solare (23,1%), Bio (35,8%) e Eolico (20,3%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (54%) e della

tipologia Gas Trasporti Non Esportabile nelle aste di assegnazione del GSE (26%). La struttura degli scambi per tipologia di impianto per i primi titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2026 evidenzia una concentrazione di Geotermico (100%) sul MGO e una predominanza della tipologia Bio nella contrattazione bilaterale (98%).

Figura 4: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

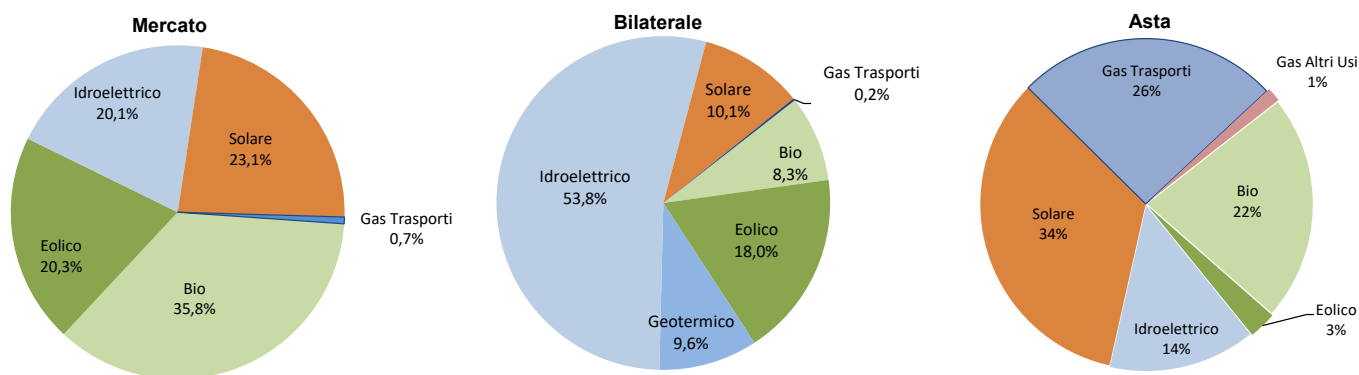
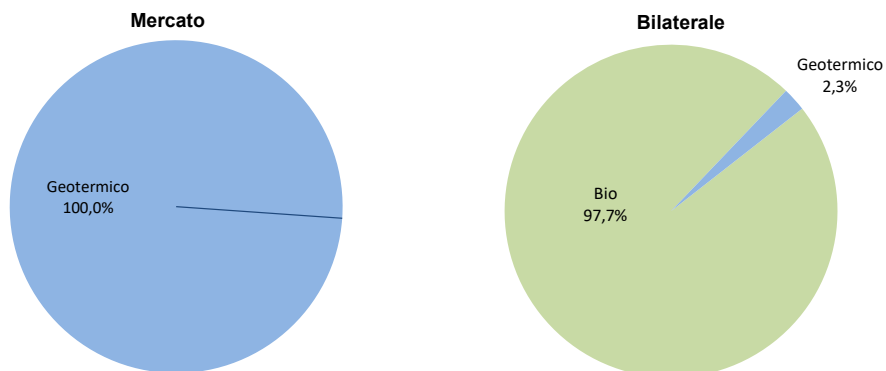


Figura 5: GO Anno di produzione 2026, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



