



n. 181 MAGGIO '24

APPROFONDIMENTI

IL GNL USA: PROSPETTIVE INTERNE E RIFLESSI IN EUROPA

di Francesco Sassi - RIE

Le implicazioni della pausa a nuovi terminal GNL negli Stati Uniti e le presidenziali 2024

Il gas naturale esportato sotto la forma di GNL dagli Stati Uniti è divenuto una risorsa essenziale per la stabilizzazione dei sistemi energetici europei. Nel corso degli ultimi anni, esso è anche divenuto un'importante alternativa al gas prima importato dalla Federazione Russa. Esso ha ricoperto un ruolo primario nel supportare la sicurezza energetica europea e italiana nel corso degli ultimi due inverni. Ora, con la decisione dell'Amministrazione Biden di fermare la costruzione di nuovi terminal per l'esportazione, il ruolo del GNL USA viene messo in discussione dalla stessa Washington. Sorprendentemente, nell'anno delle presidenziali, la Casa Bianca intende rivedere l'intera strategia adottata. Questa giuntura critica dell'industria del gas degli Stati Uniti si trova al centro di questa analisi. Per l'importanza che il gas naturale ricopre nell'economia americana, ma anche per lo stesso ruolo che il GNL statunitense ha assunto

sui mercati globali, le prossime scelte di Washington avranno ripercussioni di carattere interno e mondiale di grande rilevanza.

Le motivazioni di una storica decisione

Lo scorso 26 gennaio, il Presidente Biden e l'Amministrazione di cui è a capo hanno impresso una storica svolta all'industria del gas statunitense. Prendendo di sprovvisa policymakers e stakeholders, la Casa Bianca ha infatti indetto una pausa temporanea al processo di autorizzazione per l'esportazione di GNL verso paesi che non hanno siglato un accordo di libero scambio con gli stessi Stati Uniti. Questo processo è gestito in autonomia dal Dipartimento dell'Energia (DoE), equivalente del MASE italiano. Essendo la stragrande maggioranza dei paesi attualmente importatori di GNL dagli USA sprovvista di un tale accordo, l'iniziativa decreta un brusco stop al percorso di diversi impianti che sono in fase di realizzazione e/o progettazione su tutto il territorio degli Stati Uniti e, in particolare, in tutti gli stati che sono situati nel Golfo del Messico¹.

continua a pagina 25



IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2024

- Mercato elettrico Italia
pag 2
- Mercato gas Italia
pag 12
- Mercati energetici Europa
pag 17
- Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTI

- Il GNL USA: prospettive interne e riflessi in Europa*
Di Francesco Sassi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

- pagina 31

APPUNTAMENTI

- pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di aprile il Pun mostra una flessione a 86,80 €/MWh (-2,06 €/MWh). Con i costi della generazione a gas in crescita e importazioni nette in significativo calo, la variazione del Pun si osserva in corrispondenza di vendite da impianti a fonti rinnovabili tra i livelli più alti di sempre e acquisti ancora in deciso calo (MGP: 21,0 TWh), con la liquidità del mercato che sale al massimo storico di 81,5%.

I volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero (MI) si portano a 2,7 TWh (-0,1 TWh su marzo), di cui quasi 0,8 TWh nella contrattazione XBID.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo risultano in aumento, con il baseload Maggio 2024 che chiude il mese a 78,17 €/MWh. In flessione le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Ad aprile il Pun torna in calo, attestandosi a 86,80 €/MWh (-2,06 €/MWh), il livello minimo da luglio 2021. Sulle altre principali borse elettriche europee si osservano valori e variazioni di differente intensità, con prezzi compresi tra i 28 €/MWh della Francia (-25 €/MWh) e 62 €/MWh della Germania (-2 €/MWh). In un contesto caratterizzato da una crescita dei principali riferimenti di prezzo del gas (con l'IGI a 30,62 €/MWh, +1,70 €/

MWh su marzo) e da un calo delle importazioni nette, il calo del Pun appare guidato dalla flessione degli acquisti e da un livello di vendite rinnovabili tra i più alti di sempre.

La dinamica mensile del prezzo italiano interessa le sole ore di picco (-8,30 €/MWh), per un rapporto picco/baseload in calo a 1,02 (Grafico 1 e Tabella 1). Inoltre, si segnalano minimi orari del Pun a 0,10 €/MWh nella giornata di domenica 7 aprile.

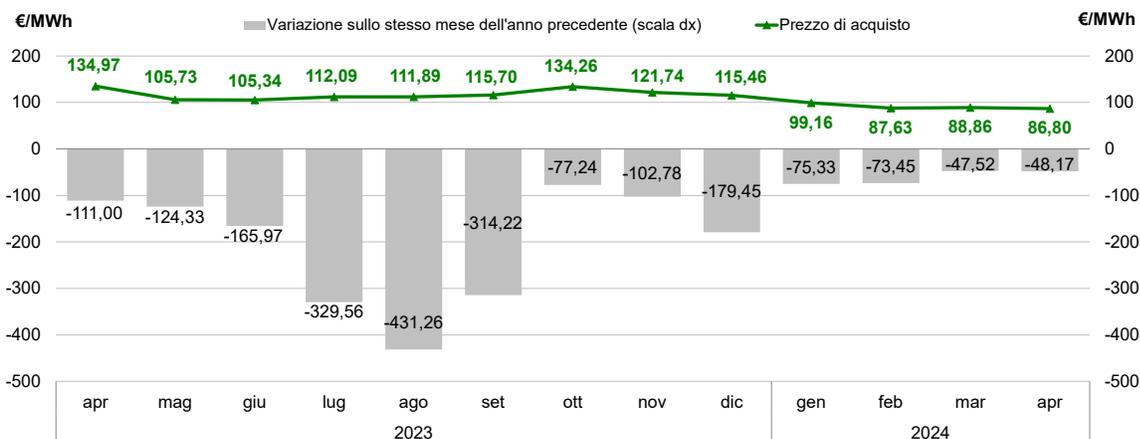
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|-----------------------|--------------------------|--------|------------|--------|-------------------|-------|----------------|-------|--------------|-------|
| | 2024 | 2023 | Variazione | | Borsa | | Sistema Italia | | 2024 | 2023 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | Var. | MWh | Var. | | |
| Baseload | 86,80 | 134,97 | -48,17 | -35,7% | 23.806 | +5,5% | 29.220 | +1,5% | 81,5% | 78,4% |
| <i>Picco</i> | 88,95 | 140,12 | -51,17 | -36,5% | 28.944 | +4,5% | 34.979 | -1,2% | 82,7% | 78,2% |
| <i>Fuori picco</i> | 85,73 | 132,77 | -47,03 | -35,4% | 21.236 | +4,3% | 26.340 | +1,5% | 80,6% | 78,5% |
| <i>Minimo orario</i> | 0,10 | 10,00 | | | 13.706 | | 18.702 | | 73,0% | 67,7% |
| <i>Massimo orario</i> | 162,55 | 260,00 | | | 31.513 | | 38.271 | | 88,4% | 88,0% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



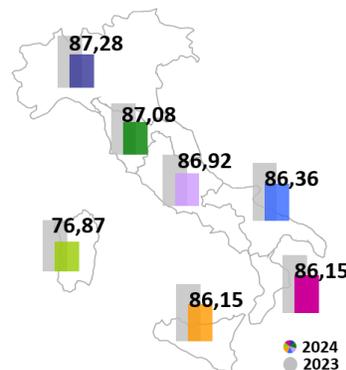
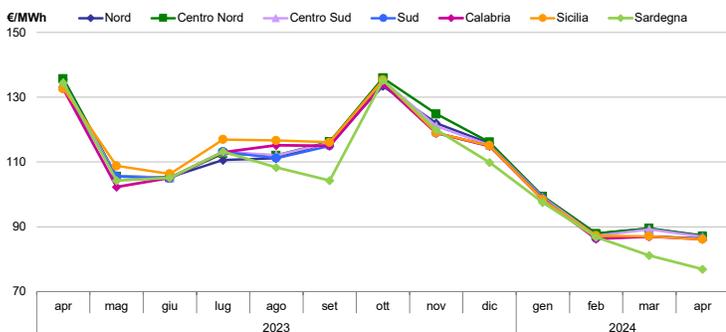
I PREZZI ZONALI

A livello zonale i prezzi risultano tutti in lieve flessione, attestandosi nelle zone centrali e al settentrione a 87 €/MWh (-2 €/MWh), al meridione e in Sicilia a 86 €/MWh (-1 €/MWh) e in Sardegna a 77 €/MWh (-4 €/MWh). In quest'ultima, in corrispondenza di picchi di offerta eolica, si osservano minimi

orari fino a 0 €/MWh diffusi in tutto l'arco del mese. Infine, prezzi orari pari a 0 €/MWh o prossimi a esso si registrano anche in tutte le altre zone, concentrati nella prima settimana del mese, in corrispondenza sia di un'accresciuta offerta rinnovabile che di limitazioni sui transiti interni alla penisola (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Nel mese di aprile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia mostra ancora una flessione, attestandosi a 21,0 TWh (-6,1% in media oraria su marzo), il minimo da maggio 2023, a fronte della quale la liquidità del mercato sale all'81,5%, toccando il nuovo massimo storico su base mensile. Tali dinamiche riflettono un calo delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, pari a 3,9 TWh, e una più lieve flessione dei volumi negoziati sulla borsa elettrica del

GME, attestatisi a 17,1 TWh. (Tabelle 2 e 3, Grafico 3). Sul lato della domanda, gli acquisti nazionali risultano anch'essi ai minimi da maggio dello scorso anno, in virtù di un calo che li spinge a 20,7 TWh (-6,6%), mentre appaiono in ripresa le esportazioni, attestatesi a 0,3 TWh (+51,2%). Sul lato dell'offerta, le vendite nazionali registrano un leggero incremento, portandosi a 17,1 TWh (+0,7%). In significativo calo le importazioni, pari a 3,9 TWh (-27,6%), il minimo da settembre 2023 (Tabella 4).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 17.139.987 | +5,5% | 81,5% |
| Operatori | 10.526.239 | +17,4% | 50,0% |
| GSE | 2.766.733 | +24,4% | 13,2% |
| Zone estere | 3.847.015 | -23,9% | 18,3% |
| Saldo programmi PCE | - | -100,0% | - |
| PCE (incluso MTE) | 3.898.185 | -13,1% | 18,5% |
| Zone estere | 58.939 | +144% | 0,3% |
| Zone nazionali | 3.839.246 | -14,0% | 18,2% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| VOLUMI VENDUTI | 21.038.172 | +1,5% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 21.542.458 | +26,3% | |
| OFFERTA TOTALE | 42.580.631 | +12,7% | |

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 17.139.987 | +5,5% | 81,5% |
| Acquirente Unico | 1.138.584 | -15,0% | 5,4% |
| Altri operatori | 13.078.523 | +7,4% | 62,2% |
| Pompaggi | 77.907 | +218,4% | 0,4% |
| Zone estere | 292.570 | +54,8% | 1,4% |
| Saldo programmi PCE | 2.552.403 | +1,6% | 12,1% |
| PCE (incluso MTE) | 3.898.185 | -13,1% | 18,5% |
| Zone estere | - | - | - |
| Zone nazionali AU | 46.800 | - | 0,2% |
| Zone nazionali altri operatori | 6.403.788 | -8,5% | 30,4% |
| Saldo programmi PCE | -2.552.403 | - | - |
| VOLUMI ACQUISTATI | 21.038.172 | +1,5% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 945.530 | +0,1% | |
| DOMANDA TOTALE | 21.983.703 | +1,4% | |

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

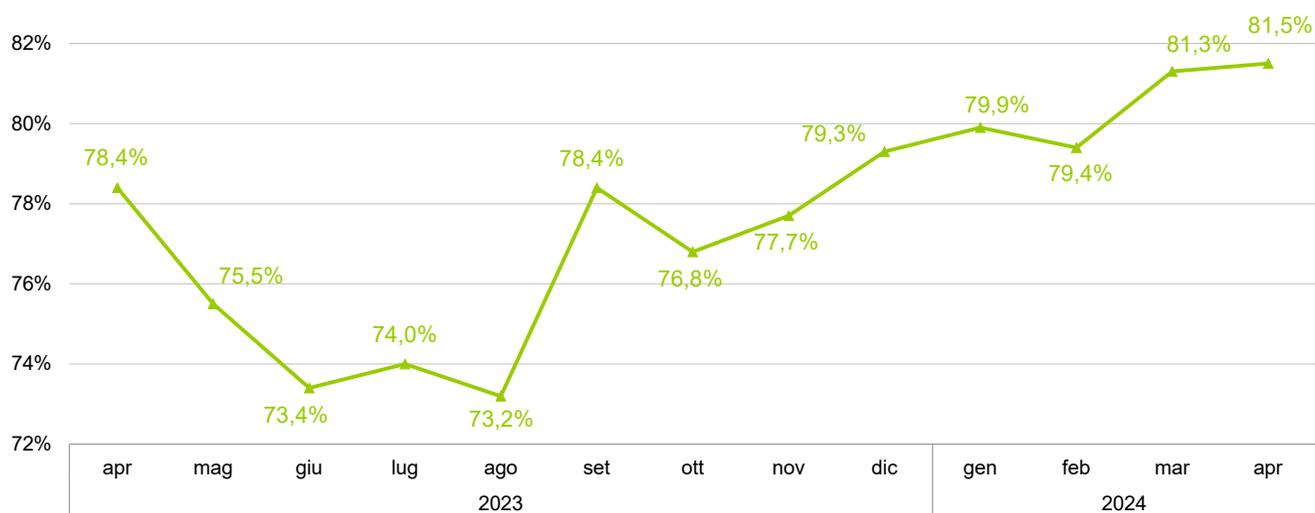


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|-------------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
| | MWh | | | | | | | | |
| | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var |
| Nord | 19.154.734 | 26.604 | +24,4% | 9.159.234 | 12.721 | +26,5% | 11.843.483 | 16.449 | +2,2% |
| Centro Nord | 1.546.795 | 2.148 | +6,4% | 1.230.829 | 1.709 | -1,3% | 1.785.347 | 2.480 | +2,0% |
| Centro Sud | 6.437.489 | 8.941 | +17,5% | 1.892.510 | 2.628 | +8,6% | 3.667.704 | 5.094 | +1,0% |
| Sud | 4.949.858 | 6.875 | +5,6% | 2.099.793 | 2.916 | -8,8% | 1.270.550 | 1.765 | -2,9% |
| Calabria | 2.533.482 | 3.519 | +6,6% | 617.002 | 857 | -50,2% | 384.070 | 533 | -3,6% |
| Sicilia | 2.681.377 | 3.724 | +28,1% | 1.073.436 | 1.491 | +2,8% | 1.183.785 | 1.644 | -4,5% |
| Sardegna | 1.349.652 | 1.875 | +21,1% | 1.059.411 | 1.471 | +26,8% | 610.663 | 848 | -2,2% |
| Totale nazionale | 38.653.387 | 53.685 | +18,5% | 17.132.216 | 23.795 | +9,5% | 20.745.602 | 28.813 | +1,0% |
| Esteri | 3.927.244 | 5.455 | -24,2% | 3.905.957 | 5.425 | -23,1% | 292.570 | 406 | +54,8% |
| Sistema Italia | 42.580.631 | 59.140 | +12,7% | 21.038.172 | 29.220 | +1,5% | 21.038.172 | 29.220 | +1,5% |

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

LE FONTI

Come anticipato, ad aprile le vendite da fonti rinnovabili toccano uno dei livelli più alti di sempre (14,3 GWh), per una loro quota di mercato che supera per la prima volta il 60%. Tale dinamica interessa prevalentemente il Nord e risulta trainata da un complessivo incremento dei volumi idrici, ai massimi da luglio 2021, oltre che da una diffusa crescita

del solare, sul livello più alto da agosto 2017. Risultano ancora in calo, invece, le vendite eoliche, scese ai minimi da novembre 2023. Nel contesto sopra descritto e in presenza di una domanda in calo, si confermano in flessione le vendite termiche, con la quota di mercato del gas mai così bassa (29,2%, -8,3 p.p.) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

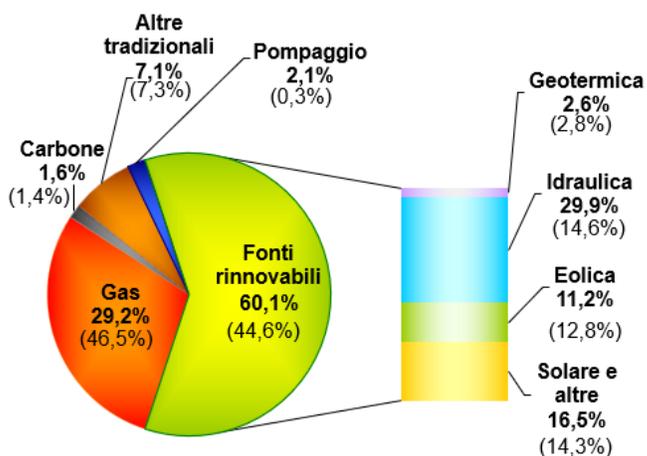
Fonte: GME

| | Nord | | Centro Nord | | Centro Sud | | Sud | | Calabria | | Sicilia | | Sardegna | | Sistema Italia | |
|---------------------------|---------------|----------------|--------------|---------------|--------------|----------------|--------------|---------------|------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|----------------|
| | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var |
| Fonti tradizionali | 4.674 | -30,4% | 520 | -17,8% | 881 | +12,7% | 1.029 | -10,5% | 407 | -68,1% | 602 | -15,6% | 901 | +25,5% | 9.012 | -24,8% |
| Gas | 3.750 | -34,3% | 460 | -20,4% | 636 | +26,4% | 811 | -13,6% | 282 | -76,7% | 561 | -18,8% | 443 | -5,5% | 6.943 | -31,3% |
| Carbone | 0 | -100,0% | - | - | 0 | -100,0% | 0 | -100,0% | 0 | - | - | - | 376 | +83,6% | 376 | +27,3% |
| Altre | 923 | -5,8% | 59 | +10,1% | 245 | +9,3% | 218 | +10,7% | 125 | +90,2% | 41 | +84,3% | 82 | +85,5% | 1.693 | +6,7% |
| Fonti rinnovabili | 7.617 | +130,9% | 1.190 | +8,2% | 1.694 | +4,1% | 1.888 | -7,9% | 450 | +1,2% | 889 | +21,7% | 565 | +29,9% | 14.293 | +47,6% |
| Idraulica | 5.299 | +253,2% | 270 | +27,7% | 695 | +4,0% | 491 | +4,1% | 98 | - | 169 | +7,0% | 83 | +24,1% | 7.104 | +123,5% |
| Geotermica | - | - | 608 | -1,0% | - | - | - | - | - | -100,0% | - | - | - | 608 | -1,0% | |
| Eolica | 35 | +31,0% | 26 | -12,4% | 485 | -9,7% | 1.035 | -18,3% | 265 | +0,5% | 512 | +19,5% | 302 | +26,2% | 2.661 | -4,7% |
| Solare e altre | 2.283 | +28,8% | 286 | +17,1% | 514 | +22,0% | 361 | +16,7% | 87 | +11,8% | 208 | +44,4% | 181 | +39,6% | 3.920 | +26,5% |
| Pompaggio | 431 | +846,0% | - | - | 53 | +310,1% | - | - | - | - | 0,02 | -99,6% | 5 | -26,7% | 489 | +587,2% |
| Totale | 12.721 | +26,5% | 1.709 | -1,3% | 2.628 | +8,6% | 2.916 | -8,8% | 857 | -50,2% | 1.491 | +2,8% | 1.471 | +26,8% | 23.795 | +9,5% |

