



RELAZIONE ANNUALE 2025





RELAZIONE
ANNUALE
2025

EXECUTIVE SUMMARY

I mercati del GME

Nel 2025 il sistema energetico in Italia e in Europa ha continuato a evolversi in un contesto di progressiva transizione, tra esigenze di sicurezza degli approvvigionamenti, sviluppo delle fonti rinnovabili e adattamento degli assetti di mercato.

In questo contesto, i mercati del GME sono stati interessati da importanti cambiamenti. Nel corso del 2025, il GME ha dato concreta attuazione al nuovo assetto di mercato delineato dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), avviando l'introduzione della Market Time Unit (MTU) a 15 minuti nelle sessioni dei mercati elettrici infraday e day-ahead e introducendo quindi la possibilità di offrire prodotti a MTU multiple (15, 30, 60 minuti) o a blocchi. Questo passaggio accresce la gamma degli strumenti di flessibilità messi a disposizione degli operatori per l'ottimizzazione del dispacciamento degli impianti e della gestione del bidding completando ulteriormente il processo di integrazione del mercato italiano con i mercati europei.

Le risultanze derivanti dalle prime osservazioni effettuate sull'utilizzo di questi nuovi prodotti da parte degli operatori hanno evidenziato una profonda trasformazione in atto nella struttura d'offerta del mercato, in evoluzione verso l'impiego di prodotti a MTU-15, risultati predominanti fin dalla loro introduzione, e connotata da un graduale incremento nell'utilizzo dei prodotti a blocchi.

All'interno del nuovo quadro regolatorio e funzionale, i volumi di energia elettrica scambiati direttamente nella borsa del GME hanno toccato ancora una volta il loro massimo storico, sia sul MGP (234,4 TWh), la cui crescita ha contrastato una domanda fisica in lieve calo, sia sul MI (37,2 TWh), connotato da un consolidamento dei mercati in asta e da un progressivo apprezzamento per il nuovo mercato XBID a 15 minuti. Il Pun Index GME si è mantenuto sui livelli più bassi dell'ultimo quinquennio (115,94 €/MWh), mostrando differenziali stabili con Francia e Germania e dinamiche fortemente ancorate agli andamenti di prezzo del gas e alla quota di mercato degli impianti termoelettrici da esso alimentati.

Confermandosi luogo di osservazione privilegiata delle caratteristiche e delle evoluzioni strutturali del parco produttivo nazionale, il mercato nel 2025 ha inoltre registrato un aumento della capacità installata dei BESS (Battery Energy Storage Systems), i dispositivi di stoccaggio dell'elettricità, fornendo un segnale concreto dell'avvio di un percorso orientato a garantire un più efficiente impiego dell'energia intermittente prodotta dagli impianti rinnovabili non programmabili e una maggiore stabilità della rete elettrica.

Anche nel settore gas, i mercati gestiti dal GME hanno consolidato la maturità strutturale raggiunta, aggiornando i massimi storici di liquidità e confermando l'IG Index GME come un indice rappresentativo del prezzo del gas consegnato al PSV. Il consolidamento di tale processo è testimoniato non solo dall'irrobustimento del trend di crescita della liquidità del mercato, ma anche dall'affermarsi su di esso di profili di volume sempre più in linea con le tipiche ciclicità settimanali e stagionali della domanda fisica, dalla frequente presenza di picchi di scambi in giornate connotate nel sistema da richiesta più alta e dalla conferma di andamenti di prezzo analoghi a quelli osservati sui principali hub europei. Il comparto MGP-GAS si è confermato il motore principale di questa espansione che attiva dinamiche virtuose, agendo da impulso per la rappresentatività dell'IG Index GME quale riferimento di prezzo autorevole e affidabile per il gas negoziato in Italia e consegnato al PSV, e offrendo agli operatori sempre maggiori opportunità di trading, di hedging e di aggiustamento dei propri sbilanciamenti. Opportunità che risultano, inoltre, ulteriormente potenziate dall'introduzione di un nuovo prodotto a pronti, il Working Days Next Week, e dall'adozione da

parte del GME, a partire dal 1° ottobre 2025, di un nuovo calendario di trading, armonizzato a quello in uso presso le principali piattaforme europee.

Il GME e l'evoluzione dei mercati energetici

Nel 2025 il GME nell'esercizio del proprio ruolo di gestore dei mercati energetici designato in Italia, in coordinamento con i NEMO e i TSO europei, ha continuato a mettere a disposizione delle istituzioni nazionali e internazionali le proprie competenze e la propria esperienza.

In tale contesto, nel settore dell'energia elettrica, il GME ha sottoscritto, unitamente a tutti gli altri NEMO comunitari, il "Fourth Amendment to the All Nemo Cooperation Agreement-ANCA", contenente disposizioni per la semplificazione e la razionalizzazione del framework contrattuale, finalizzate a migliorare l'efficacia e l'efficienza della governance e della cooperazione dei NEMO nell'ambito del processo di gestione del market coupling comunitario a beneficio degli utenti del sistema elettrico europeo.

Sempre nel settore dell'energia elettrica, nell'ambito delle politiche nazionali di promozione dell'impiego delle fonti rinnovabili non programmabili, della generazione distribuita e delle smart grid, il GME ha confermato, tramite la gestione del Mercato Locale della Flessibilità (MLF), il suo impegno al fianco dei DSO per garantire loro l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali di flessibilità e un utilizzo efficiente della rete di distribuzione.

Le tensioni geopolitiche che si sono succedute nel corso di questi ultimi anni hanno posto l'accento, a livello comunitario, sulle tematiche dell'approvvigionamento di gas da parte degli Stati membri. A tal proposito, il Regolamento UE 2024/1789 ha introdotto il "meccanismo di solidarietà" come misura di ultima istanza per fronteggiare situazioni estreme di emergenza gas, riconoscendo a ciascuno Stato membro la possibilità di richiedere, attraverso misure di mercato (misure volontarie), l'intervento di altri Stati membri per il reperimento delle risorse necessarie a fronteggiare l'emergenza. In tale contesto regolatorio, il GME ha avviato il mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (MVS) in cui, pur non svolgendo il ruolo di controparte centrale, consente agli Stati membri richiedenti e ai Paesi terzi extra UE che abbiano sottoscritto un accordo intergovernativo di solidarietà con l'Italia, di acquistare gas da venditori titolari di punti di riconsegna riconducibili a clienti interrompibili.

Infine, il GME ha confermato il proprio impegno al fianco delle principali Istituzioni di riferimento (ACER, ARERA) a tutela dell'integrità e della trasparenza dei mercati elettrici e del gas, disciplinate da Regolamenti comunitari (REMIT) e nazionali (TIMM, TIMMIG). La società presidia infatti il regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei propri mercati mediante un'attività di monitoraggio quotidiano e supporta gli operatori di mercato nell'adempimento degli obblighi informativi e di reporting a loro imposti dal REMIT gestendo alcune piattaforme (Piattaforme REMIT) destinate a detto scopo. Nel corso del 2025, in tale ambito, il GME ha: *i*) partecipato attivamente ai tavoli istituzionali dedicati alla definizione e alla finalizzazione, da parte della Commissione e del Parlamento europeo, degli atti implementativi di secondo livello (Implementing Regulation e Delegated Regulation), necessari a declinare le attività e le responsabilità derivanti dai principi sanciti dal REMIT, così come integrato ed emendato nell'aprile 2024; *ii*) garantito l'esercizio delle piattaforme REMIT, connotate da un'elevata operatività, in considerazione sia del consistente numero di operatori ammessi/iscritti, sia della mole di informazioni raccolte e/o trasmesse ad ACER.