HORMUZ: LO SHOCK DI OFFERTA DEL 2026

Di Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

Di fronte ad una simile evenienza, la reazione del mercato non si è fatta attendere e all'iniziale panico per il blocco dell'accesso marittimo si è andato sommando quello relativo allo shock della produzione. Infatti, un produttore di petrolio che non riesce a spedire i propri carichi non può semplicemente stoccare il greggio per un tempo indeterminato; quando i siti di stoccaggio sono pieni, i pozzi devono essere chiusi. L'Iraq è il caso più drammatico: con una capacità di stoccaggio di soli 30 milioni di barili, ha visto la produzione crollare da 4,2 a poco più di 1 mil. bbl/g. Pur disponendo di infrastrutture migliori, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti sono stati costretti a tagli ugualmente massicci per evitare il collasso dei sistemi di stoccaggio. Occorre anche considerare che il riavvio dei giacimenti susseguente ad uno stop non è immediato, perché la pressione degli stessi potrebbe alterarsi, causando danni potenzialmente permanenti alla capacità produttiva futura. Nonostante il balletto delle cifre che ci accompagnerà ancora a lungo, data la totale incertezza sull'evoluzione della crisi, a fine marzo si stimava una riduzione dell'offerta petrolifera globale di 11 mil. bbl/g (ma alcune stime indicano un ammanco anche superiore e prossimo ai 15 milioni). Il direttore esecutivo dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), Fatih Birol,

l'ha definita "la più grande interruzione dell'offerta nella storia del mercato petrolifero globale", financo superiore all'impatto combinato delle due grandi crisi petrolifere degli anni Settanta³.

Rotte alternative e capacità di riserva non bastano

Ad avallare ciò, il fatto che le rotte che avrebbero dovuto "salvare" il mercato, bypassando lo stretto di Hormuz, si sono rivelate vulnerabili o insufficienti: (1) l'oleodotto East-West dell'Arabia Saudita, con una capacità di 7 mil. bbl/g, è un'infrastruttura rilevante ma, per raggiungere l'Asia, i carichi devono sfidare due criticità: lo stretto di Bab al-Mandeb⁴ e gli Houthi⁵. (2) A Fujairah, negli Emirati Arabi Uniti, vi è uno dei più grandi centri di stoccaggio e commercio di petrolio al mondo e l'oleodotto Habshan-Fujairah – che attraversa il deserto di Abu Dhabi per portare il petrolio direttamente al Golfo di Oman – garantisce che il flusso di greggio verso l'Asia e l'Europa possa continuare anche in caso di blocco del Golfo Persico. Tuttavia, anche qui, le operazioni sono state sospese temporaneamente dopo attacchi di droni ai serbatoi di stoccaggio. (3) Il flusso di greggio iracheno verso il terminale di Ceyhan, in Turchia è rallentato drasticamente a causa del blocco della produzione nel Kurdistan.

Figura 1. Le principali rotte alternative allo Stretto di Hormuz



Fonte: Elaborazioni Rie

Inoltre, la famosa “capacità di riserva”⁶ dell’OPEC Plus è un’illusione: esistono circa 4 mil. bbl/g (meno del 4% della domanda mondiale e di gran lunga inferiori agli ammanchi registrati), ma sono quasi interamente localizzati in Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Kuwait e Iraq. Sono barili “sulla carta” che possono raggiungere il mercato solo con l’apertura di Hormuz e con i siti di stoccaggio non saturi. Al di fuori di questo nucleo di paesi, vi sarebbe poi il Venezuela che vanta enormi riserve e potrebbe potenzialmente aumentare i suoi livelli produttivi attuali di circa 800.000 bbl/g, ma è improbabile che vi riesca per via dell’imposizione delle sanzioni statunitensi nel 2019. Ancora, la capacità di riserva russa – che potrebbe arrivare fino a 600.000 bbl/g – richiederebbe tempo per essere mobilitata a causa della guerra quadriennale con l’Ucraina. Il Kazakistan potrebbe avere circa 350.000 bbl/g di capacità residua di greggio e condensati, ma dipende per l’80% delle esportazioni dal terminale russo di Novorossiysk (Caspian Pipeline Consortium). Questa “prigionia geografica” espone il greggio kazako a continui rischi di interruzione dovuti a tensioni geopolitiche, blocchi amministrativi russi o rischi bellici nel Mar Nero, rendendo incerta l’effettiva disponibilità