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

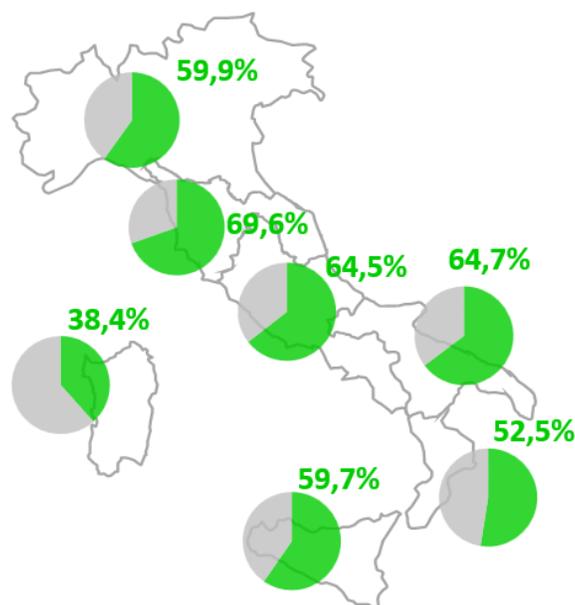
Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette dell'Italia risultano ancora in deciso ribasso mensile, portandosi a 3,7 TWh (-30,2% in media oraria), il livello minimo da settembre 2023. La suddetta dinamica si registra principalmente per effetto di un significativo restringimento della NTC sulla frontiera svizzera e francese (rispettivamente -1,1/-0,6 GWh medi) e, soprattutto nelle giornate del fine settimana e in quelle festive, anche in corrispondenza di più stringenti

limitazioni ai flussi in entrata indotte dall'applicazione del vincolo generalizzato sulla frontiera settentrionale, spesso totalmente inibiti nelle ore centrali di tali giornate. In tale contesto, nella giornata del 25 aprile, l'Italia è risultata esportatrice netta per 0,1 GWh. Sostanzialmente stabile, infine, l'import netto dalle altre frontiere, pur in presenza di frequenti inibizioni dei transiti con il Montenegro e, soprattutto, con la Grecia. (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: 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 |
| | MWh | % | % | % | % | % | MW medi | MWh | MWh | MW medi | MWh | MWh |
| Italia - Francia* | 1.072.701 (1.869.274) | 92,6% (96,3%) | 4,9% (1,8%) | 2% (1,9%) | 78,1% (77,6%) | 0,3% (1,0%) | 1.773 (2,875) | 1.096.947 (1.879.949) | 1.096.947 (1.879.949) | 1.925 (1,076) | 24.246 (10,675) | 24.246 (10,675) |
| Italia - Svizzera | 1.625.738 (1.936.749) | 84,9% (98,5%) | 8,3% (1,0%) | 6,8% (0,5%) | - (-) | - (-) | 2.671 (3,288) | 1.662.034 (1.971.275) | n/a n/a | 2.735 (2,957) | 36.296 (34,526) | n/a n/a |
| Italia - Austria* | 195.771 (144.761) | 79,9% (94,0%) | 16,7% (5,3%) | 3,5% (0,7%) | 73,1% (92,4%) | 15,1% (2,8%) | 402 (221) | 217.707 (148,123) | 217.707 (148,123) | 181 (92) | 21.936 (3,362) | 21.936 (3,362) |
| Italia - Slovenia* | 229.803 (406,309) | 76,3% (94,2%) | 19,4% (4,9%) | 4,3% (0,9%) | 62,1% (88,1%) | 13,2% (2,8%) | 611 (645) | 307.934 (424,244) | 307.934 (424,244) | 669 (670) | 78.132 (17,935) | 78.132 (17,935) |
| Italia - Montenegro | 329.470 (402,781) | 83,1% (98,9%) | 9,9% (1,1%) | 7,1% (-) | 26,5% (49,6%) | - (-) | 500 (600) | 346.015 (417,963) | n/a n/a | 670 (527) | 16.545 (15,182) | n/a n/a |
| Italia - Grecia* | 271.616 (194,628) | 79,2% (81,4%) | 3,8% (17,8%) | 17,1% (0,8%) | 86,1% (45,5%) | 0,5% (4,7%) | 500 (497) | 275.318 (231,732) | 275.318 (231,732) | 500 (500) | 3.701 (37,104) | 3.701 (37,104) |
| Italia - Malta | -69.909 (-7,210) | - (17,1%) | 92,5% (44,9%) | 7,5% (38,0%) | - (-) | 0,6% (-) | 225 (225) | 0 (5,292) | n/a n/a | 225 (225) | 69.909 (12,502) | n/a n/a |
| TOTALE** | 3.655.189 (4.947.292) | | | | | | | 3.905.954 (5.078.578) | 1.897.906 (2.684.048) | | 250.765 (131,287) | 128.015 (69,076) |

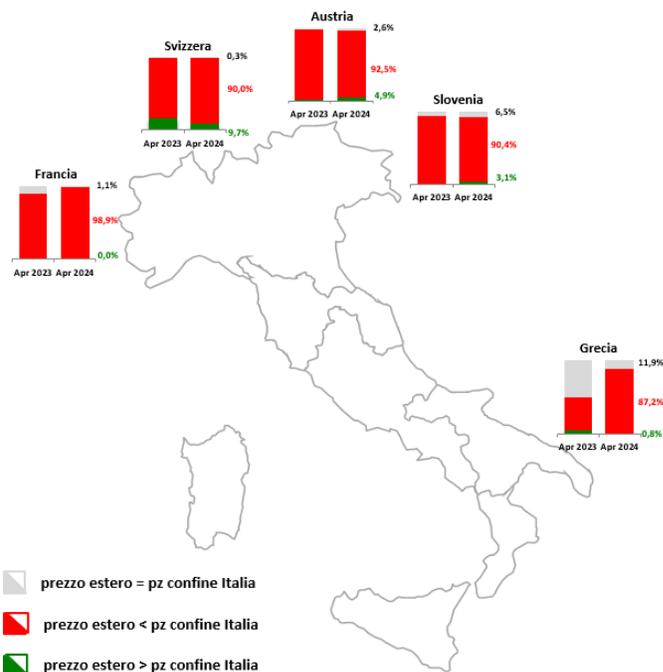
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 delle ore 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



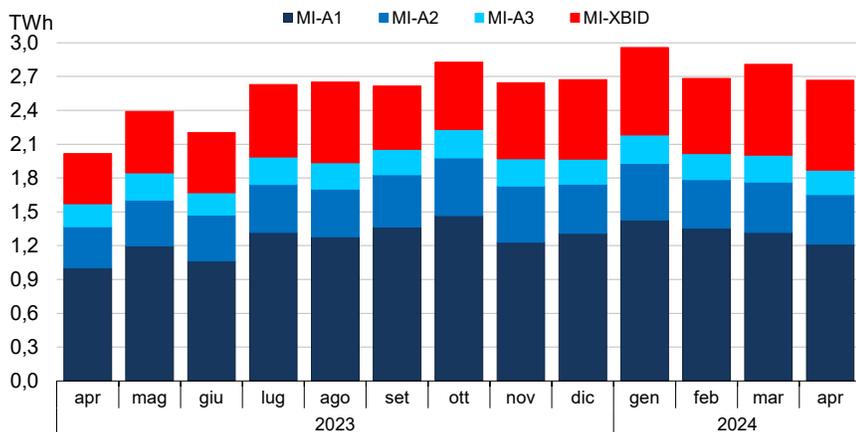
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel mese di aprile i volumi complessivamente scambiati sui mercati infragiornalieri appaiono in lieve flessione, portandosi a 2,7 TWh (-2,0% su marzo in media oraria). Il ribasso si osserva in corrispondenza di un calo dei volumi negoziati sui mercati in asta (1,9 TWh, -3,6%), con il MI-A1 che, sebbene in calo, continua a concentrare la maggioranza degli scambi (1,2 TWh, -4,9%). Tale dinamica risulta attenuata da un incremento dei volumi su XBID (796,4 GWh, massimo storico in media oraria, +2,0%), la cui quota sul totale sfiora per la prima volta il 30% e in cui il numero di abbinamenti si mantiene sostanzialmente stabile (circa 433 mila) e concentrato a valle dell'asta MI-A2 (l'80% nelle fasi 2 e 3). Sempre con riferimento al XBID, la quota degli scambi aventi controparte estera, già in progressiva riduzione negli ultimi mesi, scende per la prima volta sotto

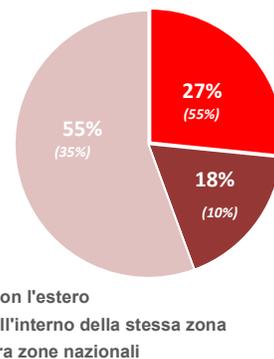
il 30% (27%) mentre quelle degli scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima zona risultano in leggero incremento, rispettivamente al 55% e al 18%. Analogamente a quanto osservato sul MGP, i prezzi medi appaiono in modesta flessione a 85/87 €/MWh (-6/-3 €/MWh), risultando leggermente inferiori ai corrispondenti valori del Pun sul MI-A1 e sul MI-A2 e lievemente superiori sugli altri mercati. Il ranking dei prezzi zonali segue la dinamica del MGP, con quotazioni più elevate nelle zone centrali e al settentrione e il prezzo in Sardegna marcatamente più basso rispetto al resto del Sistema (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Infine, si segnalano su XBID ancora abbinamenti a prezzi negativi, distribuiti in tutte le zone (con prezzi fino a -50 €/MWh in Sardegna) ad eccezione del Centro Nord.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

| | ASTA | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | Mercato Infragiornaliero | | | |
|---------------|------------------|--------------|----------------|--------------|----------------|-------------|-----------------------|--------------|--------------------------|--------------|------------------|--------------|
| | MI-A1 | | MI-A2 | | MI-A3 | | XBID | | Totale | | | |
| | MWh (1-24 h) | var % | MWh (1-24 h) | var % | MWh (13-24 h) | var % | MWh (1-24 h) | var % | MWh | var % | | |
| Nord | 661.537 | 48,8% | 180.560 | 34,7% | 104.063 | 56,5% | 946.161 | 46,7% | 262.015 | 145,5% | 1.208.176 | 60,7% |
| Centro Nord | 68.541 | -4,7% | 34.077 | 19,8% | 12.113 | -23,7% | 114.731 | -1,3% | 44.832 | 64,4% | 159.563 | 11,2% |
| Centro Sud | 183.356 | -10,4% | 83.049 | 54,0% | 30.265 | 2,3% | 296.670 | 3,0% | 110.529 | 207,1% | 407.199 | 25,6% |
| Sud | 128.413 | -8,8% | 58.950 | -14,2% | 31.876 | -29,3% | 219.240 | -13,9% | 84.321 | 59,8% | 303.561 | -1,3% |
| Calabria | 22.425 | 4,9% | 8.766 | -21,5% | 5.178 | -5,9% | 36.368 | -4,4% | 11.799 | 44,1% | 48.168 | 4,2% |
| Sicilia | 89.753 | 43,5% | 26.439 | 19,9% | 14.335 | 12,7% | 130.527 | 34,1% | 37.110 | 127,4% | 167.637 | 47,5% |
| Sardegna | 17.014 | -27,2% | 15.914 | -6,0% | 7.221 | -40,3% | 40.150 | -23,4% | 20.404 | 227,7% | 60.553 | 3,3% |
| Estero | 43.130 | 28,7% | 31.300 | 9,2% | 11.617 | -30,1% | 86.047 | 9,2% | 225.348 | 17,8% | 311.396 | 15,3% |
| Totale | 1.214.170 | 21,1% | 439.056 | 20,6% | 216.669 | 6,2% | 1.869.894 | 19,0% | 796.357 | 79,0% | 2.666.251 | 32,3% |

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

| | ASTA | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | | | Mercato Infragiornaliero | |
|---------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|--------------------|-------------|-----------------------|--------------|------------------|--------------|--------------------------|--------------|
| | MI-A1 (1-24 h) | | MI-A2 (1-24 h) | | MI-A3 (13-24 h) | | Totale | | XBID (1-24 h) | | Totale | |
| | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % |
| Nord | 680.569 | 51,4% | 221.482 | 68,4% | 111.237 | 44,1% | 1.013.289 | 54,0% | 312.109 | 120,7% | 1.325.398 | 65,8% |
| Centro Nord | 81.693 | 85,8% | 20.693 | 37,1% | 6.416 | -14,6% | 108.802 | 63,4% | 44.530 | 91,2% | 153.332 | 70,6% |
| Centro Sud | 163.366 | -11,4% | 65.937 | 26,2% | 31.715 | 19,4% | 261.018 | -0,9% | 122.159 | 162,5% | 383.176 | 23,7% |
| Sud | 124.560 | 30,8% | 55.581 | 10,4% | 25.554 | -18,8% | 205.695 | 16,2% | 88.901 | 30,9% | 294.596 | 20,3% |
| Calabria | 42.200 | -35,9% | 11.417 | -16,0% | 4.267 | -56,2% | 57.884 | -35,1% | 17.789 | 7,9% | 75.672 | -28,4% |
| Sicilia | 58.208 | -28,6% | 23.609 | 16,3% | 14.411 | 37,2% | 96.228 | -14,3% | 38.804 | 108,3% | 135.032 | 3,1% |
| Sardegna | 23.935 | 47,1% | 13.557 | 5,7% | 7.948 | 13,8% | 45.440 | 25,9% | 22.587 | 146,3% | 68.026 | 50,3% |
| Estero | 39.637 | -40,1% | 26.781 | -60,6% | 15.121 | -55,6% | 81.539 | -51,5% | 149.480 | 23,1% | 231.019 | -20,2% |
| Totale | 1.214.170 | 21,1% | 439.056 | 20,6% | 216.669 | 6,2% | 1.869.894 | 19,0% | 796.357 | 79,0% | 2.666.251 | 32,3% |

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

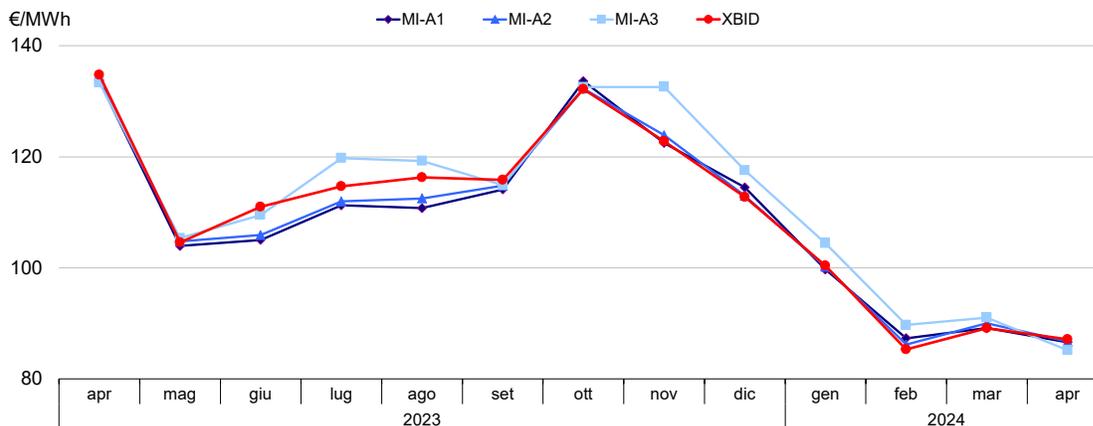


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

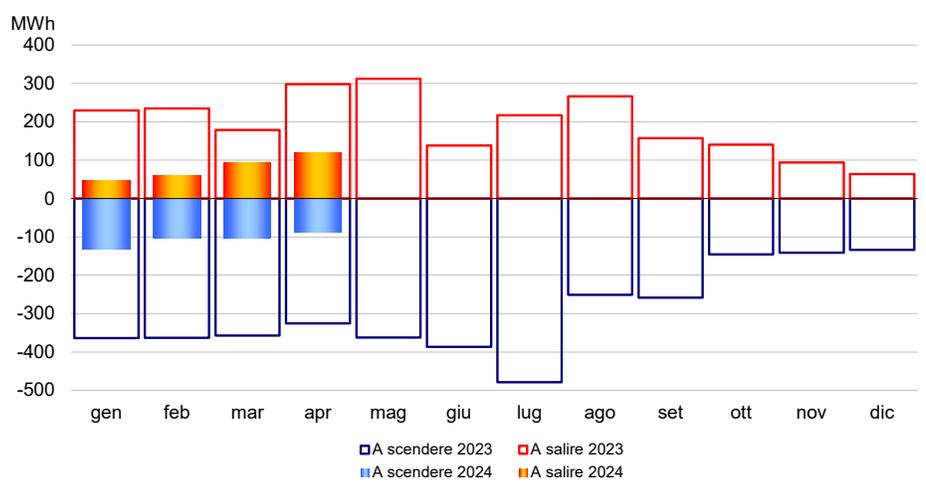
| | Mercato del Giorno Prima | | Mercato Infragiornaliero | | | | | |
|--------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------|--|
| | MGP (1-24 h) €/MWh | MGP (13-24 h) €/MWh | ASTA | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | |
| | | | MI-A1 (1-24 h) €/MWh | MI-A2 (1-24 h) €/MWh | MI-A3 (13-24 h) €/MWh | X-BID (1-24 h) €/MWh | | |
| Nord | 87,28 | 85,75 | 86,93 (-0,4%) | 87,21 (-0,1%) | 85,89 (+0,2%) | 87,64 (+0,4%) | -35,4% | |
| Centro Nord | 87,08 | 85,38 | 86,96 (-0,1%) | 87,57 (+0,6%) | 86,52 (+1,3%) | 89,24 (+2,5%) | -35,4% | |
| Centro Sud | 86,92 | 85,07 | 86,80 (-0,1%) | 87,35 (+0,5%) | 86,37 (+1,5%) | 86,98 (+0,1%) | -35,3% | |
| Sud | 86,36 | 84,17 | 86,19 (-0,2%) | 86,81 (+0,5%) | 85,22 (+1,3%) | 86,94 (+0,7%) | -34,6% | |
| Calabria | 86,15 | 84,11 | 86,05 (-0,1%) | 86,73 (+0,7%) | 85,18 (+1,3%) | 86,64 (+0,1%) | -34,1% | |
| Sicilia | 86,15 | 84,11 | 86,05 (-0,1%) | 86,73 (+0,7%) | 85,28 (+1,4%) | 86,34 (+0,2%) | -34,4% | |
| Sardegna | 76,87 | 70,66 | 77,22 (+0,4%) | 78,10 (+1,6%) | 70,62 (-0,0%) | 78,00 (+1,5%) | -42,3% | |