Il GME proseguirà con impegno nelle attività di organizzazione e gestione delle piattaforme di mercato, nel pieno rispetto del proprio ruolo di gestore dei mercati energetici nazionali, assicurando al contempo un costante allineamento con gli indirizzi della politica energetica sia europea sia nazionale.

Il Presidente

Prof. Angelo Spena



L'Amministratore Delegato

Prof. Pietro Maria Putti



Indice

1.	LA SOCIETÀ	9
2.	I MERCATI DEL GME	19
2.1	I mercati elettrici	20
2.1.1	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	20
	BOX 1 • IL TIDE E LE NUOVE MODALITÀ D'OFFERTA NEI MERCATI ELETTRICI	22
2.1.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	32
2.1.3	Altri mercati elettrici	36
2.2	I mercati del gas	39
2.2.1	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-Gas)	39
2.2.2	Altri mercati del gas	40
	BOX 2 • I MERCATI ENERGETICI IN EUROPA	43
2.3	I mercati ambientali	44
2.3.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE)	44
2.3.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO)	44
	APPENDICE 1 • ORGANIGRAMMA GME	53
	APPENDICE 2 • REGOLE DEI MERCATI	57
	APPENDICE 3 • DATI STATISTICI	61

INDICE DELLE FIGURE

1. LA SOCIETÀ

Fig. 1.1	• Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2025	12
Fig. 1.2	• Andamento dei volumi per settore	13
Fig. 1.3	• Progetti Internazionali	14

2. I MERCATI DEL GME

2.1 I mercati elettrici

Fig. 2.1.1	• Liquidità del MGP	25
Fig. 2.1.2	• Vendite nazionali sul MGP	27
Fig. 2.1.3	• Offerta sul MGP	27
Fig. 2.1.4	• Indicatori di competitività	28
Fig. 2.1.5	• Andamento del PUN Index GME e delle sue determinanti	28
Fig. 2.1.6	• PUN Index GME per fasce. Media annua	29
Fig. 2.1.7	• Prezzi zionali su MGP. Media annua	29
Fig. 2.1.8	• Volatilità dei prezzi	29
Fig. 2.1.9	• Prezzi dell'energia elettrica in Europa	30
Fig. 2.1.10	• Distribuzione delle ore di attivazione del vincolo generalizzato. Anno 2025	31
Fig. 2.1.11	• Volumi scambiati sul MI	32
Fig. 2.1.12	• Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2024-2025	33
Fig. 2.1.13	• Prezzi MI. Evoluzione annuale	33
Fig. 2.1.14	• Prezzi MI. Andamento mensile 2024-2025	34
Fig. 2.1.15	• Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	36
Fig. 2.1.16	• Transazioni registrate, posizione netta e turnover	37
Fig. 2.1.17	• Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	38

2.2 I mercati del gas

Fig. 2.2.1	• Andamento degli scambi	40
Fig. 2.2.2	• Prezzi medi e volatilità MP-Gas	41
Fig. 2.2.3	• Volumi (a) e abbinamenti (b) sui prodotti sottostanti l'IG Index	42

2.3 I mercati ambientali

Fig. 2.3.1	• Titoli disponibili e obblighi	46
Fig. 2.3.2	• Volumi scambiati TEE	46
Fig. 2.3.3	• Prezzi TEE. Media annua	47
Fig. 2.3.4	• Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2025	47
Fig. 2.3.5	• Volatilità dei prezzi TEE	48
Fig. 2.3.6	• Volumi scambiati GO	48

Fig. 2.3.7	• Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	49
Fig. 2.3.8	• Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione	50
Fig. 2.3.9	• Prezzi GO. Media annua	51

BOX

Box 1 - Fig. 1	• Struttura dell'offerta sul MGP nel 2025	22
Box 1 - Fig. 2	• Struttura dell'offerta sul MGP per operatore nel periodo ottobre-dicembre 2025	23
Box 1 - Fig. 3	• Struttura delle offerte di vendita sul MGP nelle zone nazionali e per fonte nel periodo ottobre-dicembre 2025	23
Box 1 - Fig. 4	• Quota dei volumi MI1 su MGP e quota di volumi XBID a granularità 15 minuti sul totale	24
Box 2 - Fig. 1	• I prezzi delle principali commodities europee dell'energia	43

INDICE DELLE TABELLE

2. I MERCATI DEL GME

2.1 I mercati elettrici

Tab. 2.1.1	• Andamento dei volumi sul MGP	24
Tab. 2.1.2	• Volumi zonal su MGP (TWh). Anno 2025	25
Tab. 2.1.3	• Vendite zonal per fonte e tecnologia. Anno 2025	26
Tab. 2.1.4	• Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2025	30
Tab. 2.1.5	• Acquisti e vendite zonal su MI. Anno 2025	35
Tab. 2.1.6	• Profilo delle transazioni registrate e programmi	37
Tab. 2.1.7	• MTE: volumi scambiati per anno di trading	38

2.2 I mercati del gas

Tab. 2.2.1	• Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2025	42
------------	--	----

2.3 I mercati ambientali

Tab. 2.3.1	• Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	45
------------	---	----

Appendice 1	• Organigramma GME	55
-------------	--------------------	----

Appendice 2	• Regole dei mercati	57
-------------	----------------------	----

Appendice 3	• Dati statistici	61
-------------	-------------------	----

Tab. 1	• Volumi scambiati	62
--------	--------------------	----

Tab. 2	• Operatori iscritti	63
--------	----------------------	----

01

La Società



IL PROFILO

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è la società per azioni costituita nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico e interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), le cui azioni sono a loro volta detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF). Il GME è una società multi-commodity che opera nel rispetto degli indirizzi del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e delle previsioni regolatorie definite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA).