della sua spare capacity sui mercati globali. Tutto ciò aiuta a comprendere l’impatto minimo sui prezzi derivante dalla decisione dell’OPEC Plus, ad inizio marzo, di aumentare i target di produzione di aprile di 206.000 bbl/g: un aumento peraltro già previsto dal piano per “riassorbire” gradualmente i tagli volontari annunciati nel 2023. Più recentemente, nel meeting del 5 aprile 2026, il gruppo ha deciso di mantenere la stessa linea di condotta anche per il mese di maggio, confermando un ulteriore incremento di 206.000 bbl/g. Tuttavia, come anticipato, questi aumenti potrebbero restare in gran parte simbolici, poiché molti membri hanno avuto sinora difficoltà fisiche a esportare il greggio a causa del blocco delle rotte marittime nel Golfo.

Il paradosso dei prezzi

Rispetto alla gravità della situazione e alle conseguenze sul piano produttivo, i prezzi del greggio hanno sì reagito, ma in modo controllato e diversificato. L’analisi dei grandi shock petroliferi del passato dimostra che il mercato dell’energia non risponde a rigide leggi matematiche, ma è governato da un complesso intreccio di geopolitica, aspettative e psicologia collettiva.

Figura 2. Shock energetici: eventi storici e reazioni del mercato petrolifero⁷

| Anno | Causa geopolitica | Impatto sull’offerta | Reazione dei prezzi (2) |
|--|---|---|---|
| 1973 (1) | Guerra dello Yom Kippur | -4,5 mb/g (~7% produzione) | da 2,9 a 11,6 doll./bbl (quadruplicati) |
| 1979 (1) | Rivoluzione Iraniana e Guerra Iran-Iraq | -5,0 mb/g (~8% produzione) | da 15 a oltre 30 doll./bbl (raddoppiati) |
| 1990 | Invasione del Kuwait | -4,3 mb/g (~6% produzione) | da 20 a 40 doll./bbl (raddoppiati) |
| 2026 | USA-Israele vs Iran | -11 mb/g (-11% della produzione) | da 71 a 118 doll./bbl (+66%) |
| Causa finanziaria | | | |
| 2008 | Crisi subprime | minimo surplus | da 147 a 40 doll./bbl in soli 6 mesi (-72%) |
| Causa di mercato (fondamentali reali) | | | |
| 2014 | Shale oil USA | eccesso di offerta inferiore al 2% della produzione | da 110 a 50 doll./bbl (dimezzati) |

(1) Durante le crisi degli anni Settanta, il prezzo di riferimento era l’Arabian Light (greggio arabo leggero). In tutte le altre crisi menzionate si fa riferimento al Brent Dated. I valori sono tutti nominali.

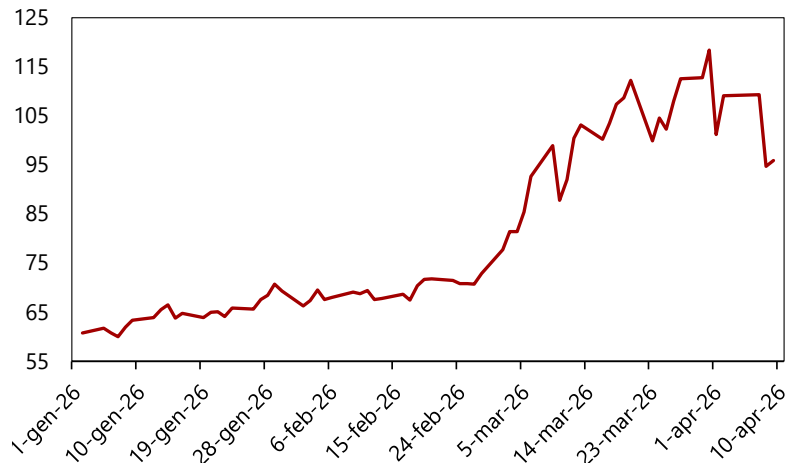
(2) La variazione è stata calcolata considerando il prezzo pre-crisi e il picco massimo toccato durante la crisi.