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Mostrano ancora una leggera flessione in media oraria, confermandosi ai minimi storici, le vendite mentre gli acquisti del TSO nazionale appaiono in lieve ripresa mensile, attestandosi a 86 GWh (Grafico di Terna sul mercato MSD ex-ante, pari a 64 GWh, 8).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria Fonte: GME



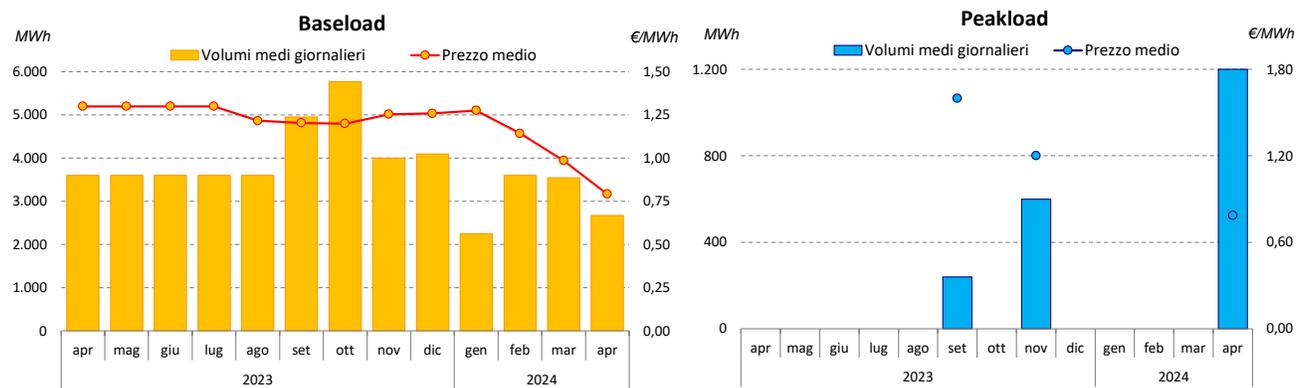
MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si osservano 74 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 72,5 GWh (+26,4 GWh su marzo), di cui 64,1 GWh sul prodotto baseload (+18,0 GWh) e 8,4 GWh sul prodotto peakload, scambiato per la prima volta nell'anno in corso. Il prezzo medio di scambio risulta pari a 0,79 €/MWh sia sul baseload (-0,19 €/MWh) sia sul peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati Fonte: GME

| Tipologia | Negoziazioni | | Prezzo | | | Volumi | |
|---------------|--------------|-----------------------|-------------|--------------|---------------|---------------|---------|
| | N° | Prodotti negoziati N° | Medio €/MWh | Minimo €/MWh | Massimo €/MWh | MWh | MWh/g |
| Baseload | 60 | 24/30 | 0,79 | 0,70 | 1,00 | 64.104 | 2.671 |
| | (12) | 10/30 | (1,30) | (1,30) | (1,30) | (36.000) | (3.600) |
| Peakload | 14 | 7/22 | 0,79 | 0,70 | 0,90 | 8.400 | 1.200 |
| | (-) | 0/20 | (-) | (-) | (-) | (-) | (-) |
| Totale | 74 | | | | | 72.504 | |
| | (12) | | | | | (36.000) | |

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi ad aprile. Il prodotto Maggio 2024 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 78,17 €/MWh sul baseload e di 80,53 €/MWh

sul peakload, con la posizione aperta che scende a 29,3 GWh (era 33,6 GWh a fine marzo) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

| PRODOTTI BASELOAD | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------------|----------------------|------------------|---------------------|--------------|--------------------|---------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni N. | Volumi mercato MW | Volumi OTC MW | Volumi TOTALI MW | variazioni % | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | | | | | | MW | MWh |
| Maggio 2024 | 78,17 | +5,2% | - | - | - | - | - | 5 | 3.720 |
| Giugno 2024 | 89,93 | +7,5% | - | - | - | - | - | 5 | 3.600 |
| Luglio 2024 | 94,19 | +10,7% | - | - | - | - | - | - | - |
| Agosto 2024 | 96,96 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2024 | 103,59 | +21,7% | - | - | - | - | - | 5 | 11.040 |
| IV Trimestre 2024 | 114,68 | +21,9% | - | - | - | - | - | 5 | 11.045 |
| I Trimestre 2025 | 119,19 | +20,7% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2025 | 99,70 | +24,5% | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2025 | 97,12 | +14,7% | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | - | - | - | - | - | | 25.685 |

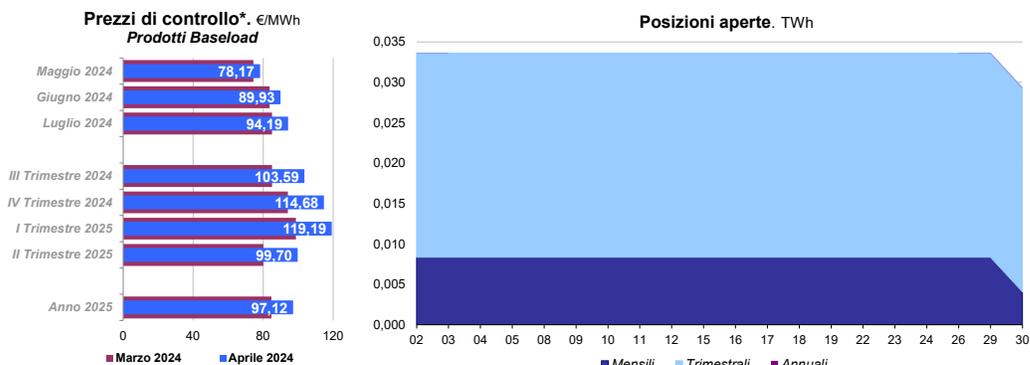
| PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------------|----------------------|------------------|---------------------|--------------|--------------------|---------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni N. | Volumi mercato MW | Volumi OTC MW | Volumi TOTALI MW | variazioni % | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | | | | | | MW | MWh |
| Maggio 2024 | 80,53 | -1,8% | - | - | - | - | - | 2 | 552 |
| Giugno 2024 | 90,72 | +1,2% | - | - | - | - | - | 2 | 480 |
| Luglio 2024 | 89,00 | -3,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| Agosto 2024 | 95,24 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2024 | 105,04 | +14,2% | - | - | - | - | - | 2 | 1.584 |
| IV Trimestre 2024 | 126,39 | +14,7% | - | - | - | - | - | 2 | 1.584 |
| I Trimestre 2025 | 129,04 | +15,3% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2025 | 105,62 | +24,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2025 | 106,28 | +17,0% | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | - | - | - | - | - | | 3.648 |
| TOTALE | | | - | - | - | - | - | | 29.333 |

* 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 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Ai minimi da settembre 2009 le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia ad aprile, pari a 13,5 TWh, con la posizione netta a 8,7 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, scende a 1,55 (Grafico 10). I programmi registrati ammontano a 3,9 TWh nei conti in immissione e a 6,5 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 4,8 TWh e a 2,2 TWh.

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

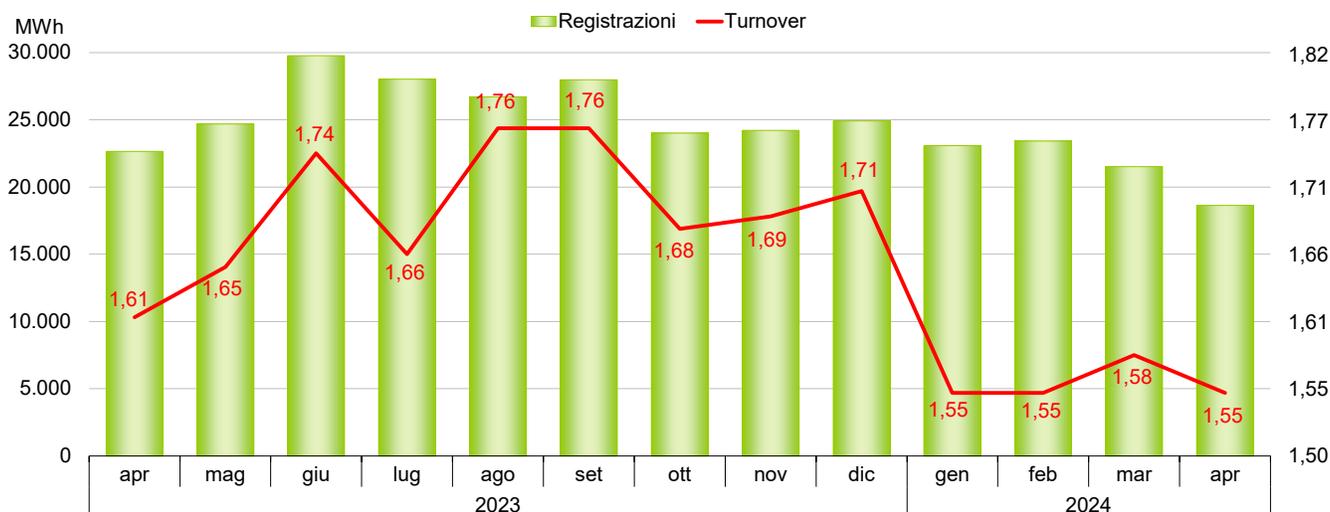
Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | |
|------------------------|-------------------|----------------|---------------|----------------------------|------------------|---------------|------------------|--------------|
| | MWh | Variazione | Struttura | | | | | |
| | | | | Immissione | | Prelievo | | |
| | | | | MWh | Variazione | MWh | Variazione | |
| Baseload | 2.086.447 | +64,8% | 15,5% | Richiesti | 4.526.303 | -33,4% | 6.450.589 | -7,8% |
| Off Peak | 10.464 | 100% | 0,1% | Rifiutati | 628.118 | -72,8% | 1 | -99,9% |
| Peak | 3.744 | +766,7% | 0,0% | Registrati | 3.898.185 | -13,1% | 6.450.588 | -7,8% |
| Week-end | - | - | - | | | | | |
| Totale Standard | 2.100.655 | +65,9% | 15,6% | Sbilanciamenti a programma | 4.787.683 | -15,6% | 2.235.280 | -29,3% |
| Totale Non standard | 11.306.144 | -24,8% | 83,9% | Saldo programmi | - | - | 2.552.403 | +1,6% |
| PCE bilaterali | 13.406.799 | -17,8% | 99,4% | | | | | |
| MTE | 4.128 | -18,1% | 0,0% | | | | | |
| MPEG | 72.504 | +101,4% | 0,5% | | | | | |
| TOTALE PCE | 13.483.431 | -17,5% | 100,0% | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 8.685.869 | -14,5% | | | | | | |

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

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.132 milioni di mc (43,7 TWh), in calo rispetto al mese precedente e sui livelli più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Le importazioni si attestano complessivamente a 5.267 milioni di mc (55,7 TWh), mentre la produzione nazionale risulta pari a 226 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, continuano le iniezioni (14,4 TWh), con la giacenza complessiva a fine mese su livelli mai così

alti per il periodo di riferimento. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 15,6 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 35,7%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, in particolare nel segmento day-ahead (8,7 TWh). Mediamente ad aprile l'IG Index (IGI) si attesta a 30,62 €/MWh, seguendo una dinamica comune a tutte le quotazioni registrate sui mercati a pronti, allineate nell'intorno dei 31 €/MWh.

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.132 milioni di mc (43,7 TWh), in calo sul mese precedente e sui valori più bassi dal 2014 per il mese in analisi. La flessione dei consumi rispetto a marzo, registrata in presenza di condizioni climatiche miti, appare più intensa nei comparti civile (1.757 milioni di mc, 18,6 TWh) e termoelettrico (1.208 milioni di mc, 12,8 TWh), favorita in quest'ultimo anche da una minore domanda di energia elettrica e da un incremento dell'offerta da fonti rinnovabili. Minore il calo dei prelievi del settore industriale, pari a 990 milioni di mc (10,5 TWh), mentre salgono le esportazioni e gli altri consumi, a 177 milioni di mc (1,9 TWh). Sul lato delle importazioni (5.267 milioni di mc, 55,7 TWh) si riducono su base mensile i volumi di gas in entrata tramite

gasdotto, a 3.965 milioni di mc (41,9 TWh), mentre aumentano a 1.302 milioni di mc (13,8 TWh) i flussi tramite rigassificatori GNL, la cui quota sul totale sale al 25% (+3 p.p. su marzo). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste su tutti i rigassificatori GNL, in particolare Panigaglia (2,0 TWh, 3,6% del totale importato), oltre che agli entry point di Mazara (22,6 TWh, 41% del totale, +5 p.p. su marzo) e Gela (2,2 TWh). Anche questo mese risulta non operativo il terminal di Livorno.

Continuano a pieno regime le iniezioni nei siti di stoccaggio (14,4 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 7.473 milioni di mc (79,0 TWh), valore più alto di sempre per aprile.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| | MI di mc | TWh | var. tend. |
|---|--------------|-------------|---------------|
| Importazioni | 5.267 | 55,7 | -9,5% |
| <i>Import per punti di entrata</i> | | | |
| Mazara | 2.136 | 22,6 | -15,1% |
| Tarvisio | 583 | 6,2 | +120,0% |
| Passo Gries | 217 | 2,3 | -57,1% |
| Gela | 211 | 2,2 | -16,2% |
| Gorizia | 1 | 0 | - |
| Melendugno | 817 | 8,6 | -4,5% |
| Panigaglia (GNL) | 190 | 2,0 | -35,9% |
| Cavarzere (GNL) | 786 | 8,3 | +8,4% |
| Livorno (GNL) | - | 0,0 | -100,0% |
| Piombino (GNL) | 326 | 3,4 | - |
| Produzione Nazionale | 226 | 2,4 | -1,8% |
| Erogazioni da stoccaggi | - | - | - |
| TOTALE IMMESSO | 5.493 | 58,1 | -9,3% |
| TOTALE CONSUMATO | | | |
| Riconsegne rete Snam Rete Gas | 3.955 | 41,8 | -9,8% |
| Industriale | 990 | 10,5 | +5,0% |
| Termoelettrico | 1.208 | 12,8 | -21,6% |
| Reti di distribuzione | 1.757 | 18,6 | -7,5% |
| Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema* | 177 | 1,9 | -53,4% |
| TOTALE CONSUMATO | 4.132 | 43,7 | -13,3% |
| Iniezioni negli stoccaggi | 1.361 | 14,4 | +5,6% |
| TOTALE PRELEVATO | 5.493 | 58,1 | -9,3% |

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

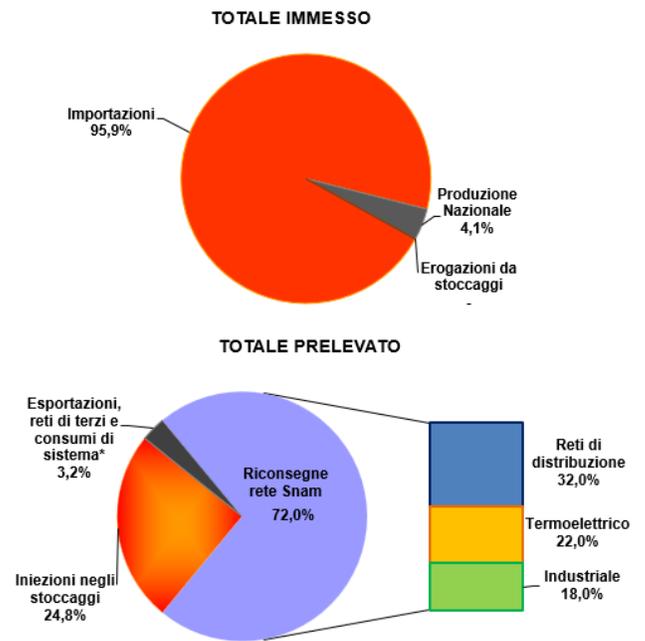
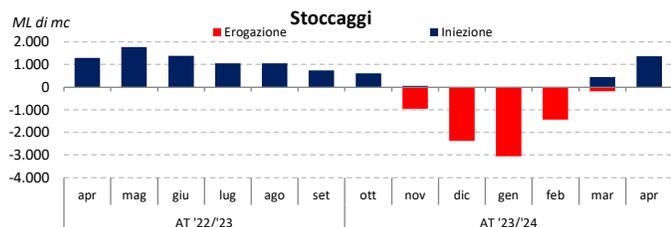
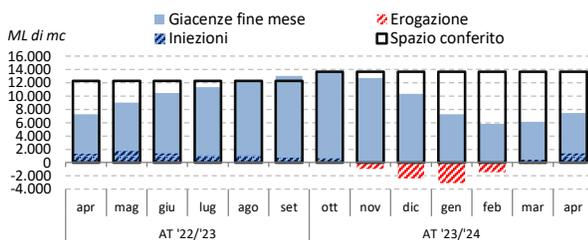


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

| Stoccaggio | MI di mc | TWh | variazione tendenziale |
|----------------------------------|--------------|-------------|------------------------|
| Giacenza (al 30/04/2024) | 7.473 | 79,0 | +2,4% |
| Erogazione (flusso out) | - | - | - |
| Iniezione (flusso in) | 1.361 | 14,4 | +5,6% |
| Flusso netto | 1.361 | 14,4 | +5,6% |
| Spazio conferito su base annuale | 13.664 | 144,5 | +11,3% |
| Giacenza/Spazio conferito | 54,7% | | -4,8 p.p. |



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni registrano un nuovo aumento su base mensile, portandosi a 31,0 €/MWh al PSV (+2,0 €/MWh) e a 29,1 €/MWh al TTF (+2,5 €/MWh), con uno spread mensile tra i due riferimenti in calo a 1,9 €/MWh (era 2,5 €/MWh il mese precedente). Nel corso di aprile i due riferimenti mostrano

una certa stabilità intorno ai 28/26 €/MWh nei primi dieci giorni, una successiva crescita fino alla metà del mese, con il PSV a ridosso dei 36 €/MWh e il TTF sui 34 €/MWh, e infine una dinamica ribassista nell'ultima parte, quando il differenziale tra i due prezzi si amplia anche fin sopra i 4 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, ad aprile l'IG Index si attesta in media a 30,62 €/MWh, mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni si portano tutte nell'intorno dei 31 €/MWh, con un minimo a 29,86 €/MWh osservato nel comparto intraday AGS nelle quattro sessioni con scambi registrate ad aprile.