I MERCATI

Il GME organizza e gestisce i mercati dell'energia elettrica e del gas - connotati dall'obbligo di consegna fisica della commodity - nonché i mercati ambientali e dei carburanti. In particolare:

- nel **settore elettrico**, *i)* il Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP), nel Mercato Infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG), *ii)* il Mercato a Termine dell'Energia (MTE), *iii)* la Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema di mercato, *iv)* la Bachecca dei contratti compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (Bachecca PPA), articolata in tre comparti (Comparto Annunci, Comparto Registrazione Contratti, Comparto Energy Release) e *v)* il Mercato Locale della Flessibilità (MLF)¹, attraverso cui i Gestori delle Reti di Distribuzione (DSO) che vi aderiscono possono approvvigionarsi dei servizi ancillari locali di flessibilità, nell'ambito dei progetti pilota istituiti ai sensi della Deliberazione ARERA del 3 agosto 2021 n. 352/2021/R/EEL. Sempre nell'ambito del MPE, il GME gestisce il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), avente ad oggetto l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e la cui gestione economica è di competenza di Terna S.p.A. (nel seguito: Terna);
- nel **settore gas**, *i)* il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS), articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), organizzati a loro volta in comparti a negoziazione continua e in asta (comparto AGS), nel Mercato dei Prodotti Locational (MPL) e nel Mercato per la negoziazione di Gas in Stoccaggio (MGS) e *ii)* il Mercato a Termine del Gas (MT-GAS). Il GME gestisce inoltre la Piattaforma per l'assolvimento degli obblighi di cui all'articolo 11 della Legge 40/07 (P-GAS), nonché la Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR);
- nel **settore ambientale**, *i)* il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE), *ii)* il Mercato delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (MGO) e *iii)* il Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (MCIC). Il GME gestisce inoltre le Piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali di TEE e GO (Registro TEE e PB-GO) e a partire dal 2024, in attuazione del DM n. 224/2023, la Bachecca GO per consentire agli operatori di pubblicare annunci e/o manifestare interesse per la stipula di contratti a lungo termine delle GO;
- nel **settore dei carburanti**, *i)* la Piattaforma di rilevazione della Capacità di Stoccaggio e di Transito di Oli Minerali (PDC-OIL), *ii)* la Piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA).

¹ Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo NUOVE INIZIATIVE della presente Relazione.

Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati e piattaforme di negoziazione, ad eccezione del MSD in cui la controparte centrale è Terna, della Bacheca PPA, della P-GAS, della PAR, delle Piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali delle GO e dei TEE e della Bacheca GO, nonché della P-LOGISTICA.

OPERATORI, VOLUMI E INDICI DI PREZZO DEL GME

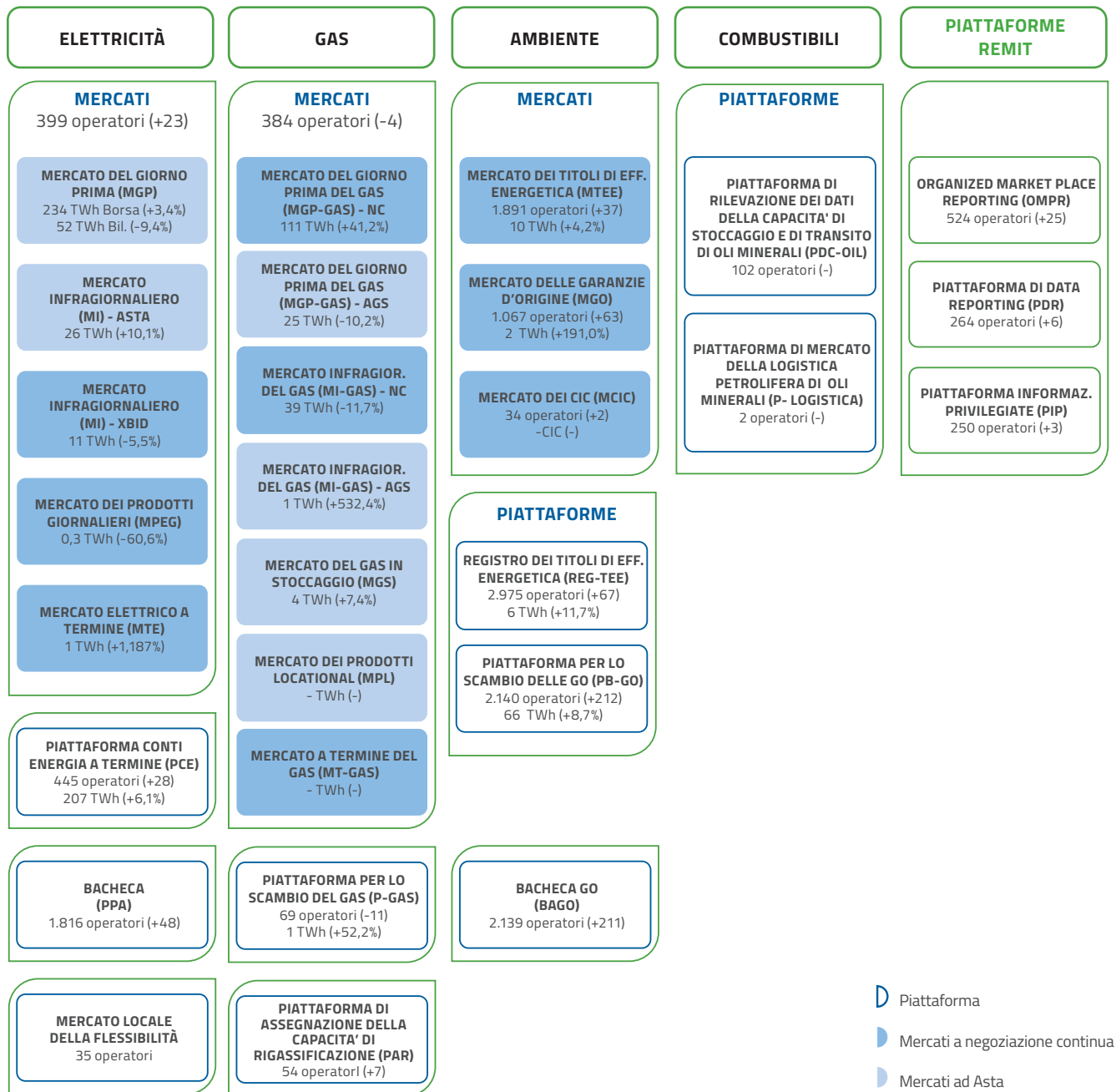
Nel 2025 è stato registrato un incremento della partecipazione ai mercati del GME, in virtù di un nuovo consistente aumento sia degli operatori iscritti, sia dei volumi scambiati, fenomeno che accomuna sia i mercati "storici" del GME, sia quelli di più recente introduzione. Tale dinamica si riflette positivamente sugli indici di prezzo calcolati dal GME che confermano, come nel caso del Pun Index GME, o rafforzano, come nel caso dell'IG Index GME, la loro rappresentatività quali solidi riferimenti, rispettivamente, per le quotazioni delle commodities power e gas in Italia. In particolare:

- ▶ **il numero degli operatori iscritti ai mercati del GME segna un nuovo rialzo**, superando le 3.200 unità (+71) e mostrando incrementi in tutti i diversi ambiti di attività della società. In crescita anche nel 2025 la componente degli operatori multi-commodity, ovvero iscritti a più settori gestiti dal GME, giunta a contare 120 operatori contemporaneamente attivi nei tre comparti power-gas-ambiente e 114 operatori nei comparti power e gas (**Fig. 1.1**);
- ▶ **i volumi negoziati direttamente nella borsa del GME² aggiornano il massimo storico** salendo a 493,5 TWh (+38,5 TWh), in virtù di quantità record registrate nei settori power e gas. In particolare: *i*) nei mercati elettrici i volumi si portano a 273,0 TWh (+10,0 TWh), trainati principalmente dalla crescita degli scambi effettuati sul MGP (234,4 TWh, +7,6 TWh) e delle negoziazioni registrate sul MI (37,2 TWh, +1,8 TWh); *ii*) nei mercati del gas prosegue il trend pluriennale di forte crescita (209,3 TWh, +29,1 TWh), supportata in primis dal MGP-GAS in contrattazione continua (133,9 TWh, +22,7 TWh), il cui incremento dei volumi negoziati agisce da **impulso per la rappresentatività dell'IG Index GME**, quale riferimento di prezzo solido e affidabile per il gas negoziato in Italia. Tale indice, calcolato dal GME a partire dal 19 luglio 2023 sulla base degli scambi effettuati sul MGP-GAS, risponde all'obiettivo di fornire agli operatori un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche di prezzo osservate sui mercati a pronti del gas, proponendosi come riferimento sia per contratti di hedging e/o di fornitura, sia per l'impiego da parte dei soggetti istituzionali nelle attività di competenza³; *iii*) nei mercati ambientali le negoziazioni di borsa risultano in modesto calo (11,2 TWh, -0,6 TWh), per variazioni minime osservate sia sul MTEE, sia sul MGO (**Fig. 1.2**);

² Nel settore Power si fa riferimento ai volumi scambiati sul MGP, sul MI (asta + XBID), sul MPEG; nel settore Gas sul MGP-GAS (asta + contrattazione continua), sul MI-GAS (asta + contrattazione continua), sul MGS e sul MPL; nel settore ambientale sul MTEE, sul MGO e sul MCIC.

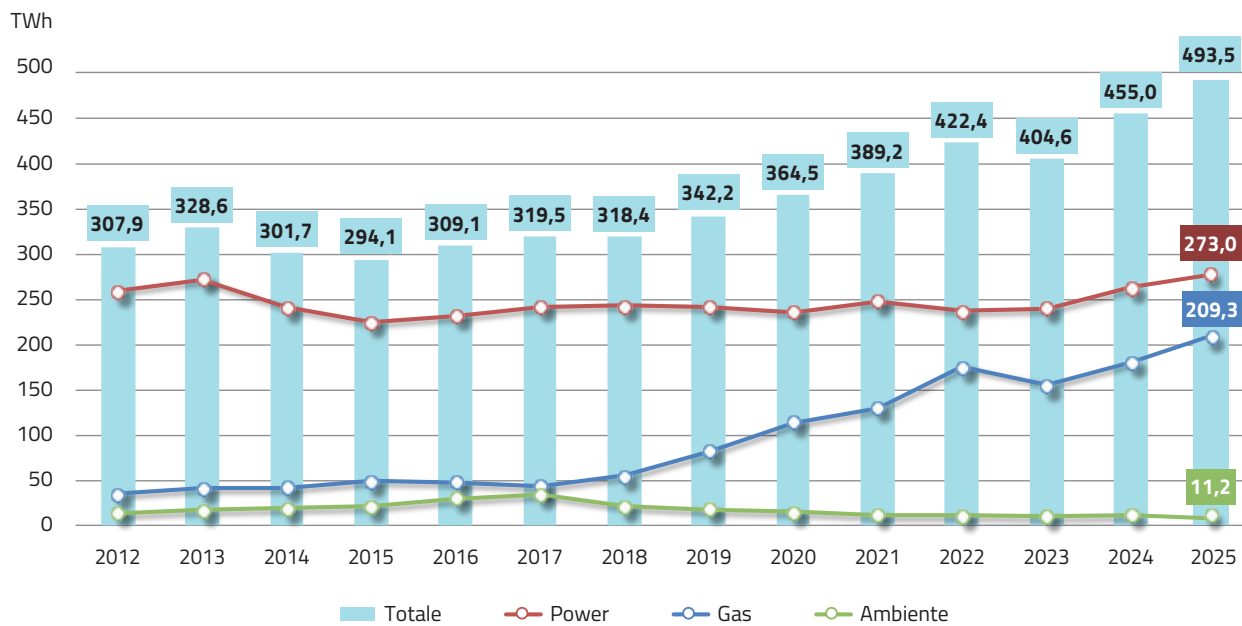
³ Per approfondimenti sulle dinamiche registrate dall'IG Index GME si rimanda al cap. 2.2.

Fig. 1.1 | Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2025



- D Piattaforma
- ▶ Mercati a negoziazione continua
- ▶ Mercati ad Asta

Fig. 1.2 | Andamento dei volumi per settore

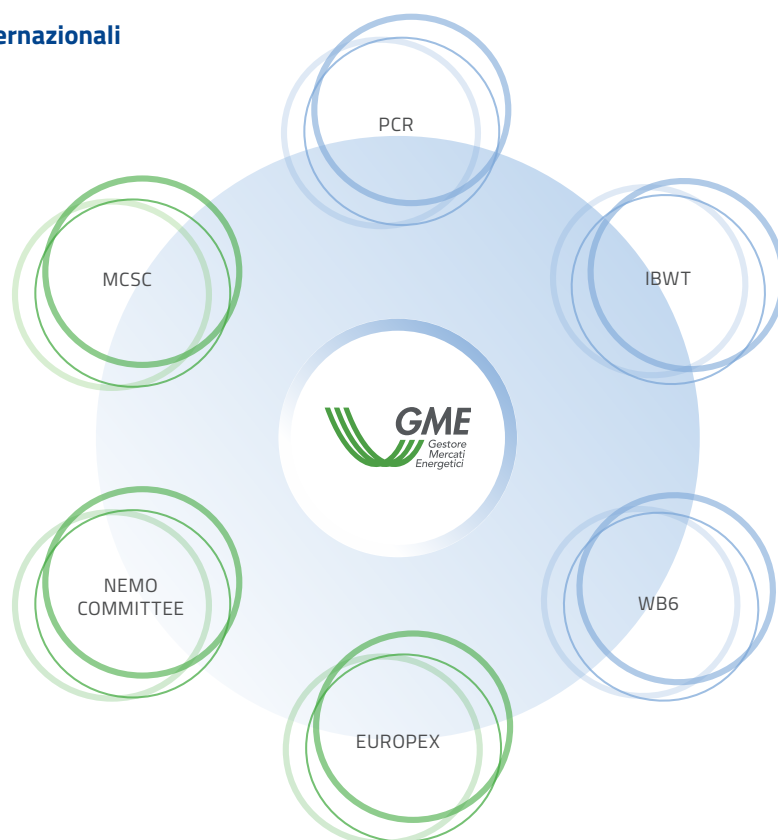


LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Il GME è membro di Europex, l'associazione delle borse europee dell'energia, e coopera, in qualità di NEMO⁴, con le altre borse europee designate e con i gestori di rete europei (c.d. TSO⁵) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici day-ahead e intraday (NEMO Committee, MCSC)⁶ per un'efficiente gestione dei processi di market coupling e una piena implementazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM). Il GME partecipa, inoltre, unitamente ad ARERA, Terna e MASE al progetto WB6 (Western Balkan 6)⁷, finalizzato a promuovere l'avvio del meccanismo di coupling regionale nell'area balcanica, e la relativa integrazione con il SDAC ed il SIDC UE, sulla base dell'esperienza maturata nell'organizzazione e nella gestione dei mercati nazionali e del mercato integrato europeo dell'energia elettrica.