Fonte: Elaborazioni Rie

Ad oggi, nonostante il blocco di Hormuz da oltre un mese e con gli eventi che mutano repentinamente e imprevedibilmente, l’aumento dei prezzi è stato significativamente inferiore rispetto a quello verificatosi in passato a fronte di riduzioni dell’offerta ben più contenute (vedi tabella). Anche l’analisi di shock opposti (ovvero caratterizzati da eccessi di offerta come quelli del 2009 e del 2014) dimostra come l’andamento dei prezzi non segua leggi lineari: un minimo surplus ha infatti determinato crolli verticali delle quotazioni. In sostanza, piccole variazioni fisiche possono generare enormi oscillazioni finanziarie e la geopolitica agisce come un moltiplicatore di incertezza⁸. Tuttavia, occorre evidenziare come l’impatto sui prezzi non sia stato uniforme. Al contrario,

si è venuto a creare un sistema triforcuto. Nel bacino atlantico, dove il petrolio abbonda trainato dall’autosufficienza degli USA, il greggio di riferimento WTI non si è sinora spinto oltre i 100 dollari al barile. Completamente diversa la situazione in Europa, dove le quotazioni del Dated Brent hanno riportato un aumento del 66% circa, passando dai 71 dollari di fine febbraio al picco di oltre 118 doll./bbl di fine marzo⁹. Ciò evidenzia la sofferenza logistica del Continente, particolarmente vulnerabile non solo al greggio, ma anche alle forniture di prodotti finiti come diesel e jet fuel. Ma il vero epicentro del disastro è in Asia: con l’80% del petrolio di Hormuz destinato all’Oriente, il prezzo fisico del greggio Dubai ha sfiorato i 170 doll./bbl.

Figura 3. Andamento del Brent Dated (doll./bbl)



Fonte: ICE

Oltre al riferimento geografico e alla sua maggiore o minore vulnerabilità alla crisi, anche la qualità del greggio è diventata un fattore critico. I greggi “sour” (acidi e pesanti) tipici del Medio Oriente sono necessari per produrre diesel. La loro scarsità ha fatto sì che queste varietà (come il greggio norvegese Johan Sverdrup) siano ora scambiate a premio rispetto al Brent, ribaltando decenni di gerarchie commerciali.

Impatti attesi su domanda e prezzi

Lo shock lato offerta che sta scuotendo i mercati petroliferi globali alimenta riflessioni, come storicamente accaduto, non solo sugli equilibri di breve termine, ma anche sulla traiettoria della domanda attesa nel lungo periodo. Al centro del dibattito vi sono l'entità e la durata ancora incerte dell'attuale interruzione delle forniture causata dalla guerra nel Golfo mediorientale. Alcuni commentatori sostengono che la crisi porterà ad un rapido declino strutturale dei consumi petroliferi (ipotesi in passato costantemente smentita). In quest'ottica, la novità è che la transizione energetica non sarebbe più guidata solo dal clima, ma da imperativi di sicurezza energetica. Altri sostengono la resilienza del barile, sottolineando la natura temporanea della crisi e ricordando come spesso, dopo grandi shock, la domanda di petrolio abbia

sorpreso verso l'alto¹⁰. La percepita temporaneità della crisi è riscontrabile anche dall'osservazione dei mercati dei futures, con i prezzi del Brent a lungo termine che tornano sotto gli 80 o addirittura 70 doll./bbl. Inoltre, settori critici mancano di alternative praticabili al petrolio. Per quanto riguarda i prezzi, lungi dal voler fare previsioni in un contesto come quello attuale, si può azzardare che – anche nella remota ipotesi che la guerra finisse ora – la risoluzione dell'interruzione fisica richiederebbe settimane o mesi. Le realtà logistiche impedirebbero una rapida soluzione della carenza di offerta: la flotta di petroliere intrappolate dietro lo stretto necessiterà di almeno due settimane per defluire. Il viaggio verso l'Asia orientale richiederà altre tre settimane. I terminal di carico nel Medio Oriente dovranno svuotare i serbatoi sovraccarichi, operazione che implica l'arrivo di nuove petroliere. Molte di queste sono state dirottate verso il bacino atlantico e dovranno essere riposizionate. Inoltre, riavviare impianti di estrazione (upstream) e raffinerie (downstream) non è come premere un interruttore. Prima del riavvio, gli operatori devono verificare l'integrità dei sistemi, eliminare ostruzioni e condurre controlli di sicurezza. A titolo di esempio, il Kuwait ha dichiarato che il ritorno alla piena capacità potrebbe richiedere dai tre ai quattro mesi.