In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 15,6 TWh, con una quota sul totale consumato al 35,7%, livello più alto da ottobre 2022 (+7,8 p.p. su marzo).

Rispetto al mese precedente, sull'orizzonte day-ahead gli scambi mostrano una nuova importante crescita (+11%), per effetto di un incremento sia dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (8,7 TWh), il cui peso sul mercato a pronti sale al 56%, che delle contrattazioni nel segmento AGS (3,1 TWh), pari al 20% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, ad aprile le movimentazioni di Snam registrano un incremento lato vendita (0,4 TWh) e, soprattutto, lato acquisto (2,5 TWh,

+1,2 TWh).

In flessione, invece, su marzo gli scambi sull'orizzonte intraday, dove i volumi scendono a 3,6 TWh (-38%), concentrati sul segmento a negoziazione continua (3,1 TWh), il cui peso sul mercato a pronti scende al 22% (-10 p.p. sul mese precedente). Su tale mercato si riducono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,2 TWh, -86%), prevalentemente in acquisto (-1,1 TWh), che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,2 TWh, -16%). Nel comparto AGS, invece, gli scambi ammontano a 0,21 TWh, registrati in quattro sessioni e relativi principalmente a vendite di Snam (0,14 TWh).

Le quantità scambiate sul MGS scendono a 0,2 TWh (erano 0,5 TWh il mese precedente), in virtù sia di un calo delle movimentazioni effettuate da Snam (0,08 TWh), dinamica registrata su entrambi i lati del mercato e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,13 TWh.

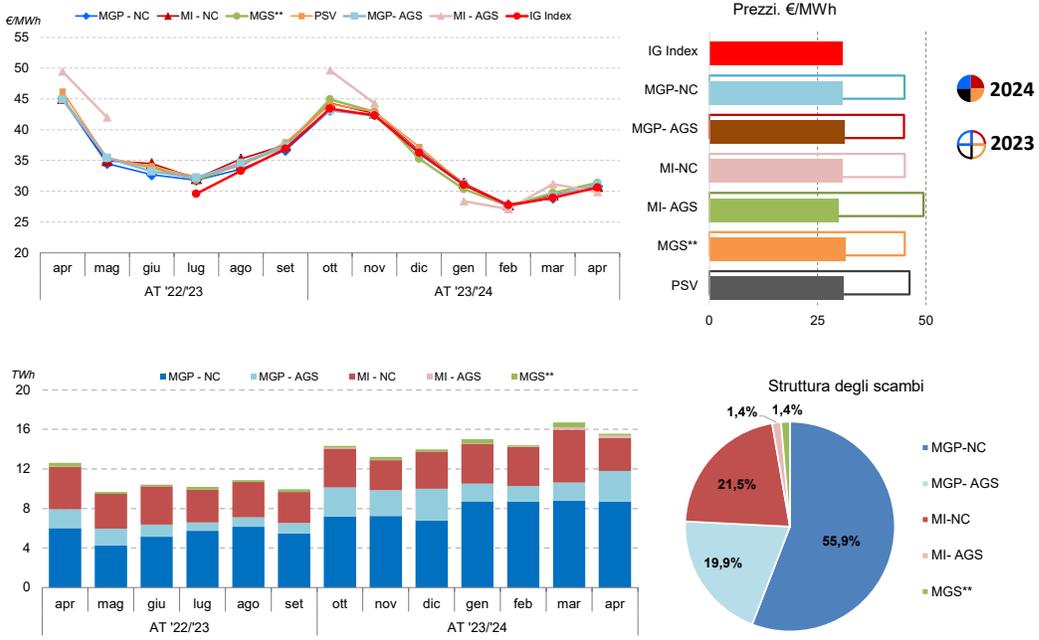
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile non sono stati registrati scambi.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, LSEG

| | Prezzi. €/MWh | | | | Volumi. MWh | | |
|------------------------------|---------------|---------|--------|-------|-------------|-----------|--------------------|
| | Media | Var | Min | Max | Totale | Var | |
| IG Index | 30,62 | (-) | 27,00 | 35,35 | | | |
| MP-GAS | | | | | | | |
| <i>MGP</i> | | | | | | | |
| <i>Negoziazione continua</i> | 30,82 | (45,03) | -31,6% | 25,10 | 35,80 | 8.700.528 | (6.005.520) +44,9% |
| <i>Comparto AGS</i> | 31,09 | (44,93) | -30,8% | 26,36 | 35,40 | 3.103.392 | (1.915.248) +62,0% |
| <i>MI</i> | | | | | | | |
| <i>Negoziazione continua</i> | 30,78 | (45,08) | -31,7% | 22,80 | 36,10 | 3.346.656 | (4.292.760) -22,0% |
| <i>Comparto AGS</i> | 29,86 | (49,45) | -39,6% | 25,90 | 33,59 | 213.072 | (32.832) +549,0% |
| <i>MGS**</i> | 31,40 | (45,12) | -30,4% | 28,20 | 35,60 | 210.826 | (356.604) -40,9% |
| <i>Stogit</i> | 31,40 | (45,12) | -30,4% | 28,20 | 35,60 | 210.826 | (356.604) -40,9% |
| <i>Edison</i> | - | (-) | - | - | - | - | (-) |
| <i>MPL</i> | - | (-) | - | - | - | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



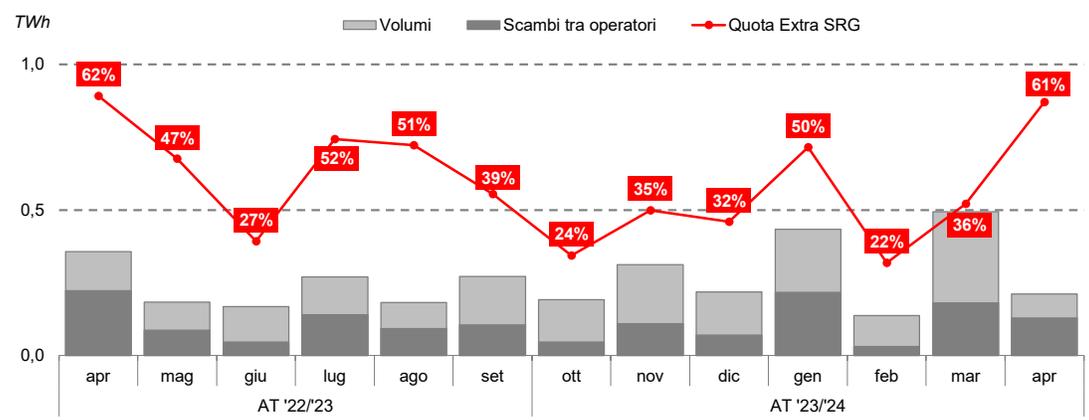
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera. Per il mese di luglio 2023 l'IG Index è calcolato a partire dal giorno gas 20 luglio.

** 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

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi Fonte: dati GME

| | Stogit | | | | Edison Stoccaggio | | | |
|------------------|----------------|-----------|----------------|-----------|-------------------|-----|---------|-----|
| | Acquisti | | Vendite | | Acquisti | | Vendite | |
| | MWh | | MWh | | MWh | | MWh | |
| Totale | 210.826 | (356.604) | 210.826 | (356.604) | - | (-) | - | (-) |
| SRG | 40.236 | (45.964) | 42.151 | (88.071) | - | (-) | - | (-) |
| Bilanciamento | 40.236 | (45.964) | 42.151 | (88.071) | - | (-) | - | (-) |
| Altre finalità | - | (-) | - | (-) | - | (-) | - | (-) |
| Operatori | 170.590 | (310.640) | 168.675 | (268.533) | - | (-) | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



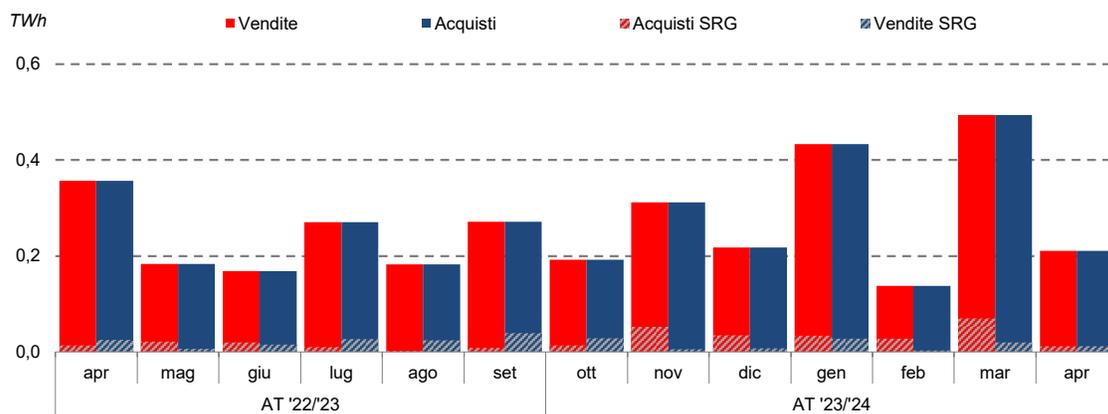


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

| Prodotti | Mercato | | | | | OTC | | Totale | | Posizioni aperte** | | |
|---------------|------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------|--------------------|---------------|---------------------|---------------|---------------|--------------------|-------|-----|
| | Prezzo minimo €/MWh | Prezzo massimo €/MWh | Prezzo di controllo* €/MWh | variazioni % | Negoziations N. | Volumi MWh | Registrazioni N. | Volumi MWh | Volumi MWh | variazioni % | MWh/g | MWh |
| BoM-2024-04 | - | - | 29,50 | 5,1% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BoM-2024-05 | - | - | 32,43 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2024-05 | - | - | 32,42 | 16,1% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2024-06 | - | - | 32,70 | 16,2% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2024-07 | - | - | 33,25 | 10,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2024-08 | - | - | 31,39 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2024-03 | - | - | 32,73 | 13,4% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2024-04 | - | - | 37,09 | 19,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2025-01 | - | - | 37,91 | 22,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2025-02 | - | - | 36,22 | 8,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| WS-2024/2025 | - | - | 38,03 | 29,5% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SS-2025 | - | - | 37,75 | 14,5% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CY-2025 | - | - | 38,59 | 20,8% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | | | | | | | | | | |

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Le quotazioni del greggio e dell'olio combustibile si confermano in crescita mensile, al pari di quanto osservato da inizio anno. In aumento su marzo anche i prezzi del carbone e del gas, mentre risultano in calo quelli elettrici sulle principali borse europee.

Quarto rialzo consecutivo per le quotazioni del Brent che, come non accadeva da ottobre, tornano a superare 90 \$/bbl (90,85 \$/bbl, +5%). Dinamica analoga per l'olio combustibile, che sfiora i 600 \$/MT (595,33 \$/MT, +3%), mentre ancora un modesto calo si registra per il prezzo del gasolio (794,26 \$/MT, -2%). Si conferma in lieve aumento anche il carbone, in linea con quanto già osservato a marzo (123,41 \$/MT, +3%). In ottica prospettiva i mercati

a termine, a fronte di un adeguamento al rialzo delle aspettative per i prossimi mesi, quotano il greggio e i combustibili su livelli inferiori agli attuali spot, con l'unica eccezione del gasolio.

In debole calo mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,07 €/\$, -1%), con conseguente modesta variazione dell'intensità delle dinamiche osservate su tale orizzonte sul greggio e sui combustibili nelle loro conversioni in euro.

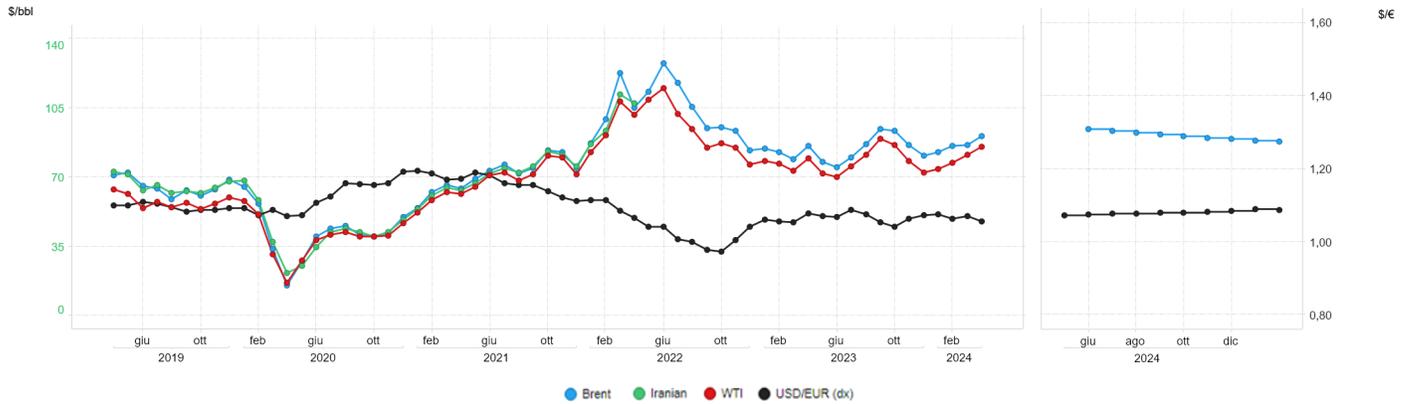
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

| 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 | 90,85 | 5% | 6% | | | | 89,00 | 6% | 88,02 | 5% | | |
| Olio Combustibile | USD/MT | 595,33 | 3% | 11% | 508,25 | 514,26 | 4% | 514,40 | 4% | 512,28 | 4% | 473,78 | 5% |
| Gasolio | USD/MT | 794,26 | -2% | 7% | 817,00 | 809,94 | 0% | 807,93 | 1% | 806,53 | 2% | | |
| Carbone | USD/MT | 123,41 | 3% | -20% | | 123,41 | 13% | 114,37 | 11% | 116,34 | 8% | 128,72 | 6% |

| 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 | 84,73 | 7% | 8% | | | - | 82,81 | - | 81,78 | - | | - |
| Olio Combustibile | EUR/MT | 555,17 | 4% | 13% | | 479,07 | - | 478,60 | - | 475,99 | - | 434,19 | - |
| Gasolio | EUR/MT | 740,55 | -1% | 9% | | 754,78 | - | 751,97 | - | 749,66 | - | | - |
| Carbone | EUR/MT | 115,08 | 5% | -18% | | 115,01 | - | 106,45 | - | 108,14 | - | 118,01 | - |
| Tasso Cambio | EUR/USD | 1,07 | -1% | -2% | 1,08 | 1,07 | - | 1,07 | - | 1,08 | - | 1,09 | - |

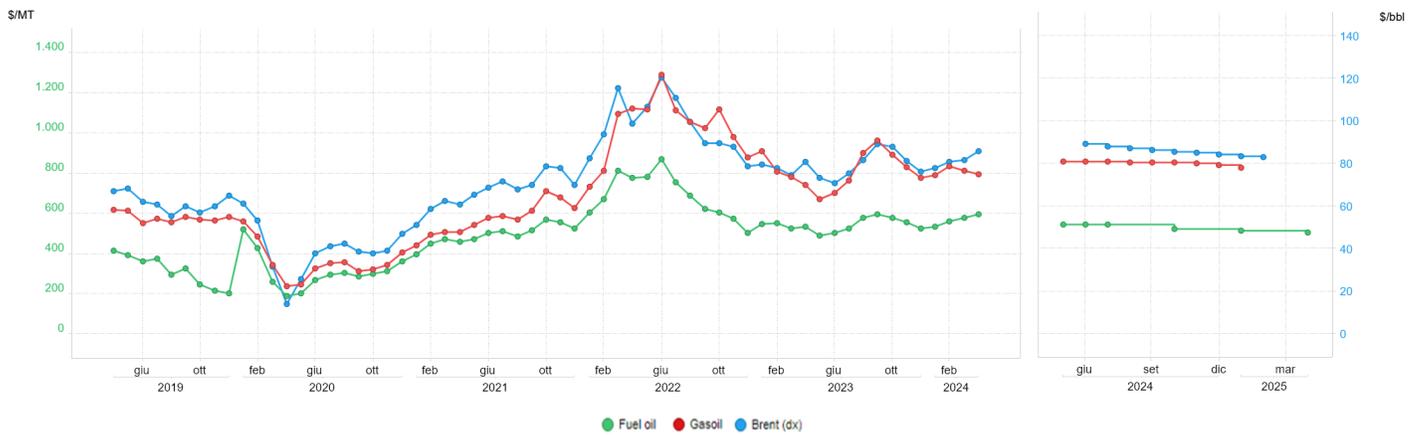
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