In particolare, nel corso del 2025, il GME ha sottoscritto, con tutti gli altri NEMO comunitari, il "Fourth Amendment to the All Nemo Cooperation Agreement-ANCA", mediante il quale sono state introdotte specifiche disposizioni volte a rafforzare la governance e la cooperazione tra NEMO nell'ambito del processo di gestione del market coupling europeo, sia sull'orizzonte day ahead (SDAC) che su quello intraday (SIDC). Le modifiche al contratto ANCA sono state verificate positivamente dall'ARERA che, con Deliberazione 233/2025/R/EEL del 3 giugno 2025, ha approvato la semplificazione e la razionalizzazione del quadro contrattuale introdotto con il "Fourth Amendment"; in quanto elementi in grado di rafforzare l'efficacia e l'efficienza della governance dei NEMO a beneficio degli utenti del sistema elettrico europeo (Fig. 1.3).

Fig. 1.3 | Progetti internazionali



⁴ Per NEMO si intende "Nominated Electricity Market Operator", come definito all'articolo 4 del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: CACM), ruolo riconosciuto al GME per l'Italia dal Ministero per lo Sviluppo Economico (ora MASE).

⁵ Transmission System Operator.

⁶ Lo SDAC e il SIDC sono i progetti di coordinamento operativi per la gestione in ambito europeo del Single Day Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intra Day Coupling (SIDC), integrati, con riferimento alle attività di governance, nell'ambito del c.d. Market Coupling Steering Committee (MCSC).

⁷ Il WB6 è un progetto di cooperazione tra Regolatori nazionali, Gestori di Rete e Gestori di Mercato di Albania, Bosnia-Erzegovina, Macedonia, Montenegro e Serbia per la creazione di un mercato regionale dell'energia elettrica nella regione balcanica, da integrare con il mercato dell'energia dell'Unione Europea. Il Programma WB6 coordina una serie di sotto-progetti atti a promuovere lo sviluppo e l'integrazione dei mercati elettrici nei Paesi WB6 (ad eccezione del Kosovo) sia a livello locale che regionale. Tale progetto è supportato dalla stessa Unione Europea e dalla Energy Community.

LE NUOVE INIZIATIVE

In coordinamento con le Istituzioni competenti e d'intesa con i soggetti direttamente coinvolti, nel 2025 il GME ha inoltre avviato e/o completato progetti nei diversi settori di interesse, confermando la propria funzione di supporto alle politiche nazionali e comunitarie rivolte all'integrazione dei mercati e alla transizione energetica. In tale contesto si collocano le iniziative intraprese e rese operative dal GME nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'ambiente, nel seguito illustrate più in dettaglio.

► Nel settore elettrico:

- **Implementazione del TIDE**

Con la Deliberazione 345/2023/R/EEL e ss.mm.ii ARERA ha approvato il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (c.d. TIDE) ridefinendo significativamente, a livello nazionale, l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica in termini di partecipazione ai mercati, modalità di negoziazione e programmazione delle unità di immissione e prelievo.

In virtù di ciò, il GME ha effettuato, di concerto con Terna e con le Istituzioni di riferimento, tutte le attività regolatorie e operative necessarie a garantire l'adeguamento del disegno del ME e della PCE entro il 1° gennaio 2025, data di avvio operativo della prima fase attuativa del TIDE.

Tra le novità più rilevanti apportate dal TIDE si segnala, in particolare, l'introduzione del periodo di settlement degli sbilanciamenti a 15 minuti (c.d. Imbalance Settlement Period o ISP), prevista in attuazione dell'Art. 8 del Regolamento (UE) n.2019/943 e recepita nei contratti che regolano le attività di clearing e settlement con le controparti estere nell'ambito del market coupling europeo. In termini operativi ciò ha comportato: 1) il passaggio della Market Time Unit (c.d. MTU) a 15 minuti, avvenuto, rispettivamente, il 1° gennaio 2025 nel segmento intraday (SIDC) e il 1° ottobre 2025 nel segmento day ahead (SDAC), in cui dalla medesima data è possibile effettuare offerte per i prodotti a 15, 30 e 60 minuti; 2) l'avvio della negoziazione di prodotti a 15 minuti nel XBID, affiancata a quella oraria già esistente, avvenuta a partire dal 1° gennaio 2025.

- **Pubblicazione dell'indice PUN Index GME**

Dal 1° gennaio 2025, contestualmente alla valorizzazione ai prezzi zonalì anche delle offerte di acquisto sul MGP, il GME ha avviato il nuovo calcolo e la pubblicazione dell'indice "PUN Index GME", in attuazione di quanto stabilito dal Decreto MASE n. 151/2024 e dalla Deliberazione ARERA 304/2024/R/EEL. Detto indice si colloca in continuità con le funzioni svolte in precedenza dal c.d. Prezzo Unico Nazionale (PUN), anche per le finalità previste dalla Disciplina ME (prezzo di riferimento dei contratti a termine quotati sul MTE e sul MPEG) e del Regolamento PCE (valorizzazione del Corrispettivo Capacità di Trasporto - CCT e dello sbilanciamento a programma).

- **Bacheca PPA: modifiche ex Decreti Green Conditionalities ed Energy Release 2.0**

In data 4 febbraio 2025, nell'ambito della Bacheca PPA, il GME, ha apportato alcune modifiche al "Comparto Registrazione Contratti", introducendo nuovi campi informativi ("GO", "ER 2.0" e "codice CENSIMP"), funzionali all'acquisizione, da parte del GME, delle informazioni relative ai contratti registrati da mettere a disposizione del GSE, in attuazione di quanto previsto dal Decreto del Ministro dell'Ambiente del 10 luglio 2024, n. 256 (Decreto Green Conditionalities) e dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con Decreto del 23 luglio 2024, n. 268 (Decreto Energy Release 2.0).

- **Piattaforma aFRR (Picasso)**

A seguito di taluni aggiornamenti apportati da Terna al Codice di Rete, funzionali a garantire il ritorno alla partecipazione operativa della stessa, a decorrere dal 25 novembre 2025, alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (Piattaforma aFRR), il GME ha posto in essere le necessarie attività di competenza, tra cui lo svolgimento di alcune fasi di test con il TSO e con gli operatori nazionali.

► Nel settore del gas:

▪ **Nuovo calendario di trading e nuovo prodotto a pronti su MGAS**

Con decorrenza 1° ottobre 2025, nell'ambito del MGAS, il GME ha adottato un nuovo calendario di trading, armonizzando la tipologia dei giorni (lavorativi e festivi) negoziabili sui prodotti del MP-GAS a quella in uso presso le principali piattaforme europee e garantendo, con ciò, agli operatori la possibilità di ottimizzare le strategie di trading e di hedging. Contestualmente, il GME ha introdotto su MGAS un nuovo prodotto a pronti, il Working Days Next Week, con lo scopo di fornire agli operatori un ulteriore strumento di flessibilità operativa.