Al di là degli aspetti fisici, il mercato sta toccando con mano con quanta facilità l'Iran possa chiudere lo stretto di Hormuz. Sebbene l'erosione della domanda - elastica a prezzi elevati - possa limitare i picchi massimi, è probabile che il premio per il rischio geopolitico persisterà almeno per la restante parte dell'anno, determinando un possibile rialzo del floor minimo di prezzo rispetto al livello di 60-65 doll./bbl degli ultimi anni. In definitiva, la crisi di Hormuz del 2026 evidenzia la persistente vulnerabilità dei mercati alle tensioni geopolitiche in aree di produzione chiave. Il "terremoto" del 28 febbraio ha dimostrato

che il petrolio rimane il sangue del sistema economico globale e che le sue arterie sono più fragili di quanto si potesse pensare. La "triforcazione" dei mercati e il premio per il rischio geopolitico non sono semplici anomalie temporanee, ma i segnali di un nuovo ordine energetico in cui la sicurezza non è più garantita solo dalla disponibilità della risorsa, ma anche dalla stabilità delle rotte per trasportarla. Il paradosso finale è che, mentre il mondo accelera verso l'elettrificazione e le rinnovabili, è ancora un singolo braccio di mare largo 33 chilometri a decidere se l'economia globale debba correre o fermarsi.

¹ La tregua che doveva avviarsi l'8 aprile 2026, prospettando una riapertura di Hormuz, è stata seriamente compromessa dall'invasione militare del Libano da parte di Israele e lo stretto è rimasto chiuso.

² Per approfondire si rimanda a Clò A. (2026), Iran: [la settimana crisi energetica in 70 anni](#), RivistaEnergia.it, 5 marzo.

³ Data la situazione, l'AIE ha deciso il rilascio di 400 milioni di barili di scorte strategiche: è una misura temporanea che può calmare i mercati per qualche settimana, ma non può sostituire un flusso interrotto di 11 (secondo alcune stime anche 15) mil. bbl/g.

⁴ È il braccio di mare che separa il Corno d'Africa (Gibuti ed Eritrea) dalla Penisola Arabica (Yemen). È un passaggio obbligato per chiunque voglia transitare tra l'Oceano Indiano e il Mar Mediterraneo attraverso il Canale di Suez.

⁵ Gruppo armato e politico appartenente alla minoranza sciita dello Yemen.

⁶ Definita come capacità attivabile in 30 giorni e sostenibile per almeno tre mesi.

⁷ Di Giulio E. (2026), [Hormuz, e se il blocco perdurasse oltre la guerra?](#), RivistaEnergia.it, 23 marzo.

⁸ Cfr. Clò A. (2026), [Calma e gesso: è presto per parlare di nuova crisi energetica](#), RivistaEnergia.it, 18 marzo.

⁹ L'8 aprile, con l'avvio della tregua di due settimane, i prezzi sono scesi a 94 doll./bbl.

¹⁰ La domanda petrolifera mondiale non ha mai esibito variazioni annuali negative, fatta eccezione per l'anno della pandemia da Covid-19, il 2020.