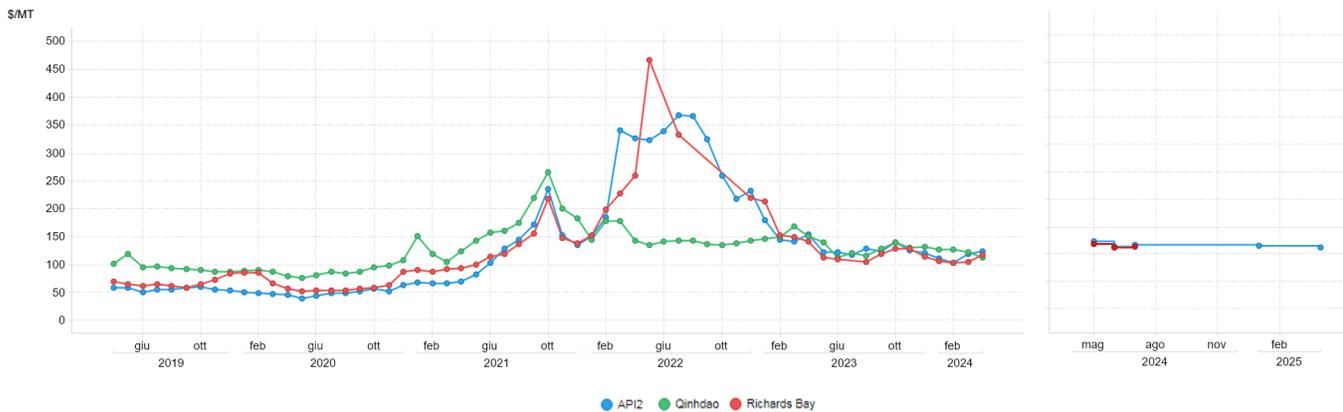
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



*A partire dal 1 aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alla quotazione future M+1

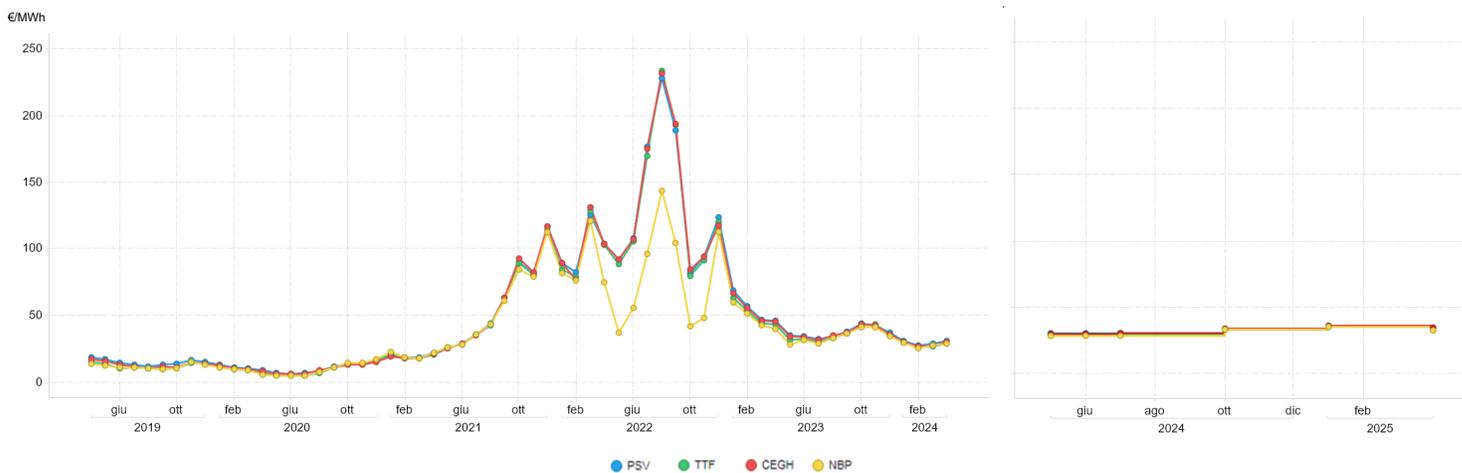
Fonte: LSEG Data & Analytics

Ad aprile prosegue e si accentua la crescita mensile dei prezzi del gas sui principali hub europei, che salgono a 31,00 €/MWh al PSV italiano (+7%) e a 29,07 €/MWh al TTF olandese (+10%), con lo spread tra i due riferimenti

che si riporta sotto 2 €/MWh (1,93 €/MWh, -0,56 €/MWh). Aspettative rialziste per i prossimi mesi sono espresse dai mercati a termine, con prezzi attesi in linea con gli attuali livelli spot.

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 (%) |
|------|------|-------|--------------|--------------|------------------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|
| PSV | IT | 31,00 | 7% | -33% | 28,95 | 30,42 | 6% | 30,29 | 6% | 30,43 | 4% | 34,75 | 11% |
| TTF | NL | 29,07 | 10% | -32% | 27,28 | 28,92 | 7% | 29,06 | 7% | 29,12 | 8% | 33,55 | 10% |
| CEGH | AT | 30,22 | 9% | -33% | 28,27 | 29,95 | 6% | 30,05 | 6% | 30,41 | 7% | 35,38 | 9% |
| NBP | UK | 28,51 | 5% | -28% | 27,11 | 28,65 | 7% | 28,48 | 8% | 28,36 | -59% | | |



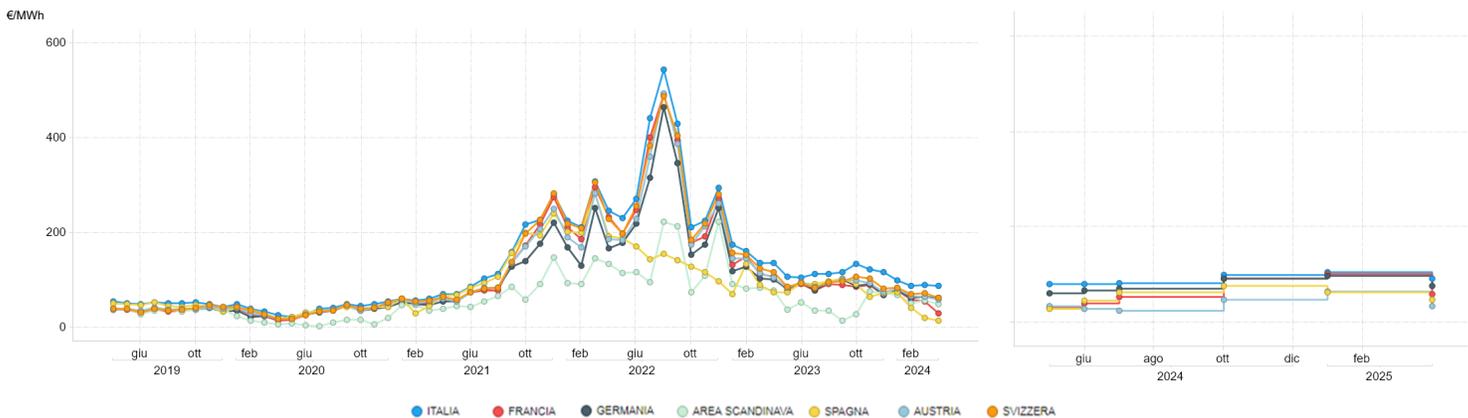
Fonte: LSEG Data & Analytics

In riduzione tutti i principali riferimenti elettrici europei. Modesta la flessione del Pun italiano (87 €/MWh, -2% su marzo), contenuta dal nuovo rialzo dei costi di generazione a gas, e del prezzo tedesco (62 €/MWh, -4%), rispetto soprattutto a quella registrata dalle quotazioni in Francia (28 €/MWh, -47%)

e Spagna (14 €/MWh, -33%), entrambe decisamente inferiori anche ai prezzi dell'Area scandinava (49 €/MWh, -14%). Le aspettative espresse dai mercati futures per i prossimi mesi estivi mostrano livelli poco distanti dagli attuali spot in Italia e Germania e una progressiva crescita in Francia e in Spagna.

Figura 2: Borse europee, quotazioni 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 | 86,80 | -2% | -36% | 78,93 | 79,96 | 8% | 79,80 | -3% | 81,45 | -4% | 97,12 | 16% |
| FRANCIA | 28,23 | -47% | -73% | 53,07 | 28,09 | -30% | 38,35 | -25% | 52,21 | 10% | 78,75 | 3% |
| GERMANIA | 62,36 | -4% | -38% | 64,09 | 60,29 | 13% | 64,72 | 9% | 68,77 | 15% | 87,17 | 10% |
| AREA SCANDINAVA | 48,67 | -14% | -38% | 48,15 | 32,35 | -8% | 26,35 | -12% | 23,83 | -9% | 41,40 | 5% |
| SPAGNA | 13,67 | -33% | -81% | 23,50 | 27,75 | -20% | 44,42 | -14% | 61,99 | -5% | 58,95 | 6% |
| AUSTRIA | 58,72 | -8% | -44% | | | | | | | | | |
| SVIZZERA | 62,20 | -14% | -46% | | | | | | | | | |



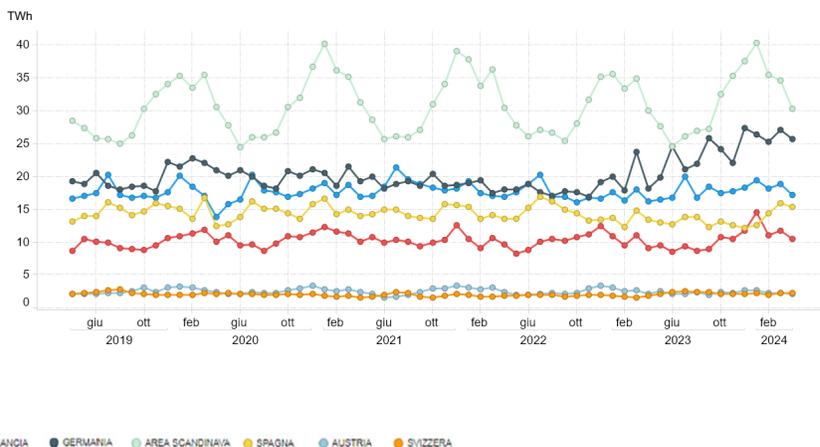
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, si osservano per il terzo mese consecutivo diffusi rialzi annuali, mentre su base mensile i volumi risultano generalmente in calo,

più intenso nell'Area scandinava (30,3 TWh, -10%), in Francia (10,4 TWh) e in Italia (17,1 TWh, -6%) e più debole in Germania (25,7 TWh, -2%) e in Spagna (15,4 TWh, -1%).

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

| Area | TWh | Var Cong (%) | Var Tend (%) |
|-----------------|-------|--------------|--------------|
| ITALIA | 17,14 | -6% | 6% |
| FRANCIA | 10,45 | -8% | 15% |
| GERMANIA | 25,71 | -2% | 41% |
| AREA SCANDINAVA | 30,30 | -10% | 1% |
| SPAGNA | 15,38 | -1% | 14% |
| AUSTRIA | 2,16 | -5% | -1% |
| SVIZZERA | 2,31 | 4% | 24% |



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

Fonte: LSEG Data & Analytics

N.B.: A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

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), ad aprile, il prezzo medio si porta a 253,38 €/tep (+0,7%), a fronte di una significativa crescita degli scambi (+56%). Dinamiche ribassiste, invece, sia in termini di prezzi (-35%) che di volumi (-6%), sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il

prezzo medio sale a 0,82 €/MWh, risultando ancora inferiore alle quotazioni bilaterali, in calo a 2,85 €/MWh. In flessione gli scambi sia sul mercato (-76%) che sulla piattaforma bilaterale (-97%).

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) ad aprile non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE ad aprile si attesta a 253,38 €/tep, in crescita dello 0,7% rispetto al mese precedente. In netto calo, invece, la quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale, pari a 151,23 €/tep (-35%), allargando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 102 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 8,7 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 62% (-32 p.p. su marzo). In calo al 24% (-18 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo

di mercato (250,50-254,06 €/tep). Nel mese di aprile i titoli negoziati crescono sul MTEE, dove si attestano a 133 mila tep (+56% su marzo), con la liquidità del mercato al 77% (+10 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte anche di un calo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 39 mila tep (-6%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine aprile, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 72.026.348 tep, in aumento di 402.689 tep rispetto a fine marzo. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.936.095 tep, in aumento di 402.689 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | Volumi scambiati | | Controvalore | | Trading | | | | | | |
|---------------|--------|--------|---------|------------------|------------|--------------|------------|---------|------------|---------|------------|-----------|------|----|
| | Medio | Minimo | Massimo | tep | Var. cong. | mln di € | Var. cong. | Volumi | | Quota | | Operatori | | |
| | €/tep | €/tep | €/tep | | | | | tep | Var. cong. | % | Var. cong. | N° | Var. | |
| Mercato | 253,38 | +0,7% | 250,50 | 254,06 | 133.427 | +56,2% | 33,81 | +57,2% | 1.128 | +239,8% | 0,8% | +0,5 p.p. | 2 | -2 |
| Bilaterali | 151,23 | -35,5% | 0,00 | 260,00 | 39.485 | -5,8% | 5,97 | -39,3% | | | | | | |
| con prezzo >1 | 244,67 | -1,6% | 100,00 | 260,00 | 24.406 | -38,2% | 5,97 | -39,3% | | | | | | |
| Totale | 230,06 | -6,5% | 0,00 | 260,00 | 172.912 | +35,8% | 39,78 | +27,0% | | | | | | |

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

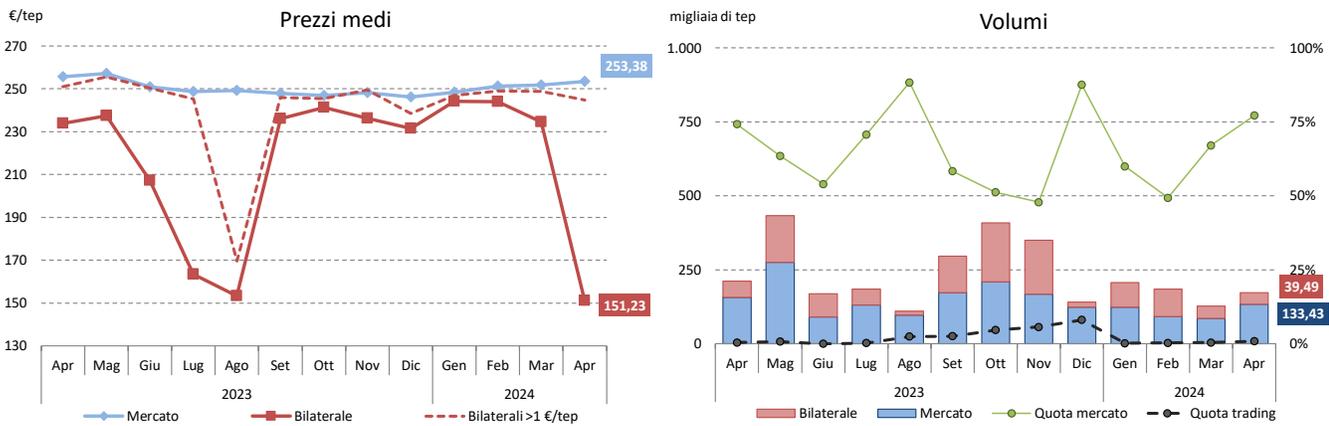


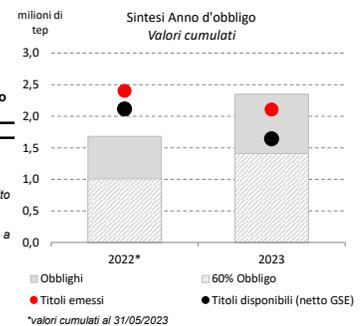
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

| Sessioni N° | MTEE | | PBTEE | | Prezzo medio rilevante €/tep | Volumi rilevanti tep | Contributo tariffario stimato* €/tep | Titoli disponibili** tep | Titoli emessi** tep | Titoli sul conto GSE** tep |
|----------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------------------|-------------------------|--|--------------------------------|------------------------|----------------------------------|
| | Prezzo medio €/tep | Titoli scambiati tep | Volumi <=260 €/tep | Volumi >260 €/tep | | | | | | |
| 34 | 248,98 | 1.425.697 | 925.085 | 500.612 | 247,57 | 843.456 | 248,59 | 3.936.095 | 72.026.348 | 2.295.285 |

*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.

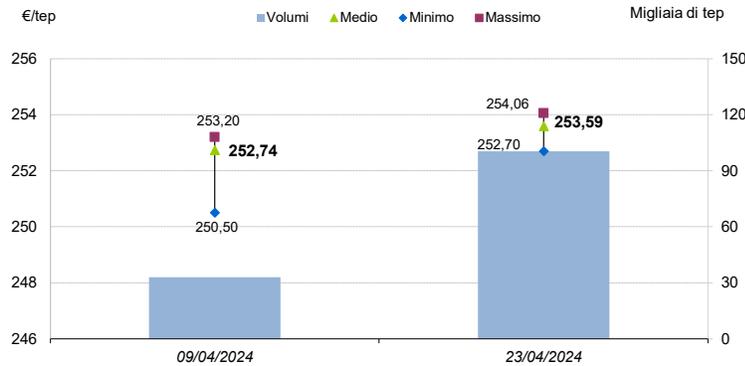


L'analisi delle due sessioni di mercato mensili mostra quotazioni medie stabili nell'intorno dei 253 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta pari a 2,7

€/tep il 9 aprile e a 1,36 €/tep il 23 aprile. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano pari a circa 66,7 mila tep, concentrati nella seconda sessione del mese.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, cresce a 0,82 €/MWh (+42%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale calano a 2,85 €/MWh (-9%), con il loro differenziale che si riduce a 2,03 €/MWh. Sul MGO tutte le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano attorno alla media, con un minimo per la categoria Idroelettrico a 0,73

€/MWh. Variano, invece, tra 0,01 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile e 6,08 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico i prezzi medi sulla PBGO. In flessione rispetto ai livelli elevati del mese precedente, i volumi negoziati sulle due piattaforme di contrattazione. Gli scambi scendono, infatti, a 49 mila MWh sul MGO e a 0,9 TWh su PB-GO (rispettivamente -76% e -97%).