▪ **Mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (MVS)**

Il Regolamento UE 2017/1938, come integrato dal Regolamento UE 2024/1789, ha introdotto il "meccanismo di solidarietà" come misura di ultima istanza a disposizione di uno Stato membro per fronteggiare situazioni estreme di emergenza gas. Tale meccanismo riconosce ad uno Stato membro la possibilità di richiedere l'intervento di uno o più Stati membri per reperire le risorse di gas necessarie a fronteggiare l'emergenza. Detta richiesta deve essere soddisfatta, in prima istanza, attraverso misure di mercato (misure volontarie), oppure mediante misure non di mercato, qualora le prime non risultino sufficienti ad assicurare gli approvvigionamenti necessari. In tale contesto regolatorio, il GME ha introdotto il nuovo mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (MVS), al fine di consentire agli Stati membri richiedenti (o ai soggetti da essi indicati), nonché ai Paesi Terzi extra UE che abbiano sottoscritto un accordo intergovernativo di solidarietà con l'Italia, di acquistare gas da venditori titolari di punti di riconsegna riconducibili a clienti interrompibili. Le negoziazioni su tale mercato – rispetto cui il GME non svolge il ruolo di controparte centrale – avvengono tramite selezione diretta delle offerte sul book (modalità "catching") e le transazioni concluse sono registrate al Punto di Scambio Virtuale (PSV) direttamente dagli operatori coinvolti, che procedono inoltre alla regolazione del relativo pagamento.

▪ **Nuovi servizi PAR**

La società GNL Italia S.p.A., ora Snam Energy Terminals S.r.l. (SET), ha richiesto al GME di realizzare specifici interventi di modifica al comparto GNL Italia (ora comparto SET di Panigaglia) della PAR, funzionali a conseguire la massimizzazione dei ricavi dei conferimenti di capacità, in adempimento di quanto disposto dall'ARERA con Deliberazione 339/2022/R/GAS del 19 luglio 2022, e l'integrazione del servizio di flessibilità in riconsegna e del servizio di stoccaggio temporaneo di cui all'articolo 12 del TIRG.

La sopraccitata società ha altresì richiesto al GME di introdurre nuove funzionalità per adeguare le procedure di programmazione delle date di scarica del comparto FSRU Italia di Ravenna (ora comparto SET di Ravenna) ai criteri di applicazione dei vincoli trimestrale e mensile, secondo quanto disposto dal Codice di Rigassificazione del medesimo terminale.

Il GME ha quindi provveduto alle necessarie modifiche tecniche e regolatorie per prevedere:

- dal 31 gennaio 2025, sul comparto GNL Italia (ora comparto SET di Panigaglia), la facoltà di attivare aste parallele e il conferimento di servizi di flessibilità, quali "Servizio di flessibilità in riconsegna" e "Servizio di stoccaggio temporaneo";
- dall'11 giugno 2025, sul comparto FSRU Italia di Ravenna (ora comparto SET di Ravenna), le nuove funzionalità per i sopra menzionati conferimenti annuali e pluriennali e per la conseguente fase di programmazione post-sessione della data di scarica.

▶ Nel settore ambientale:

▪ **Nuove tipologie e nuovi profili operativi sulla P-GO**

A seguito dell'introduzione da parte del GSE di dieci nuove tipologie di GO GAS, in sostituzione delle cinque precedentemente vigenti, prevista in attuazione dell'articolo 15 del Decreto Ministeriale n. 294 del 7 agosto 2024 (DM Sostenibilità), il GME ha provveduto alle necessarie modifiche regolatorie e tecniche, adeguando i book di negoziazione della P-GO alla nuova classificazione delle tipologie di riferimento.

Inoltre, sulla medesima piattaforma, il GME ha integrato i profili operativi esistenti con quello di "Energivoro", introdotto dal GSE nell'ambito delle "Regole Applicative sui controlli relativi all'assolvimento degli obblighi per la riduzione dell'impronta di carbonio nel consumo di energia elettrica degli Energivori", definite in attuazione delle disposizioni di cui al Decreto Green Conditionalities.

IL MONITORAGGIO E I SERVIZI REMIT

Il GME gestisce e vigila sul regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei mercati da esso gestiti mediante un'attività di monitoraggio che ne tuteli l'integrità, in coordinamento con le principali Istituzioni di riferimento (in particolare ACER⁸ e ARERA) e nel rispetto delle previsioni delle Discipline dei singoli mercati, nonché delle normative europee e nazionali vigenti in materia (REMIT⁹, TIMM¹⁰ e TIMMIG¹¹). In quest'ottica, ai sensi del Regolamento REMIT, il GME agisce in particolare in qualità di "Person Professionally Arranging or Executing Transactions" (PPAET), essendo infatti tenuto a monitorare il rispetto da parte degli operatori di mercato di quanto previsto dagli artt. 3, 4, 5 del REMIT, relativi, rispettivamente, al divieto di insider trading, all'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate e al divieto di manipolazione del mercato. Il GME fornisce, inoltre, supporto agli operatori di mercato per l'adempimento degli obblighi informativi e di reporting a loro imposti dal REMIT, mettendo a disposizione piattaforme all'uopo predisposte (nello specifico OMPR, PDR e PIP) e agendo in qualità di:

- ▶ Organized Market Place (OMP), in quanto soggetto che organizza e gestisce mercati dell'energia elettrica e del gas;
- ▶ Registered Reporting Mechanisms (RRM)¹², in quanto soggetto accreditato presso ACER per lo svolgimento, per conto degli operatori, dell'attività di reporting dei dati previsti dal REMIT e dai documenti implementativi e tecnici ad esso afferenti;
- ▶ Inside Information Platform Provider (IIP), in quanto soggetto fornitore di una piattaforma funzionale a consentire agli operatori di mercato il rispetto del loro obbligo di pubblicazione di informazioni privilegiate, imposto dal REMIT.

Nel perimetro delle attività definite dal REMIT, nel corso del 2025, il GME è stato impegnato:

- ▶ a garantire il funzionamento delle piattaforme REMIT, sulle quali l'operatività si è mantenuta consistente, come confermato *i)* dal numero di operatori ammessi/iscritti, pari a 524 su OMPR (+25), a 264 su PDR (+6) e a 250 su PIP (+3), *ii)* dal numero di record trasmessi ad ACER tramite OMPR e PDR (complessivamente, 483 mila circa), in ambito di data reporting, *iii)* dal numero di messaggi pubblicati sulla PIP (35 mila circa), in ambito di disclosure delle informazioni privilegiate;

⁸ European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

⁹ Regolamento europeo n. 1227/2011, come aggiornato dal Regolamento europeo n. 2024/1106.

¹⁰ Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (Deliberazione ARG/elt 115/08, come successivamente integrata e modificata).

¹¹ Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (Allegato A della Deliberazione ARERA 631/2018/R/GAS).

¹² Il Registered Reporting Mechanism è il soggetto qualificato presso ACER all'attività di reporting per conto degli operatori di mercato soggetti agli obblighi REMIT.