Novità normative di settore

a cura del GME

ENERGETICO

Comunicato del GME | “Fusione BPS e BPER: modifica coordinate bancarie e riferimenti trasmissione delle fidejussioni e relativi aggiornamenti” | pubblicato in data 20 marzo 2026 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che - a seguito dell'operazione di fusione per incorporazione di Banca Popolare di Sondrio S.p.A. in BPER Banca S.p.A. con efficacia dal 20 aprile 2026 – a partire dalla predetta data BPER Banca S.p.A. subentrerà nel ruolo di istituto affidatario del servizio di tesoreria per il GME, in precedenza svolto da Banca Popolare di Sondrio S.p.A. Al fine di garantire la continuità e regolarità nella gestione dei pagamenti, il GME ha invitato gli operatori a prendere visione dei nuovi riferimenti amministrativi¹ da utilizzare per la gestione dei pagamenti, per la prestazione delle garanzie sotto forma di deposito sui mercati e sulle piattaforme del GME, nonché per la trasmissione, al nuovo istituto tesoriere, delle fidejussioni bancarie e dei relativi aggiornamenti. A partire dalla data sopra indicata, le medesime informazioni saranno altresì disponibili nelle apposite sezioni dedicate del sito internet del GME. A completamento, si evidenzia inoltre la necessità che tutti gli operatori, eventualmente titolari di conti correnti presso Banca Popolare di Sondrio S.p.A., comunichino al GME, entro il 20 aprile 2026, le nuove coordinate bancarie di riferimento, utilizzando a tal fine l'apposita modulistica disponibile sul sito del GME stesso. Per eventuali ulteriori informazioni, è possibile contattare il GME all'indirizzo e-mail: mesettlement@mercatoelettrico.org.

MERCATO ELETTRICO

Comunicato del GME | “Mercato Elettrico: inserimento dei margini delle unità – ampliamento della funzionalità del SIME di cui alla DTF n.08 MPE rev. 5” | pubblicato in data 19 marzo 2026 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a decorrere dal 19 marzo u.s., è stato esteso anche all'operatore titolare di unità in qualità di “delegato” dal relativo Balance Responsible Party (BRP) l'utilizzo della funzionalità, disponibile sul Sistema Informatico del Mercato Elettrico (SIME), che consente – nei casi previsti dal Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico – di impostare i dati relativi ai margini delle unità nella propria disponibilità. Conseguentemente, a partire dalla suddetta data, è entrata in vigore, con la pubblicazione

sul sito internet del GME, la versione aggiornata della DTF n. 08 MPE (Rev. 05), recante “Modalità di calcolo dei margini ai fini del MGP e del MI da parte del GME in caso di mancata ricezione”.

Documento per la consultazione TERNA S.p.A. | “Consultazione Codice di Rete - Allegato A.83” | pubblicato il 16 marzo 2026 | Download <https://download.terna.it/>

Facendo seguito a quanto richiesto da ARERA con Deliberazione n.51/2026², con il documento di consultazione in oggetto, TERNA S.p.A. ha pubblicato, al fine di acquisire osservazioni dai soggetti interessati, le proposte di aggiornamento dell'Allegato A.83 del Codice di Rete disciplinante il meccanismo di approvvigionamento della Frequency Containment Reserve (FCR). Dette proposte sono finalizzate all'introduzione delle procedure di approvvigionamento “a mercato” della FCR e recepiscono, al riguardo, le ultime indicazioni fornite dall'Autorità con la soprarichiamata delibera in merito al funzionamento di tale meccanismo. In particolare, l'aggiornamento dell'Allegato A.83 al Codice di Rete è volto, principalmente, a definire il quadro delle disposizioni transitorie applicabili fino al completo adeguamento dello stesso ai requisiti previsti dal TIDE. Tali disposizioni riguardano, inter alia: i) la gestione dell'obbligo di offerta per gli impianti di stoccaggio dell'energia a batteria (noti come BESS), nonché con riferimento alle Unità Abilitate Singolarmente (UAS) e alle Unità Virtuali Abilitate (UVA); ii) la gestione delle offerte nell'ambito delle procedure di approvvigionamento della FCR, prevedendo disposizioni di dettaglio in funzione del margine di capacità effettivamente disponibile per ciascuna unità. Il documento propone inoltre una modifica relativa al quantitativo massimo selezionabile per ciascuna unità tramite il suddetto meccanismo di mercato. Tale ultima previsione, in particolare, troverà applicazione solo a partire dalla prima procedura di approvvigionamento in cui le attuali bande obbligatorie per la fornitura a Terna, a titolo gratuito, della FCR saranno completamente azzerate.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – Il QUADRIMESTRE 2026” | pubblicato in data 12 marzo 2026 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 ed il 22 aprile 2026, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2.1 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati) dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla "Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali" (di seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di