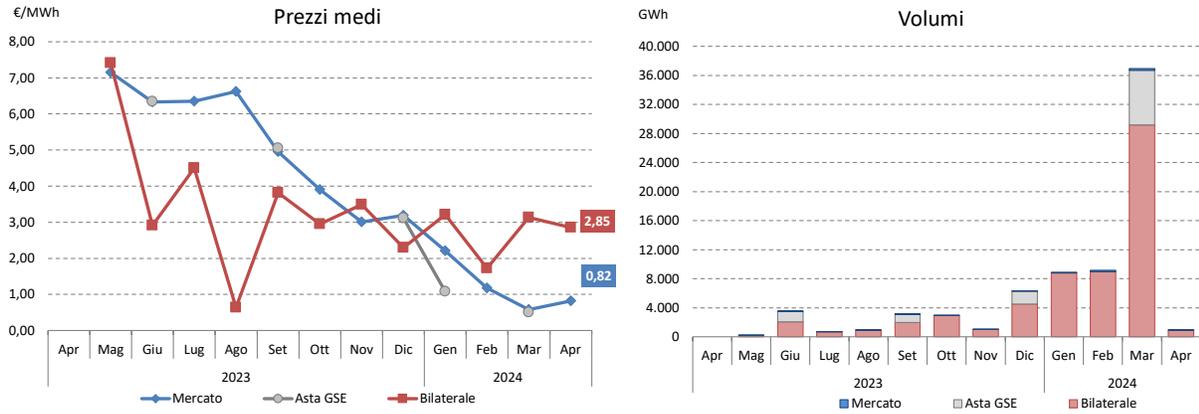
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | | Volumi | | Controvalore | |
|-------------------|-------------|---------------|-------------|-------------|----------------|---------------|------------------|---------------|
| | Medio | | Minimo | Massimo | MWh | Var. cong. | € | Var. cong. |
| | €/MWh | Var. cong. | €/MWh | €/MWh | | | | |
| Mercato | 0,82 | +42,1% | 0,60 | 0,90 | 49.083 | -75,8% | 40.405 | -65,7% |
| Settore Elettrico | 0,82 | +60,7% | 0,60 | 0,90 | 49.083 | -63,8% | 40.405 | -41,8% |
| Settore Gas | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Bilaterali | 2,85 | -9,1% | 0,00 | 6,75 | 924.024 | -96,8% | 2.633.050 | -97,1% |
| Settore Elettrico | 3,12 | -0,5% | 0,00 | 6,75 | 843.497 | -97,1% | 2.632.339 | -97,1% |
| Settore Gas | 0,01 | -97,5% | 0,00 | 0,10 | 80.527 | +349,4% | 711 | -88,6% |
| con prezzo >0 | 3,45 | +8,6% | 0,01 | 6,75 | 762.709 | -97,4% | 2.633.050 | -97,1% |

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

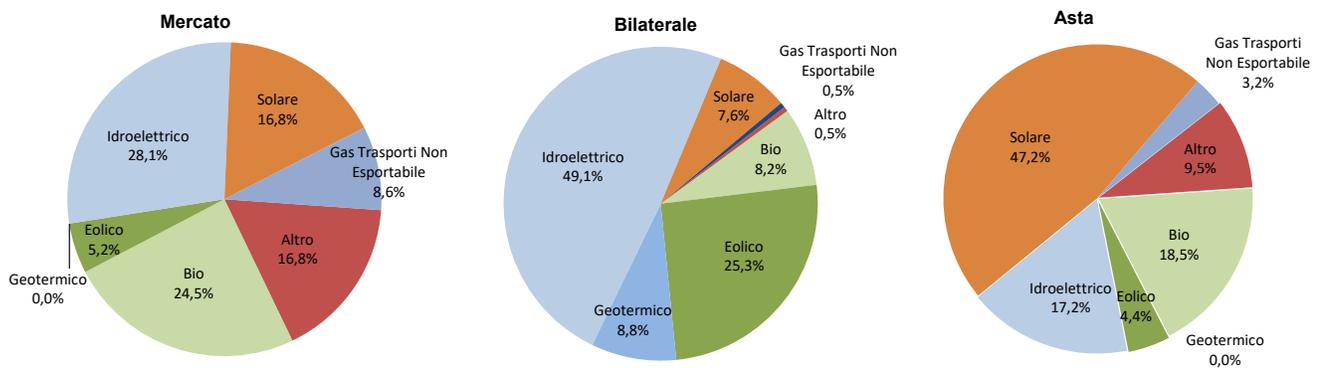


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza delle tipologie Idroelettrico e

Bio sul mercato (28% e 25%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (49%) e Solare nelle aste di assegnazione del GSE (47%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2023

Fonte: dati GME



IL GNL USA: PROSPETTIVE INTERNE E RIFLESSI IN EUROPA

di Francesco Sassi - RIE

(continua dalla prima)

Mappa 1: Terminal per l'esportazione di GNL nel Golfo del Messico



Legenda: terminal operanti (verde); terminal in fase di costruzione (rosso); terminal approvati (blu); terminal proposti (arancione)

Fonte: EIA

L'Amministrazione ha dunque richiamato lo stesso DoE ad esprimersi con un'analisi economico/politica che si concentri sul processo di autorizzazione di nuove licenze. La richiesta è che la designazione della nuova metodologia tenga conto, dei potenziali aumenti dei costi energetici per consumatori e produttori industriali americani e dell'impatto sulle emissioni di gas serra che comporta l'esportazione di maggiori volumi di GNL. La novità di questa revisione, e che rende la decisione storica, è che a differenza delle precedenti, occorse nel decennio scorso, la pausa impone un parallelo stop a tutti i processi di approvazione di nuovi impianti che dipendono da un accordo di libero scambio. La norma invece non si applica retroattivamente sugli impianti già in funzione o che hanno già ricevuto un placet da parte del DoE. Questa nuova valutazione, che dovrà essere fornita dai National Laboratories dello stesso DoE, dovrà considerare gli effetti economici e ambientali sia per le comunità locali, residenti vicino agli stessi impianti, sia degli impatti più estesi, al di fuori dei confini degli Stati Uniti e nell'ottica del raggiungimento dell'obiettivo net-zero entro il 2050².

Inizialmente, i vari componenti dell'Amministrazione non hanno fornito tempistiche definitive sulla lunghezza della pausa. Nelle settimane successive all'annuncio, è però emerso come lo studio potrà durare perlomeno sino al termine del 2024 e, potenzialmente, concludersi agli inizi del 2025³.

In particolare, le implicazioni sull'ambiente di una espansione della capacità di esportazione di GNL riceveranno attenzione nello studio commissionato.

Nello stesso annuncio della pausa, l'Amministrazione Biden ha infatti espressamente rivendicato un approccio consapevole e ambizioso sul tema del cambiamento climatico, evidenziando il diverso atteggiamento rispetto i propri avversari Repubblicani nel Congresso. D'altronde, soltanto poche settimane prima dell'annuncio, l'inviato speciale per il Clima ed ex Segretario di Stato John Kerry è stato tra i principali promotori di un rafforzamento delle iniziative internazionali volte a ridurre le emissioni di metano durante COP28. Queste, sono infatti considerate dal governo degli Stati Uniti "molto più dannose, assai più distruttive che la CO₂" per il clima⁴.

Anche grazie all'accordo tra USA e UE, si è giunti nel 2021 alla sigla del Global Methane Pledge che si propone di ridurre del 30% le emissioni di metano al 2030, rispetto i livelli del 2020. Non solo. Gli Stati Uniti, insieme agli altri partner del G7, hanno decretato un ulteriore impegno per ridurre del 75% le emissioni di metano dai combustibili fossili, aumentando le operazioni di monitoraggio e controllo delle emissioni lungo tutta la filiera degli idrocarburi, supportando una riduzione nelle economie emergenti e infine creando strumenti di mercato che agevolino progetti volti alla riduzione delle emissioni⁵.

L'intera iniziativa è pienamente riconducibile alla corsa per le elezioni delle Presidenziali americane del 2024 e alla ricerca del supporto da parte Presidente Biden dell'elettorato maggiormente sensibile a queste cause. Al pari, occorre considerare la stessa decisione come una vittoria da parte di numerose organizzazioni di attivisti per il Clima. Queste NGO hanno infatti apportato una crescente pressione sull'Amministrazione Biden per adottare misure che riducano l'utilizzo di fonti fossili. In una lettera indirizzata al Presidente Biden nel dicembre scorso, più di 170 scienziati hanno preso di mira le emissioni di metano e l'intensità energetica dell'industria del GNL lungo la filiera, dall'estrazione al processo di liquefazione del gas naturale⁶.

Queste associazioni hanno fatto dello stop di un impianto, Calcasieu Pass 2 in Louisiana, proposto dalla società Venture Global e dalla capacità di 20 milioni di tonnellate, il simbolo di una lotta più vasta indirizzata ad un ripensamento dell'intera strategia per l'export di GNL, ottenendo infine l'appoggio dell'Amministrazione USA.

L'annuncio è stato ricevuto con una robusta dose di stupore e sorpresa, essendo stata l'industria gassifera americana largamente supportata sia dalle precedenti amministrazioni di Obama che da quella di Donald Trump al fine di esportare maggiori quantitativi di gas prodotto negli Stati Uniti. Il nuovo indirizzo imposto da Biden alla strategia energetica e gassifera americana offre alcuni elementi di continuità e molti in aperta opposizione con la precedente Presidenza Trump⁷.

I principi di invulnerabilità dai regimi stranieri che utilizzano l'energia come un'arma, accesso a energia conveniente per le famiglie americane, e infine di più opportunità lavorative e crescita per i lavoratori furono ciò che distinse la strategia di indipendenza e soprattutto di "dominanza energetica" degli Stati Uniti che lo stesso Donald Trump, allora candidato alla Presidenza, portò nella sua vittoriosa campagna elettorale del 2016. Lo stesso Trump sarà lo sfidante del Partito Repubblicano dell'attuale Presidente democratico nella prossima tornata elettorale di novembre. Egli ha già annunciato che, nel caso di vittoria, annullerà la revisione del processo di approvazione durante il suo

primo giorno di mandato⁸. Una riprova delle differenziazioni esistenti tra la piattaforma dei Democratici e Repubblicani sui temi energetici e ambientali e che si sostanzia su posizioni opposte riguardanti i temi di emissioni fuggitive di metano e relative tassazioni, regolamentazioni per l'esplorazione degli idrocarburi in nuove aree e, ovviamente, il rispetto dell'Accordo di Parigi del 2015.

Il ruolo internazionale del GNL USA

Gli Stati Uniti sono diventati, nel giro di pochi anni, una vera superpotenza in termini di produzione ed esportazione di GNL. Secondo i preziosi e puntuali dati forniti dalla Energy Information Administration (EIA), il paese è passato dall'essere un importatore netto di GNL in maniera continuativa dal 1997 al 2015, con un picco di circa 22 miliardi di metri cubi (mmc) equivalenti di gas naturale nel 2007, a diventare uno dei maggiori esportatori globali in pochi anni. Dal 2016 al 2022, l'esportazione di GNL dai terminal statunitensi è cresciuta dall'equivalente di 5,1 mmc/anno di GNL a circa 109,5 mmc/anno nel 2022⁹.

Un aumento di quasi 20 volte in soli 7 anni, dovuto ad un aumento della produzione interna, un declino delle importazioni e un aumento della stessa capacità dei terminal dedicati all'export.

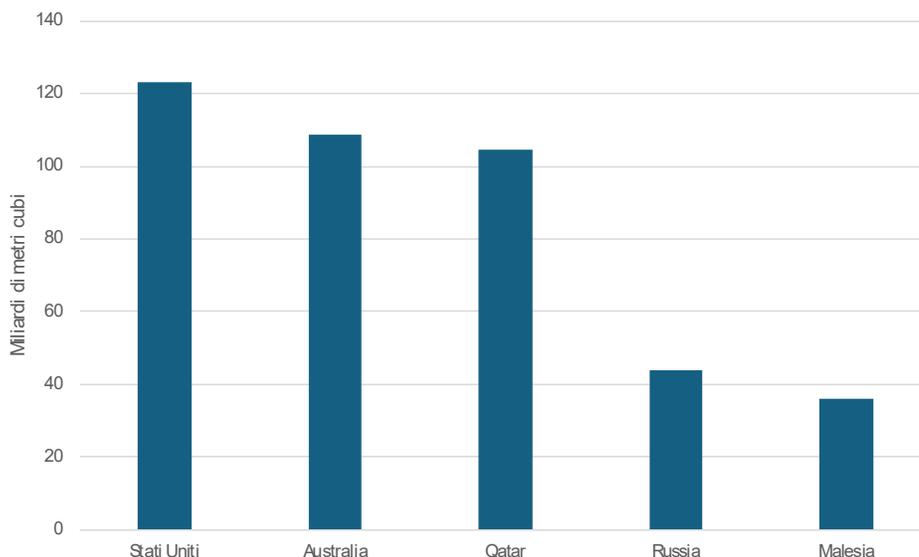
Dall'analisi della International Energy Agency (IEA) delle tendenze del mercato globale di GNL, si evince quanto l'esportazione dagli Stati Uniti sia divenuto un fattore chiave per la risoluzione del lungo periodo di crisi energetica che ha preso il via con la pandemia globale da Covid-19 ed è poi proseguita con le implicazioni della guerra tra Russia e Ucraina. Non per caso, l'Amministrazione americana ha chiarito che una deroga alla pausa potrà essere conferita soltanto nel caso di una comprovata emergenza per la sicurezza nazionale, facendo specifico riferimento all'approvvigionamento dei propri alleati e, su tutti, i paesi UE¹⁰.

Nel 2023 infatti le esportazioni globali di GNL sono aumentate grazie, in particolare, alla crescita della capacità statunitense, giunta a 116 mmc annui (+10% su base annuale e +10 mmc di produzione. Tale risultato è dovuto al ritorno in operatività dell'impianto di Freeport LNG, il secondo terminal principale nella flotta esistente degli Stati Uniti, della messa in operatività dell'impianto di Calcasieu Pass e all'efficientamento dell'output di Sabine Pass¹¹.

Grazie a queste misure, gli Stati Uniti si sono infine imposti come principale esportatore globale di GNL nel 2023.

Entrambi sorpassati per la prima volta dall'output statunitense, Australia e Qatar si contendono oggi rispettivamente la seconda e terza posizione tra i principali esportatori di GNL al mondo, seguiti a distanza da Russia e Malesia.

Grafico 1: Maggiori esportatori di GNL a livello globale (2023)



Fonte: Elaborazione di RIE su dati EIA, Cedigaz

Secondo le stime di EIA, l'export di GNL dagli Stati Uniti continuerà la sua parabola ascendente nei prossimi anni, con un particolare incremento previsto per il solo 2025 di quasi 22 mmc, fortificando dunque la leadership globale USA nel mercato. Ciò sarà reso possibile dalla messa in funzione di due nuovi impianti, Plaquemines LNG Phase I e Corpus Christi Stage 3, sul finire del 2024, e da quella dell'impianto di Golden Pass LNG, nel corso del 2025¹².

Avendo già precedentemente ottenuto un'esenzione all'export di GNL dal DoE, gli operatori di questi terminal non sono quindi esposti alle conseguenze della decisione della Casa Bianca. Entro il 2030, il DoE stima la capacità di produzione di GNL USA incrementare di circa 124 mmc rispetto a quella attuale, sostanzialmente raddoppiandola, con ulteriori possibili progetti da realizzare nel decennio a venire¹³.

Sono invece quattro i progetti che più di tutti rischiano di non essere realizzati o di subire importanti ritardi nella realizzazione: Calcasieu Pass 2 (CP2), Delfin LNG, Lake Charles LNG, and Commonwealth LNG. Questi, avendo già progredito nella chiusura di contratti di lungo periodo per la commercializzazione del GNL, sono vicini a intraprendere quella che in gergo è definita una Final Decision Investment (Decisione finale di investimento) e che precede normalmente l'ufficializzazione del progetto¹⁴. In assenza infatti di nuovi contratti siglati dai compratori, oggi restii ad una firma proprio per via della stessa pausa, del ritardo accumulato da queste infrastrutture e dai relativi rischi economici e finanziari, circa 29 mmc di futura offerta di GNL degli Stati Uniti sono quindi messi in discussione.

Per meglio comprendere il ruolo delle esportazioni di GNL nel mercato globale, i dati relativi all'inverno 2023/2024 (da ottobre 2023 a marzo 2024) sono d'aiuto. I fondamentali di mercato, avvicinati di molto verso le medie storiche rispetto il precedente periodo di instabilità sono un risultato tutt'altro che scontato visto il persistere della riduzione dell'export di gas dalla Russia verso l'Europa e l'instabilità generata da altri fattori geopolitici, incluse le tensioni in Medio Oriente. Il caldo inverno nell'emisfero boreale ha certamente aiutato a ridurre i consumi, sia nel Nord America, ma anche nei principali mercati dell'Europa e dell'Asia, portando ad un incremento globale nell'inverno 2023/24 del solo 2% della domanda¹⁵.

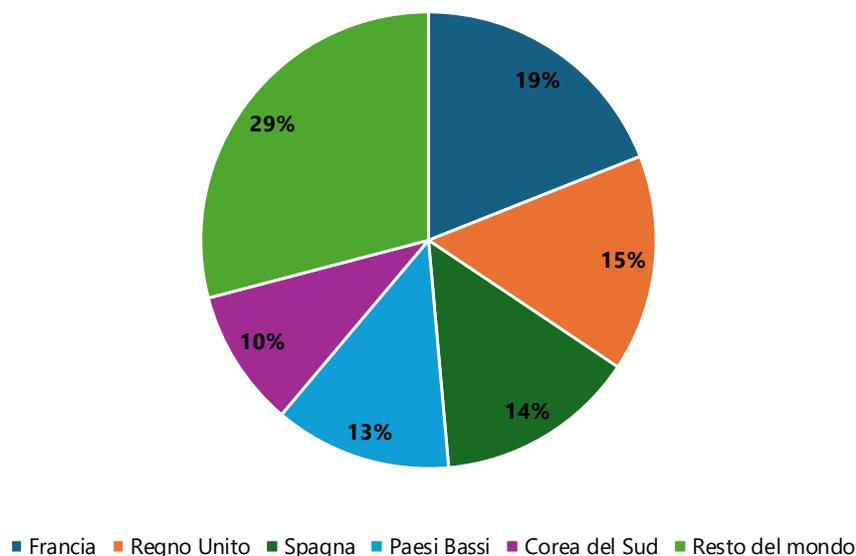
Sempre nel periodo indicato, gli Stati Uniti hanno incrementato le esportazioni di GNL del 14% su base annuale, ovvero pari a circa 8 mmc e corrispondente a grossomodo il 50% dell'offerta incrementale disponibile a livello globale¹⁶.

Un ulteriore elemento che fa apprezzare la rilevanza dell'export di GNL statunitense nel contesto globale.