- ▶ a garantire la business continuity nelle attività di monitoraggio, adeguando le basi dati e gli strumenti di analisi alle novità introdotte nel disegno dei mercati elettrici con l'ampliamento delle MTU contrattabili sui mercati in asta e con la progressiva implementazione del TIDE a partire dal 1° gennaio 2025;
- ▶ in tema di data reporting, nel consolidamento dei processi operativi associati alla piattaforma OMPR, avviata nell'ultimo quadrimestre 2024 in adempimento dei nuovi obblighi di reporting imposti agli OMP dall'aggiornamento del REMIT avvenuto nel 2024;
- ▶ in tema di data reporting e di pubblicazione delle informazioni privilegiate, nell'avviare i processi legati alle nuove attività previste per gli OMP, gli RRM e le IIP dal REMIT, nelle more della pubblicazione ufficiale della documentazione regolatoria e tecnica necessaria a chiarire i dettagli operativi e l'esatto perimetro delle stesse, prevista dalle Istituzioni competenti nel primo quadrimestre del 2026.

02

I mercati del GME

2.1 I MERCATI ELETTRICI

2.1.1. Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. I volumi di energia elettrica scambiati sul MGP confermano nel 2025 i segnali di una lenta ma progressiva ripresa, risultando in crescita a 286,2 TWh (+0,8%), anche a fronte di un generale lieve calo della richiesta fisica di energia (311,3 TWh, -0,2%). La dinamica affonda le sue radici nel balzo osservato dalle negoziazioni effettuate direttamente nella borsa del GME, salite al loro nuovo massimo storico (234,4 TWh, +3,4%), al pari della liquidità che arriva a sfiorare l'82% (+2,0 p.p.) anche per effetto di un nuovo calo delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (51,8 TWh, -9,4%). La spinta alla crescita è alimentata dalle negoziazioni effettuate dagli operatori non istituzionali, arrivati a movimentare in borsa un volume di 202,4 TWh, pari a circa il 71% di quanto complessivamente contrattato sul MGP, sull'onda lunga delle modifiche normative che a metà 2024 hanno interessato il mercato al dettaglio dell'energia, sancendo la fine del servizio di maggior tutela e determinando la conseguente compressione della dimensione degli acquisti spot effettuati dall'operatore istituzionale Acquirente Unico (AU) (5 TWh, -60%).

Guardando ai due lati del mercato e alla composizione dei volumi in essi scambiati, sul lato della vendita si osserva una crescita della quota nazionale a 231,1 TWh (+2,0%) in corrispondenza di un calo delle importazioni a 55,2 TWh (-3,8%), mentre in acquisto gli aumenti interessano sia la componente nazionale a 278,9 TWh (+0,1%) sia le esportazioni a 7,4 TWh (+36,9%), salite ai massimi dal 2021 e concentrate in particolar modo negli ultimi mesi dell'anno (**Tab. 2.1.1, Tab. 2.1.2, Fig. 2.1.1**).

LE FONTI. La composizione delle vendite nazionali appare ancorata al dato strutturale di sostanziale equidistribuzione attorno al quale le quote delle diverse fonti di produzione oscillano in funzione soprattutto di fattori stagionali e climatici contingenti. Nel 2025 si registra una lieve preponderanza delle vendite derivanti dalla generazione termoelettrica, spinte dagli impianti a ciclo combinato (101,8 TWh, +8,1 TWh) chiamati a compensare il moderato incremento degli acquisti, le minori importazioni e il calo della disponibilità idroelettrica dai massimi raggiunti nel 2024 (48,4 TWh, -6,6 TWh). Appare ascrivibile proprio al minor apporto degli impianti idrici la modesta diminuzione delle vendite degli impianti rinnovabili (104,9 TWh, -3,9 TWh), connotate anche da un incremento della componente solare (30,8 TWh, +3,2 TWh) e da un livello di volumi eolici analogo a quello dei tre anni precedenti (20,4 TWh, -0,4 TWh). All'interno di questa struttura, consolidatasi nel corso degli anni, iniziano tuttavia ad osservarsi in nuce i primi segnali di un'evoluzione del sistema elettrico, anticipata per gli anni a venire dagli esiti delle aste del capacity market e confermata oggi dai dati del mercato del giorno prima. Il riferimento riguarda la significativa crescita dei volumi registrati nel MGP dai BESS (Battery Energy Storage Systems), i dispositivi di stoccaggio dell'elettricità, che, pur registrando valori non ancora confrontabili con quelli delle altre fonti (0,8 TWh), sembrerebbero segnalare l'avvio di un percorso orientato a garantire un più efficiente impiego dell'energia intermittente prodotta dagli impianti rinnovabili e una maggiore stabilità della rete elettrica. Da evidenziare, infine, il ritorno alla vendita degli impianti a carbone nelle zone Centro Sud e Sud, circoscritto ad un breve periodo nella parte finale dell'anno (**Tab. 2.1.3, da Fig. 2.1.2 a Fig. 2.1.3**).

I PREZZI. In Italia si conferma la stretta dipendenza tra il prezzo dell'elettricità e le dinamiche seguite dalla materia prima gas, sia in termini di quotazioni, sia in termini di impiego nel parco di produzione nazionale. Questa tendenza di fondo emerge, infatti, sia nei consolidati annui, che mostrano nel 2025 un Pun Index GME in crescita al pari dei principali riferimenti di prezzo del gas e delle vendite degli impianti CCGT (Pun Index GME: 115,94 €/MWh, +7,41 €/MWh; IG Index GME: 38,53 €/MWh, +2,17 €/MWh; Volumi

CCGT: 101,8 TWh, +8,1 TWh), sia nell'evoluzione mensile, connotata da prezzi dell'elettricità più elevati nel trimestre gennaio-marzo e nel bimestre novembre-dicembre, in corrispondenza di quotazioni gas più elevate e/o di volumi CCGT sostenuti. La stabilità nei nessi di causa-effetto esistenti tra prezzi elettrici e gas è ben sintetizzata dall'indicatore Clean Spark Spread (CSS), che per il terzo anno consecutivo si attesta sui 15 €/MWh, oscillando tra -3,6 €/MWh di maggio e i 26 €/MWh circa di dicembre.

L'analisi dei profili¹³ mostra un generale appiattimento delle curve di prezzo, espresso dal calo ai minimi storici sia della volatilità (6,3%), sia del rapporto picco/baseload (1,05), quest'ultimo indotto da una crescita del Pun Index GME più accentuata nei periodi fuori picco. Con riferimento ai livelli estremi dei prezzi, tornano a scendere a 0 €/MWh, e a ridosso di esso, i prezzi orari minimi, fenomeno concentrato in alcune giornate festive del mese di maggio.

Su base zonale, il calo dell'import netto e delle vendite degli impianti idroelettrici, localizzati prevalentemente nel settentrione, favoriscono aumenti di prezzo lievemente superiori al Nord e al Centro Nord (116/117 €/MWh, +7/+8 €/MWh) rispetto al resto della Penisola (112/116 €/MWh, +4/+7 €/MWh), con conseguente nuova inversione del differenziale (Nord-Sud: +0,8 €/MWh, era -1,7 €/MWh nel 2024) concretizzatasi soprattutto nei mesi di ottobre (Nord-Sud: +8,1 €/MWh) e novembre (Nord-Sud: +4,6 €/MWh). Con riferimento ai valori minimi e massimi osservati sul mercato, si registrano quotazioni a 0 €/MWh in tutte le zone e in diversi giorni dell'anno, concentrate soprattutto in Sardegna, e un picco di 289 €/MWh osservato il 20 gennaio ed esteso a tutto il Sistema (da Fig. 2.1.5 a Fig. 2.1.9, Tab. 2.1.4).