stoccaggio e transito di oli minerali nella propria disponibilità riferita al periodo maggio – agosto 2026. Il GME ha, altresì, ricordato che saranno esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione³. È stato, inoltre, rinnovato l'invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di poter assolvere all'obbligo di comunicazione dei dati di propria pertinenza.

¹ Il dettaglio delle nuove coordinate bancarie di riferimento per i singoli mercati e piattaforme è consultabile dagli operatori nell'ambito del comunicato di cui trattasi;

² Cfr. Newsletter n. 201 marzo 2026;

³ Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

Gli appuntamenti

- 16 aprile
Powering Data Center
 Evento online
 Organizzato da 24OreEventi
<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>
- 17 aprile
Sicurezza energetica, innovazione e comunità
 Milano, Italia
 Organizzato da Fiper
<https://www.fiper.it/>
- 17-18 aprile
Green Energy Day 2026
 Diverse località, Italia
 Organizzato da Coordinamento Free
<https://www.greenenergyday.it/>
- 20-22 aprile
World Congress on Green Chemical Engineering, Energy & Environmental Sustainability
 Barcellona, Spagna
 Organizzato da Engineering and Technology Research Group
<https://etrg.org/>
- 21-23 aprile
Wind Europe Annual Event
 Madrid, Spagna
 Organizzato da Wind Europe
<https://windeurope.org/>
- 22-24 aprile
Engineering Procurement Construction Project Management Forum Oil and Energy
 Berlino, Germania
 Organizzato da Primo Eventi
<https://www.engineering-procurement-construction.com/>
- 24-26 aprile
5th International Conference on Energy, Power and Electrical Technology
 Evento online e in presenza
 Hangzhou, Cina
 Organizzato da ICEPET
<https://ais.cn/>
- 27-30 aprile
Environmental Markets Conference 2026
 Chattanooga, TN, Usa
 Organizzato da Alliance for Environmental Markets and Investments
<http://environmentalmarketsconference.com>
- 28 aprile
La nuova economia del carbonio – Transizione energetica, Direttiva RED III e Carbon Credit
 Evento online
 Organizzato da Consiglio Generale degli Italiani all'Estero
<https://us02web.zoom.us/>
- 29-30 aprile
Gli esperti in Gestione dell'Energia tra presente e futuro, tra obblighi ed opportunità
 Rimini, Italia
 Organizzato da Fire
<https://fire-italia.org/>
- 29-30 aprile
Solar & Energy Storage Summit 2026
 Denver, Usa
 Organizzato da Wood Mackenzie
<https://www.woodmac.com/>
- 4 maggio
Green & Digital nel manifatturiero: tecnologie italiane per la transizione in Vietnam
 Evento online
 Organizzato da 24OreEventi
<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>
- 4-7 maggio
IFAT Munich 2026
 Monaco, Germania
 Organizzato da IFAT
<https://ifat.de/>
- 6-10 maggio
World Conference on Sustainable Life Sciences
 Evento online e in presenza
 Istanbul, Turchia
 Organizzato da Erciyes University
<http://wocols.com>