Sempre secondo EIA, durante l'anno clout della crisi energetica europea, dei cinque principali importatori di GNL statunitense, quattro di essi sono Stati europei. Francia, Regno Unito, Spagna e Paesi Bassi da soli hanno infatti attratto a sé poco meno del 50% dell'intero volume di GNL provenienti dagli Stati Uniti¹⁷.

Secondo i dati EIA e Cedigaz, per il terzo anno consecutivo, anche nel 2023 gli Stati Uniti si sono imposti come principali esportatori di GNL verso l'Europa, seguiti da Qatar e Russia.

Figura 2: Esportazioni di GNL dagli Stati Uniti per destinazione (2022)



Fonte: Elaborazione di RIE su dati EIA

Insieme, questi tre paesi rappresentano circa il 75% dell'intero ammontare di approvvigionamenti di GNL e i soli Stati Uniti per circa la metà di essi. Nel 2023, i principali mercati europei sono stati, in ordine di importanza: Francia, Spagna, Paesi Bassi, Regno Unito e Italia¹⁸.

Dati fondamentali questi per capire quale ruolo pivotale il GNL prodotto ed esportato dagli Stati Uniti abbia in questa fase assunto per la sicurezza energetica europea. Non sorprende quindi come, nel nostro Continente, da più parti la pausa annunciata alla costruzione di nuovi terminal abbia sollevato dubbi e perplessità da parte dei governi e degli stakeholder¹⁹.

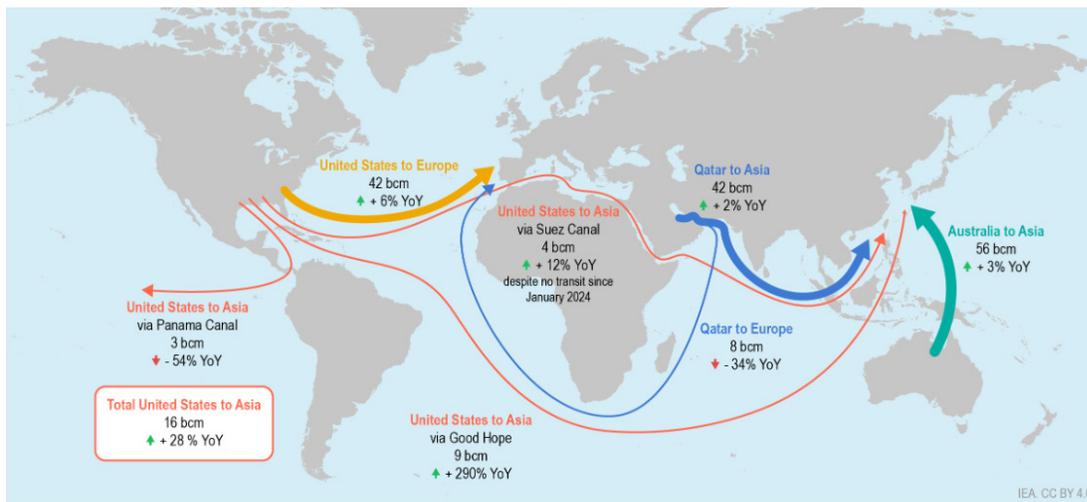
Secondo Brad Crabtree, Vicesegretario al DoE, i risultati della revisione sono attesi per il primo trimestre del 2025. La pausa, secondo l'Amministrazione, non inficerà in alcun modo sul ruolo che il paese ha assunto dopo la recente crisi energetica²⁰.

Essendo l'espansione della capacità di esportazione già oggi in corso del 40% superiore a quella di qualsiasi altro competitor al 2030, ed avendo già ricevuto il DoE richieste per la realizzazione di altri progetti di terminal per volumi addirittura quattro volte quelli attualmente esportati, ovvero pari a circa il 45% della produzione annuale di gas negli Stati Uniti, ecco dunque che la revisione va nell'interesse degli

stessi cittadini statunitensi, dimostrando il forte carattere di politica interna che la pausa porta con sé. Nonostante le premesse di sopra, alcuni problemi strutturali permangono nei terminal nordamericani e in particolare in quello di Freeport LNG. Qui, l'output è stato ridotto per mesi a causa di una profonda manutenzione a due treni dell'impianto. Una necessità che origina dagli effetti deleteri di una tempesta invernale sul funzionamento del terminal. Recentemente, anche il terzo treno di Freeport è stato affetto da problemi strutturali. In conseguenza delle problematiche tecniche, ad aprile l'export di GNL dagli Stati Uniti è sceso per il quarto mese consecutivo, registrando 8,4 mmc di volumi esportati rispetto i 10,3 mmc del mese precedente²¹.

La questione della manutenzione dei terminal diverrà sempre più significativa in vista dell'aumento dei volumi esportati negli anni a venire. Mentre l'interruzione del funzionamento di un singolo terminal può avere impatti sui mercati globali, così come avvenuto con Freeport LNG nel giugno 2022, soventemente, le compagnie operatrici annunciano infatti con pochissimo preavviso l'inizio dei lavori di manutenzione. Un fattore che può avere importanti ripercussioni, soprattutto nei momenti di ristrettezza dell'offerta globale e domanda in aumento, come sta avvenendo nella primavera del 2024²².

Mapa 2: L'impatto dei disagi ai commerci nello Stretto di Panama e nel Canale di Suez



Fonte: EIA

Un ulteriore importante elemento per tracciare l'evoluzione futura dell'export di GNL dagli Stati Uniti è la questione dei chokepoint/strette globali al commercio di commodity e delle conseguenze che cambiamento climatico e scenari geopolitici hanno avuto sul Canale di Panama e su quello di Suez. Nel primo caso, l'assenza di precipitazioni ha ridotto la disponibilità di slot per l'attraversamento del canale che collega il Golfo del Messico all'Oceano Pacifico. Ciò ha ridotto corposamente il numero delle metaniere che nel 2023 hanno transitato il Canale in direzione dell'Asia. Successivamente, la chiusura del traffico di metaniere nel Canale di Suez, in vigore dal gennaio del 2024 come conseguenza degli attacchi dei ribelli yemeniti Houthi nel Mar Rosso, ha di fatto reciso l'arteria commerciale più importante che lega i mercati mediorientali a quelli del Mediterraneo. Uno sviluppo che ha reindirizzato i carichi di GNL statunitense verso il Capo di Buona Speranza, l'estremo Sud del continente africano. L'evento ha allungato sensibilmente i tempi di per il trasporto tra il Golfo del Messico e i mercati asiatici, fino a 10 giorni per singolo viaggio. Al momento, questo mutamento scenario non ha però avuto effetti negativi sui costi di trasporto del GNL, vista l'abbondante disponibilità di vascelli²³. È però possibile che, nella seconda parte dell'anno e al persistere delle condizioni attuali, gli effetti dei ritardi e disagi provochino una pressione di tipo rialzista sia sui costi di nolo, su quelli di trasporto, sui premi assicurativi e infine che tutto ciò si traduca in un prezzo maggiore per la materia prima. Allo stesso modo, al protrarsi di una chiusura di Suez e di ridotti volumi di GNL transitanti per Panama, questo renderà più regionalizzato il commercio di GNL. Un'inversione di tendenza rispetto alle dinamiche di globalizzazione osservate negli ultimi quattro anni. Stante le condizioni attuali, il GNL degli Stati Uniti sarà maggiormente legato alle dinamiche di mercato del Bacino Atlantico, e quindi alla domanda europea, mentre il GNL di Australia e Qatar sarà invece massivamente reindirizzato verso l'Asia e ne subirà quindi l'influenza dei fondamentali di mercato.

Le implicazioni interne della pausa

Come è già stato detto, l'industria del gas e GNL americano ha

reagito con sorpresa all'annuncio dell'Amministrazione Biden. In breve tempo il dibattito ha subito una forte polarizzazione, passando dallo stupore alla rabbia e la contestazione, in particolare da parte dell'industria gassifera e degli esponenti del Partito Repubblicano. Tendenzialmente positiva è stata invece la risposta degli appartenenti al Partito Democratico e di parte delle associazioni e attivisti legati alle cause ambientali, le quali non hanno risparmiato alcuna critica.

Ad assumere una posizione particolarmente critica sono state, come facilmente intuibile, quelle società che già detengono numerosi permessi da entità come US Federal Energy Regulatory Commission (FERC), e lo stesso DoE, posseggono alcun via libera per l'esportazione verso paesi privi di un accordo di libero scambio con gli Stati Uniti.

Per essi, con specifiche e inderogabili tempistiche per la costruzione degli impianti, la scelta della Presidenza Biden è inconciliabile con la strategia gassifera del Paese. Inoltre, anche le majors interessate all'acquisizione di GNL dagli Stati Uniti hanno lamentato diversi pericoli derivati da questa scelta. Intenzionate ad accrescere il proprio portfolio e fungere da operatori midstream nel mercato, usufruendo dei premium disponibili e dell'arbitraggio di mercato tra Europa e Asia, queste compagnie hanno descritto la pausa come un fattore che "eroderà la confidenza" nell'industria americana del GNL²⁴.

La critica si focalizza particolarmente sul possibile rallentamento della transizione in Asia, in conseguenza di un maggiore utilizzo del carbone in assenza di GNL, e di una diminuita fiducia degli alleati europei, ancora colpiti dai tagli delle forniture di gas russo. Simili punti sono indicati nell'applicazione per un ricorso ufficiale che l'American Petroleum Institute (API) e altri soggetti rappresentativi della filiera dell'Oil&Gas americano hanno inviato al DoE²⁵. Oltre a menzionare il danno alla sicurezza energetica internazionale, i bassi prezzi interni per i consumatori, l'importante contributo per abbattere le emissioni di CO2 sostituendo il carbone per la generazione elettrica e quello per la creazione di nuovi posti di lavoro, API contesta la stessa natura regolatoria e legislativa della pausa, non avendo sinora il DoE riscontrato alcuna controindicazione per l'interesse

pubblico derivato dall'esportazione di GNL. Una valutazione che finisce per definire "arbitraria e capricciosa" la decisione dell'Amministrazione. Come già detto, il candidato Repubblicano alla Presidenza, Donald Trump, si è espresso in maniera contraria alla pausa. Nel Congresso, una vasta schiera di rappresentanti Repubblicani e alcuni appartenenti al Partito Democratico hanno apertamente espresso preoccupazione e hanno avanzato la richiesta di continuare ad aumentare le esportazioni di GNL per contrastare le esportazioni di gas dalla Russia. Sia al Senato che al Congresso, il Partito Repubblicano ha anche tentato di strappare dal DoE il ruolo di autorizzare l'esportazione di GNL verso i paesi che non hanno ancora siglato un accordo di libero scambio con gli Stati Uniti e di consegnare, invece, la delega alla FERC, di fatto riducendo il potere dell'esecutivo sul processo di costruzione di nuovi terminali²⁶. Paradossalmente, la questione di una revisione della pausa si è addirittura legata all'accessissimo dibattito che ha portato all'approvazione, da parte del Congresso e con una maggioranza bipartisan, di un pacchetto da 95 miliardi di dollari per aiuti militari a Ucraina, Israele e Taiwan²⁷.

Un'ennesima evidenza lampante della natura sempre più polarizzata e politicizzata della questione energetica anche nello scenario degli Stati Uniti. Ad ogni modo, l'Amministrazione Biden ha respinto le richieste avanzate dalla House of Representative

(Camera Bassa) a maggioranza Repubblicana. Inoltre, testimone della polarizzazione in campo politico delle questioni energetiche e climatiche, la questione potrebbe diventare critica nel decidere gli equilibri in alcuni cosiddetti swing states, nei quali l'industria del gas naturale ha particolare rilevanza in termini occupazionali ed economici²⁸. Rappresentanti del governo hanno infatti lasciato intendere che la revisione sarà una "robusta analisi" la quale "sarà d'aiuto all'industria sia in termini di risposta alle critiche" sia da parte di coloro che indicano il rischio di prezzi in crescita nel mercato interno, sia per quanto riguarda invece "le implicazioni delle nostre esportazioni"²⁹.

Oltre alle critiche copiose, un coro di voci si è alzato a favore della norma, salutata dalle componenti del Partito Democratico, da studiosi e attivisti come una decisione di buon senso. Alcune di queste voci hanno addirittura richiesto uno stop definitivo alla costruzione di qualsivoglia terminal per l'esportazione di GNL dagli Stati Uniti³⁰.

Per l'Economist, la pausa è "completamente incentrata alla politica" e ha invece poco a che fare con decisioni di politica estera³¹. Ragione ancora più importante per continuare a osservare con grande attenzione l'evoluzione del dibattito interno agli Stati Uniti e considerare le implicazioni del risultato elettorale delle prossime elezioni Presidenziali di novembre 2024.

1 White House, Fact Sheet: Biden-Harris Administration Introduces Temporary Pause on Pending Approvals of Liquefied Natural Gas Exports, Statements and Releases, 26 gennaio, 2024;

2 U.S. Department of Energy, The Temporary Pause on Review of Pending Applications to Export Liquefied Natural Gas, 23 febbraio, 2024;

3 Upstream, US Energy Secretary Granholm promises fast end to Biden's LNG pause, 18 marzo, 2024; Reuters, US energy secretary says LNG pause will not impact relations with allies, 22 febbraio, 2024;

4 U.S. Department of State, COP28 Briefing with Special Presidential Envoy for Climate John Kerry, Special Briefing, 29 dicembre, 2023;

5 G7 Italia, Climate and Environment Ministers' Meeting Communiqué, 30 aprile, 2024;

6 Food & Water Watch, 170 Scientists to Biden: Reject CP2 LNG Terminal and All New Fracked Gas Infrastructure, 19 dicembre, 2023; The New York Times, Biden Administration Pauses Approvals of New Gas Export Terminals, 26 gennaio, 2024;

7 Ladislav S., Dissecting the idea of US energy dominance, Oxford Energy Forum: Issue 111, novembre 2017, pp.5-8;

8 Reuters, What a second Trump presidency could mean for US energy policy, 16 febbraio, 2024;

9 EIA, Natural gas explained;

10 Vedi nota 1;

11 IEA, Gas Market Report, Q1-2024, IEA, P.40;

12 EIA, U.S. natural gas trade will continue to grow with the startup of new LNG export projects, 17 aprile, 2024;

13 Vedi nota 2;

14 Joseph R., Consequences of the Pause for US LNG, Center on Global Energy Policy, 31 gennaio, 2024;

15 IEA, Gas Market Report, Q2-2024, IEA, P.10;

16 Ibid. P.28;

17 Vedi nota 9;

18 EIA, The United States remained the largest liquefied natural gas supplier to Europe in 2023, 29 Febbraio, 2024;

19 Financial Times, Joe Biden halts permits for LNG projects under climate campaign pressure, 26 gennaio, 2024; Di Giuseppe A., US 'pause' on new LNG exports undermines the energy security of its European allies, Euractiv, 22 febbraio, 2024; Reuters, US LNG export pause leaves EU, industry at odds over energy security, 2 febbraio, 2024;

20 Crabtree B., Oversight of the Biden Administration's Pause on Liquefied Natural Gas Exports, Committee on Oversight and Accountability, 18 aprile, 2024;

21 Reuters, Exports fall in April for fourth straight month, 1 maggio, 2024;

22 S&P Global Platts, Cheniere expects reduced maintenance outages at Sabine Pass, Corpus Christi LNG terminals, 3 maggio, 2024;

23 Sharples J., LNG Shipping Chokepoints: The Impact of Red Sea and Panama Canal Disruption, OIES Paper: NG 188; S&P Global Platts, Global LNG freight rates stable despite recent vessel availability fluctuation, 26 aprile, 2024; Vedi anche nota 14. P.32-33;

24 Financial Times, Biden decision will 'erode confidence' in LNG industry, Shell CEO says, 4 febbraio, 2024; S&P Global Platts, Cheniere confident US LNG permitting freeze will not thwart expansion plans, 22 febbraio, 2024;

25 API, API Files Application for Rehearing on LNG Freeze, 26 febbraio, 2024;

26 S&P Global Platts, Republicans float bills to block US DOE pause on LNG export review, 2 febbraio, 2024; Energy Workforce and Technology Council, House Sends Administration Strong Rebuke on LNG Pause, 21 febbraio, 2024;

27 Reuters, White House open to ending LNG export pause in push for Ukraine aid, sources say, 3 aprile, 2024;

28 The Hill, Biden's natural gas pause could complicate Pennsylvania strategy, 3 maggio, 2024;

29 CNBC, U.S. Department of Energy official addresses criticism of LNG export pause, 30 gennaio, 2024;

30 Offshore Energy, Proponents of LNG permitting freeze cheer 'major' win against Big Oil, 13 febbraio, 2024; Goore A., "World leaders agreed to...", X, 26 gennaio, 2024; Jacobin, Fossil Fuel Cash Is Weakening Democrats' Climate Support, 20 marzo, 2024;

31 The Economist, Joe Biden's limits on LNG exports won't help the climate, 1 febbraio, 2024.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 151 del 18 aprile 2024 | recante "Condizioni e i criteri per l'applicazione ai clienti finali, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zionali definiti in base agli andamenti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica" | pubblicato il 18 aprile 2024 | Download <https://www.mase.gov.it>

Con il Decreto Ministeriale n.151 del 18 aprile 2024, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 13 del D.lgs. 210/21 - come modificato dall'art. 19 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 9 febbraio 2024, n.11 - e facendo seguito al parere favorevole espresso dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) con Deliberazione 133/2024//EEL del 9 aprile 2024¹, ha previsto che:

i. Art. 1, comma 1.1: "a decorrere dal 1° gennaio 2025, le offerte di acquisto di energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima gestito dal GME sono valorizzate ai prezzi zionali";

ii. Art. 1, comma 1.2, "ai fini della Disciplina del mercato elettrico il GME calcola il prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del suddetto mercato, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente ai portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona geografica di mercato";

iii. Art. 1, comma 1.3: "l'ARERA, con uno o più provvedimenti: a) disciplina un meccanismo transitorio di perequazione tra i clienti finali a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e il prezzo di riferimento di cui al comma 2 e stabilisce le relative modalità di copertura. Il meccanismo di compensazione di cui alla presente lettera trova applicazione fino a data non antecedente al 31 dicembre 2025; b) stabilisce termini e modalità per il superamento del meccanismo di perequazione di cui alla lettera a), eventualmente prevedendo che le tempistiche di superamento di detto meccanismo siano differenziate, anche in via transitoria su base opzionale, per le diverse categorie di clienti finali in ragione del loro diverso contributo alla flessibilità ed alla efficienza del sistema nonché alle diverse esigenze di promozione della concorrenza nel mercato con riferimento a dette tipologie di clienti. Le modifiche di cui al periodo precedente sono efficaci non prima di 12 mesi dalla loro adozione; c) definisce le modalità con le quali il GME calcola il prezzo di riferimento per le finalità di cui alla lettera b), rendendo a tal fine disponibili, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, i flussi informativi di prelievo gestiti dal Sistema Informativo Integrato (SII)".

Nelle more che ARERA adotti il provvedimento relativo al meccanismo di perequazione, di cui all'Art. 1, comma 1.3 del D.M. in oggetto, il MASE, pertanto, ha, da un lato, disposto il superamento del prezzo unico nazionale quale prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata sul MGP e, dall'altro, aggiornato il metodo di calcolo del prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul medesimo mercato (i.e. PUN Index GME) che manterrà in ogni caso la sua funzione di indice di riferimento per la quotazione dei contratti di lungo termine di energia elettrica, nonché per le ulteriori finalità per le quali detto indice è allo stato utilizzato ai sensi della Disciplina ME (i.e. prezzo di riferimento dei contratti quotati sui mercati MTE/MPEG e, ai sensi del Regolamento della Piattaforma Conti Energia a termine, prezzo di riferimento per la valorizzazione del corrispettivo della capacità di trasporto [CCT] e degli sbilanciamenti a programma PCE)².

DCO GME n.01/2024 | Mercato Elettrico e Piattaforma dei conti energia - Attuazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE | pubblicato in data 19 aprile 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con la Deliberazione 345/2023/R/eel³, come noto, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), volto a riformare l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica a livello nazionale. A tal fine, con la medesima deliberazione, l'ARERA ha altresì disposto che il GME e TERNA, nonché gli altri soggetti a vario titolo coinvolti, "attuino quanto di rispettiva competenza, affinché il TIDE possa avere effetti dall'1 gennaio 2025".

Facendo seguito a quanto sopra richiamato, con il DCO n.01/2024 il GME ha, pertanto, pubblicato le proposte di modifica al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (Disciplina ME) ed alle connesse Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF), nonché al Regolamento della Piattaforma dei conti energia a termine (Regolamento PCE), definite allo scopo di dare attuazione alle previsioni del TIDE; quest'ultimo, infatti, rivedendo profondamente l'attuale disegno del mercato elettrico italiano, rende necessario l'adeguamento del disegno del mercato elettrico (ME) e della Piattaforma dei conti energia (PCE) e, conseguentemente, delle previsioni disciplinanti il funzionamento di tali sistemi di scambio.

Nell'ambito del procedimento consultivo, oltre agli aspetti direttamente connessi al TIDE, vengono altresì illustrate dal GME ulteriori proposte di modifica formulate con l'obiettivo

di armonizzare alcune regole di funzionamento del mercato elettrico italiano con quelle adottate dagli altri mercati europei.

Nello specifico, il DCO in oggetto si compone di quattro parti:

- i. il documento illustrativo generale, nel quale sono riportati gli aspetti maggiormente rilevanti tra quelli oggetto di modifica;
 - ii. lo schema di articolato della Disciplina ME modificata;
 - iii. lo schema delle DTF di maggior rilievo relative alla Disciplina ME, che verranno introdotte, ovvero adeguate, al fine di disciplinare le previsioni attuative e procedurali delle disposizioni contenute nella Disciplina ME;
 - iv. lo schema di articolato del Regolamento della PCE.
- Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire, per iscritto, le osservazioni al GME - utilizzando a tal fine l'apposito template Excel messo a disposizione dal Gestore - entro e non oltre la data del 14 giugno 2024, termine di chiusura della consultazione.

MLF

Deliberazione 2 aprile 2024 117/2024/R/eel | “Approvazione, per l’anno 2024, del progetto pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali proposto dalla società Unareti S.p.A.” | pubblicata in data 2 aprile 2024 | Download <https://www.arera.it>

Comunicato del GME | “MERCATO LOCALE DELLA FLESSIBILITÀ: partecipazione del DSO UNARETI S.p.a al mercato” | pubblicato in data 10 aprile 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Nell’alveo dell’ampio processo di transizione energetica in atto, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), con Deliberazione 352/2021/R/eel, ha previsto che i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) avviino progetti pilota aventi quale obiettivo l’approvvigionamento di servizi ancillari locali, necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione. In tale ambito, il GME, come noto, organizza e gestisce il Mercato Locale della Flessibilità (nel seguito: MLF). Al riguardo, il DSO Unareti S.p.A. ha realizzato un progetto pilota, denominato MindFlex – approvato con Deliberazione 117/2024/R/eel – che prevede che la selezione delle risorse per i servizi ancillari locali avvenga per il tramite MLF).

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in data 10 aprile u.s., con la pubblicazione sul proprio sito internet, è entrata in vigore la versione aggiornata delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento 05 (DTF 05), contenente l’elenco dei DSO ammessi ad operare sul MLF, aggiornato con il DSO Unareti S.p.A., e i relativi servizi a scendere e a salire eventualmente richiesti. Al riguardo, il GME ha altresì

specificato che il DSO Unareti S.p.A., in una prima fase di avvio operativo del proprio progetto pilota MindFlex, ha richiesto di avvalersi, per l’approvvigionamento dei servizi di flessibilità, unicamente del mercato della flessibilità a termine (MLT-Flex) e, conseguentemente:

- l’erogazione dei servizi resi disponibili dai BSP al DSO, nell’ambito del MLT-Flex, verrà effettuata senza ricorso al mercato locale a pronti della flessibilità (MLP-Flex), secondo le modalità previste da Unareti S.p.A. nel proprio Regolamento;
- per consentire al GME l’esecuzione delle operazioni di fatturazione e regolazione dei pagamenti nel suo ruolo di controparte centrale delle negoziazioni, Unareti S.p.A. comunicherà al GME sia la disponibilità effettivamente resa da ciascun BSP, sia le quantità di energia dagli stessi effettivamente movimentate.

AMBIENTALE

Determina 11 aprile 2024 DIME/GAT/3/2024 | “Approvazione delle proposte di modifica, ai sensi dell’articolo 5, comma 3, del decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 244, del “regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine” e approvazione della proposta dei corrispettivi per l’anno 2024 per gli operatori della bacheca informatica per promuovere l’incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti a lungo termine delle garanzie di origine” | pubblicata in data 11 aprile 2024 | Download <https://www.arera.it>

Comunicati del GME | “Contrattazioni di lungo termine delle Garanzie di Origine (GO) - Bacheca GO: approvazione delle modifiche al Regolamento P-GO e avvio delle prove in bianco” e “Contrattazioni di lungo termine delle Garanzie di Origine (GO) - Bacheca GO: comunicazione di entrata in vigore delle modifiche al Regolamento P-GO e alle DTF P-GO nn. 01, 02, 03, 04, 05, 06 e 07.” | pubblicati, rispettivamente, in data 12 e 19 aprile 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con la Determina in oggetto, il Direttore della Direzione Mercati Energia dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato: i) le proposte di modifica al “Regolamento di funzionamento del Mercato Organizzato e della Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle Garanzie di Origine” (Regolamento P-GO), predisposte dal GME, previo apposito procedimento consultivo (i.e. DCO GME n.2/2023⁴), volte ad introdurre nell’ambito dei sistemi P-GO, in attuazione dell’art. 5,

comma 5.3, del Decreto MASE n.224/2023⁵, la Bachecca per l'incontro delle parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti di lungo termine delle Garanzie di Origine (nel seguito: Bachecca GO); ii) la proposta dei corrispettivi, per l'anno 2024, trasmessa dal GME ai fini dell'accesso e dell'utilizzo della Bachecca GO.

Con il medesimo provvedimento, l'ARERA ha inoltre previsto - accogliendo quanto rappresentato dal GME circa l'opportunità di svolgere alcune sessioni di prove in bianco preliminarmente all'avvio operativo della Bachecca GO - che la data di entrata in vigore delle modifiche al Regolamento P-GO, e contestuale avvio della Bachecca, venisse individuata dal GME stesso e resa nota ai soggetti interessati mediante avviso sul proprio sito internet, previa informativa alla Direzione Mercati Energia dell'Autorità.

Ciò premesso, con il primo dei due comunicati in oggetto il GME, oltre ad informare gli operatori in merito all'avvenuta approvazione delle modifiche al Regolamento P-GO, ha altresì indicato le date di svolgimento delle sessioni di prove in bianco - effettuate nelle giornate del 18 e 19 aprile u.s. - rendendo anticipatamente disponibili, a fini conoscitivi ed in vista dello svolgimento delle prove, le versioni aggiornate del Regolamento P-GO e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF P-GO) nn.01, 02, 03, 04, 05, 06 e 07, opportunamente adeguate per consentire l'avvio operativo della Bachecca.

Con il secondo comunicato, il GME ha reso nota ai soggetti interessati la data di avvio operativo della Bachecca GO, avvenuta in data 6 maggio u.s..

REMIT 2

“Regolamento (UE) 2024/1106 del Parlamento Europeo

e del Consiglio del 11 aprile 2024, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011 e (UE) 2019/942 per quanto riguarda il miglioramento della protezione dell'Unione dalla manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso” | Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea L 17.04.2024 | Download <https://eur-lex.europa.eu>

In data 17 aprile 2024 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il Regolamento (UE) 2024/1106 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 aprile 2024, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011 e (UE) 2019/942 in tema di miglioramento della protezione dell'Unione dalla manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso.

Il nuovo regolamento sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, in vigore dal 7 maggio 2024, si pone gli obiettivi di i) rafforzare la fiducia nel funzionamento dei mercati dell'energia all'ingrosso, ii) garantire ulteriore trasparenza e capacità di monitoraggio, iii) contribuire alla stabilizzazione dei prezzi dell'energia.

In particolare, il nuovo regolamento introduce criteri più severi in materia di trasparenza dei mercati finanziari, incluse anche nuove pratiche commerciali come il trading algoritmico, e rafforza le disposizioni in materia di segnalazione e monitoraggio per proteggere i consumatori dagli abusi di mercato. A tal fine, è stato rafforzato il ruolo di vigilanza dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Acer), la quale ha altresì il compito di adottare decisioni in materia di ispezioni, richieste di informazioni e autorizzazioni delle piattaforme d'informazione interne (PII) e dei meccanismi di segnalazione registrati (RRM).

¹ <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/133-24> ;

² <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/AvvisieComunicati/AvvisieComunicatiME?id=6208>;

³ cfr. Newsletter n.173 agosto 2023;

⁴ cfr. Newsletter n.176 dicembre 2023;

⁵ cfr. Newsletter n.173 agosto 2023.

Gli appuntamenti

16-17 maggio

Economia pulita: futuro, impresa e sostenibilità

Bologna, Italia

Organizzato da Economia Pulita

<https://www.economiapulita.com>

16-17 maggio

European Conference on Renewable Energy Systems

Evento online e in presenza

Mallorca, Spagna

Organizzato da ECRES

<https://www.ecres.net>

20-21 maggio

Global Summit on Advanced Materials and Sustainable Energy

Praga, Repubblica Ceca

Organizzato da Material Summit

<https://gamse24.materialsummit.com>

22 maggio

MobilitAria 2024

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org>

22-23 maggio

Capraia Smart Island

Isola Capraia, Italia

Organizzato da Chimica Verde Bionet

<https://mcusercontent.com>

24-26 maggio

International Conference on Energy Power and Automation Engineering

Evento online e in presenza

Zhengzhou, Cina

Organizzato da Zhengzhou University, China/Henan

University of Technology

<http://www.icepae.org/>

24-26 maggio

International Conference on Advanced Electronics, Electrical and Green Energy

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da Aegee

<http://www.aeege.net>

27-29 maggio

New technologies in energy storage and renewable resources

Evento online e in presenza

Atene, Grecia

Organizzato da European Research Center

<https://conference.eurrec.org>

28 maggio

Security Summit Energy & Utilities 2024

Milano, Italia

Organizzato da Clusit

<https://securitysummit.it/energy-utilities-2024>

28-30 maggio

Irendays2024

Evento online e in presenza

Algeri, Algeria

Organizzato da CDER

<https://irendays.net>

28-31 maggio

PM2024: Convegno Nazionale sul Particolato Atmosferico

Torino, Italia

Organizzato da SNPA

<https://www.snpambiente.it>

3-5 giugno

EuroHeat&Power Congress 2024

Rotterdam, Paesi Bassi

Organizzato da EuroHeat&Power

<https://www.euroheat.org/events/euroheat-and-power-congress-2024>

4-6 giugno

Annual Conference Solar And Wind Power

Evento online e in presenza

Edimburgo, Scozia, Regno Unito

Organizzato da Edimburgh Napier University

<https://blogs.napier.ac.uk>

6-7 giugno

International Conference on Energy & Environment: bringing together Engineering and Economics

Guimaraes, Portogallo

Organizzato da ICEE

<https://icee2024.dps.uminho.pt>

11-13 giugno

Interdisciplinary Conference on Electrics and Computer

Evento online e in presenza

Chicago, Usa

Organizzato da Intec

<https://www.intcec.org>

11-13 giugno

European Sustainable Energy Week 2024

Evento online e in presenza

Bruxelles, Belgio

Organizzato da Commissione Europea

https://sustainable-energy-week.ec.europa.eu/index_en

12-14 giugno

Green Med Expo & Symposium

Napoli, Italia

Organizzato da Mostra d'Oltrenare

<https://greenmedsymposium.it>

12-13 giugno

Solar & Energy Storage Summit 2024

San Francisco, California, Usa

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

13-14 giugno

European Green Copper Summit 2024

Evento online e in presenza

Amburgo, Germania

Organizzato da ECV International

<https://www.ecv-events.com>

18-21 giugno

Intersolar Europe 2024

Monaco di Baviera, Germania

Organizzato da Intersolar Europe

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

18-21 giugno

Hydrogen Summer School | Mastering safety and regulation in the hydrogen value chain

Roma Casaccia, Italia

Organizzato da ENEA

<https://www.eventi.enea.it>

19 giugno

Enerpolicy, politiche di supporto per l'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzato da Fire

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

19-20 giugno

Future Of Utilities Summit 2024

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future Of Utilities

<http://go.evnt.com/2231998-0?pid=80>

20-21 giugno

International Conference on Engineering & Sciences Evento online e in presenza

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Scientific & Technical Research Association

<https://straevents.org>

21-23 giugno

International Conference on Chemical, Energy Science and Environmental Engineering

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Society of Advanced Science and Engineering

<https://www.cesee.org>

24-27 giugno

European Biomass Conference and Exhibition

Marsiglia, Francia

Organizzato da Eubce

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

25 giugno

Sustainability Global Summit 2024

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da The European House-Ambrosetti

<https://www.aggiornamentopermanente.it>

25-27 giugno

Global Energy Transition 2024

New York, Usa

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnt.com/2118992-2?pid=80>

26-27 giugno

Power Grid Digitalization and Automation Forum

Evento online e in presenza

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Leadvent Group

<https://www.leadventgrp.com>

28-30 giugno

International Conference on Environmental Sciences and Renewable Energy

Evento online e in presenza

Francoforte, Germania

Organizzato da ESRE

<http://www.esre.org/>

28-30 giugno

International Conference on Environment and Industrial Innovation

Evento online e in presenza

Francoforte, Germania

Organizzato da ICEII

<http://www.iceii.org>

28 giugno – 1 luglio

International Conference on Electrical Engineering and Green Energy

Evento online e in presenza

Los Angeles, Usa

Organizzato da Loyola Marymount University

<http://ceege.org/>

28-30 giugno

International Conference on Computer and Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Shenzhen, Cina

Organizzato da Shenzhen University

<http://iccee.org>

1-3 luglio

GET 2024. Global Energy Transition Congress and Exhibition

Milano, Italia

Organizzato da DGM Events

<https://www.getcongress.com>

2-6 luglio

International Youth Conference on Energy

Colmar, Francia

Organizzato da Student Association of Energy

<https://www.iyce-conf.org>

2-3 luglio

Italian Renewables Summit

Milano, Italia

Organizzato da IKN Italy

<https://ikn.it/italian-renewables-summit>

3-5 luglio

International Conference on Photovoltaic Science and Technologies

Ankara, Turchia

Organizzato da Middle East Technical University

<https://pvcon.org>

3-5 luglio

Sustainable Energy Education

Valencia, Spagna

Organizzato da Seed

<https://www.seedconference.eu>

11 luglio

Solarplaza Summit Italy. Solar & Storage

Roma, Italia

Organizzato da Solarplaza

<https://www.solarplaza.com/event/solarplaza-summit-italy>

15-17 luglio

International Conference on Energy Sustainability

Anaheim, Cal., Usa

Organizzato da ASME

<https://event.asme.org/ES>

21-23 luglio

International Conference on Green Energy Technologies

Evento online e in presenza

Berlino, Germania

Organizzato da ICGET

<http://www.icget.org>

24-26 luglio

International Conference on Energy and Environment Research

Evento online e in presenza

Coimbra, Portogallo

Organizzato da Iceer

<http://www.iceer.net>

24-26 luglio

International Congress on Water, Waste and Energy Management

Evento online e in presenza

Lisbona, Portogallo

Organizzato da Sciknowledge Europe

<https://wastewater-europe.eu/>

29-31 luglio

Green Energy and Environmental Technology International Conference

Evento online e in presenza

Lisbona, Portogallo

Organizzato da Sciknowledge Europe

<https://greenenergy-europe.eu/>

2-3 settembre

Climate Change and Environmental Sustainability

Evento online e in presenza

Chongqing, Cina

Organizzato da Chongqing University

<https://bit.ly/CCES2024>

25-27 settembre

HEYSUN

Misterbianco, Italia

Organizzato da SiciliaFiera

<https://www.heysun.it>

9-11 ottobre

Fueling tomorrow

Bologna, Italia

Organizzato da BFWF

<https://fuelingtomorrow.it/it/>

16-18 ottobre

Zero Emission Mediterranean 2024

Bologna, Italia

Organizzato da A151 Srl

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

29-30 ottobre

L'idroelettrico nella transizione energetica

Piacenza, Italia

Organizzato da Aquawatt

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

5-8 novembre

Ecomondo 2024

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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



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 e PUN 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.