12-13 maggio

REbuild 2026. Housing Remix. Nuove soluzioni per l'abitare

Riva del Garda, Italia

Organizzato da RE+Build e Riva del Garda Fierecongressi

<https://rebuilditalia.it/>

12-14 maggio

Energy Mediterranean Exhibition & Congress

Bologna, Italia

Organizzato da DMG Events

<https://www.energymedexpo.com/>

14 maggio

Energia sostenibile e costi competitivi. Strategie per ridurre l'onere energetico per imprese e cittadini

Bari, Italia

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org/>

14-16 maggio

Green Fair

Bari, Italia

Organizzato da Green Fair

<https://greenfair.it/>

14-16 maggio

ZeroEmission Mediterranean

Roma, Italia

Organizzato da A151 e Fiera di Roma

<https://www.zeroemission.show/>

15-17 maggio

International Conference on Electrical Engineering and Green Energy

Evento online e in presenza

Yangzhou, Cina

Organizzato da Yangzhou University

<https://www.ceege.org/>

19-21 maggio

Waste Management Europe 2026

Bologna, Italia

Organizzato da Watargas

<https://www.watargas.it/>

20-22 maggio

International Conference on Mechanical Engineering and Robotics Research

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da ICMERR

<http://www.icmerr.com/>

20-22 maggio

International Conference on Power Electronics and Control Engineering

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da PECE

<http://www.pece.net/>

20-22 maggio

Evento finale del progetto Interreg Euro-MED BauNOW

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org/>

20-23 maggio

International Conference on Sustainable and Renewable Energy Engineering

Evento online e in presenza

San Sebastian, Spagna

Organizzato da ICSREE

<http://www.icsree.com>

21 maggio

Retail & Omnichannel Strategy

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://racsacademy.corriere.it/>

23 maggio

La nuova età nucleare. Rischi e opportunità

Trento, Italia

Organizzato da Aspen Institute Italia

<https://www.aspeninstitute.it/>

27 maggio

Fabbrica ITALIA - L'ecosistema dell'AI che accelera l'innovazione

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://racsacademy.corriere.it/>

27 maggio

Enerpolicy. Politiche di supporto per l'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org/>

27-30 maggio

International Conference on Chemical, Energy Science and Environmental Engineering

Vienna, Austria

Organizzato da SASE

<https://www.cesee.org/>

Contact person: Fiona

28 maggio

Bioeconomy Day

Milano, Italia

Organizzato da Cluster SPRING e Assobiotec-Federchimica

<https://clusterspring.it/>

29-31 maggio

Festival dell'Energia

Lecce, Italia

Organizzato da Utopia

<https://www.thewatcherpost.it/>

12 giugno

Fonti energetiche e competitività delle imprese: le sfide per l'Italia e l'UE

Roma, Italia

Organizzato da Aspen Institute Italia

<https://www.aspeninstitute.it/>

17 giugno

Acqua Summit 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>

18-19 giugno

TOP Energy 2026 – Energia & Ambiente

Peschiera del Garda, Italia

Organizzato da ExpoClima

<https://www.expoclima.net/>

23-25 giugno

Intersolar Europe 2026

Monaco, Germania

Organizzato da Intersolar

<https://www.intersolar.de/>

7 luglio

Italian Waste Economy 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da "4Ore Eventi

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>

10 luglio

Osservatorio Permanente sull'Adozione e l'Integrazione dell'Intelligenza Artificiale (IA2)

Roma, Italia

Organizzato da Aspen Institute Italia

<https://www.aspeninstitute.it/>

7-9 ottobre

Urban Tech 2026 – The Urban Technology Show

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

<https://urbantech.show/>

20-22 ottobre

NetZero Milan Expo Summit 2026

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

<https://www.netzeromilan.com/>

3-6 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzato da Ecomondo

<https://www.ecomondo.com/>

26-27 novembre

Accadueo

Bari, Italia

Organizzato da Accadueo

<https://www.accadueo.com/it/>

Pubblicazione mensile in formato elettronico

Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07

Direttore Responsabile: Alessandro Talarico

Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

governance@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con

GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.

R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME, PUN INDEX GME, IGI e IG Index GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.