I DIFFERENZIALI DI PREZZO E GLI SCAMBI CON L'ESTERO. Le peculiarità dei parchi di generazione nazionali si riflettono anche nel 2025 nei differenziali di prezzo registrati tra il prezzo del Nord (115,9 €/MWh) e i principali riferimenti europei, cristallizzati sui valori del 2024 sia in termini assoluti (Nord-Germania: 26,5 €/MWh; Nord-Francia: 54,8 €/MWh) che relativi (Nord ≤ Germania: 13,3% delle occorrenze; Nord ≤ Francia: 3,8% delle occorrenze totale). Sulla frontiera settentrionale le risultanze osservate sul confine francese appaiono un "unicum": nel 2025, infatti, il prezzo del Nord riduce il suo delta sia con le altre aree mercato europee in coupling (Nord-Austria: 16,9 €/MWh, -8,9 €/MWh; Nord-Slovenia: 11,2 €/MWh, -4,9 €/MWh), sia con la Svizzera (Nord-Svizzera: 14,2 €/MWh, -17,2 €/MWh) (Fig. 2.1.9).

In corrispondenza di tali dinamiche si osserva una generale riduzione del saldo con l'estero (47,8 TWh, -8,0%), tendenza che interessa le frontiere settentrionali, Francia esclusa, e anche i confini meridionali con il Montenegro e la Grecia, con quest'ultimo frequentemente non attivo soprattutto tra marzo a maggio e tra agosto a ottobre. Con riferimento ai limiti nazionali, infine, anche nel 2025 risultano frequenti le applicazioni del vincolo generalizzato, attraverso il quale Terna, in qualità di Gestore della Rete Nazionale e ai fini della sicurezza del sistema, può imporre una limitazione alla capacità di import complessivamente disponibile lungo i confini Nord-Francia, Nord-Austria e Nord-Slovenia. Il meccanismo è stato attivato nel 21% delle ore fino a settembre, con prevalenza nei mesi primaverili e ad agosto, e nel 14% dei casi su base quortoraria nel trimestre finale dell'anno, concentrati in misura predominante a dicembre (Fig. 2.1.10).

GLI INDICATORI DI CONCORRENZA. A consolidamento di un trend ormai pluriennale, gli indicatori di concorrenza confermano anche nel 2025 una sostanziale stabilità dei loro valori sia su base nazionale che locale, a testimonianza del raggiungimento di un grado di competitività ormai strutturale del mercato, attorno al quale i dati tendono ad oscillare annualmente. Tali considerazioni appaiono valide sia per gli indicatori costruiti sulle quote di mercato (HHI, CR3, CR5), sia per gli indicatori di marginalità (IOM, ITM), tra i quali, in particolare, nel 2025 si osserva un ripiegamento dell'ITM degli impianti a ciclo combinato sui livelli del 2022 (52,5%, -9 p.p.), distribuita su tutte le zone (Fig. 2.1.4).

¹³ Per approfondimenti legati all'avvio del TIDE, all'introduzione dei blocchi e delle MTU multiple si veda il Box 1.

BOX 1 – IL TIDE E LE NUOVE MODALITÀ D'OFFERTA NEI MERCATI ELETTRICI

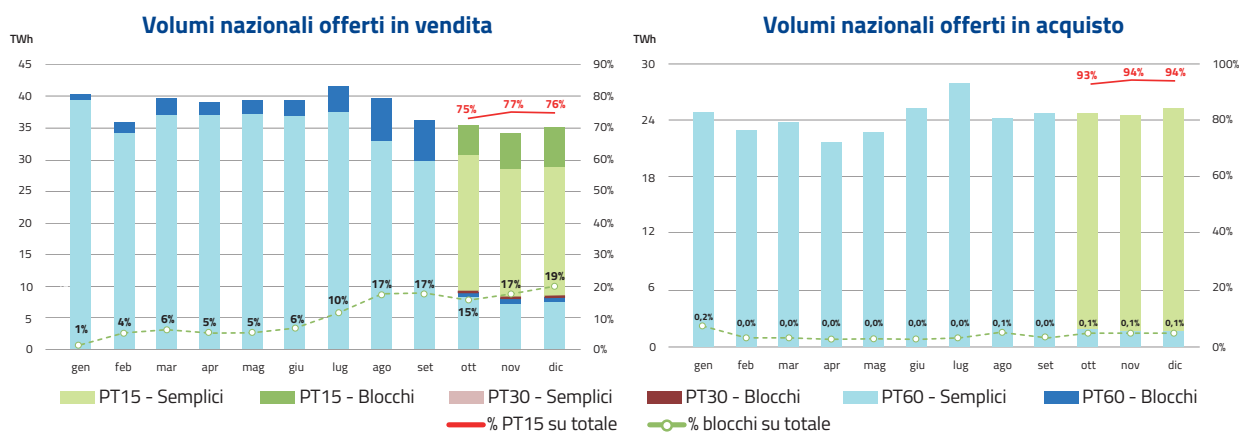
Nel corso del 2025, con l'entrata in vigore dal 1° gennaio delle modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico finalizzate al recepimento delle disposizioni introdotte dall'ARERA con Deliberazione 345/2023/R/EEL e ss.mm. ii. relativamente al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), il Mercato del Giorno Prima (MGP) è stato interessato da importanti novità.

Tra le altre, l'introduzione nel MGP e nel MI in asta, a partire dalla medesima data, dei prodotti a blocchi di tipo profile, ulteriore strumento di flessibilità messo a disposizione degli operatori in fase di presentazione delle offerte sui mercati.

Successivamente, a partire dal 1° ottobre, nell'ambito del Single Day Ahead Coupling (SDAC), è stata introdotta da tutti i NEMO aderenti al progetto pan-europeo la 15-min Market Time Unit (MTU).

In conseguenza di ciò, la granularità temporale minima degli esiti dei mercati europei day-ahead, compreso il MGP del GME, è passata dal livello orario a quello quartorario. Contestualmente, il GME ha introdotto sul mercato la possibilità per gli operatori di presentare offerte con MTU pari a 15, 30 e 60 minuti.

Box 1 - Fig. 1 | Struttura dell'offerta sul MGP nel 2025



EFFETTI SULLE MODALITÀ D'OFFERTA

A seguito di tali modifiche nel disegno di mercato, la struttura dell'offerta nazionale nel 2025 ha registrato una sostanziale trasformazione.

Con riferimento ai blocchi, introdotti dal 1° gennaio 2025, l'analisi condotta sulle offerte presentate in vendita sul MGP mostra una quota di volumi sul totale pari mediamente al 6,4% annuo ma in forte e progressiva crescita da poco più dell'1% di gennaio a oltre il 19% di dicembre, sebbene limitata ad un numero ristretto di operatori. Sul lato dell'acquisto, invece, i blocchi sono risultati poco utilizzati lungo tutto il corso dell'anno, per una quota sui volumi totali offerti che si è attestata all'0,1%.

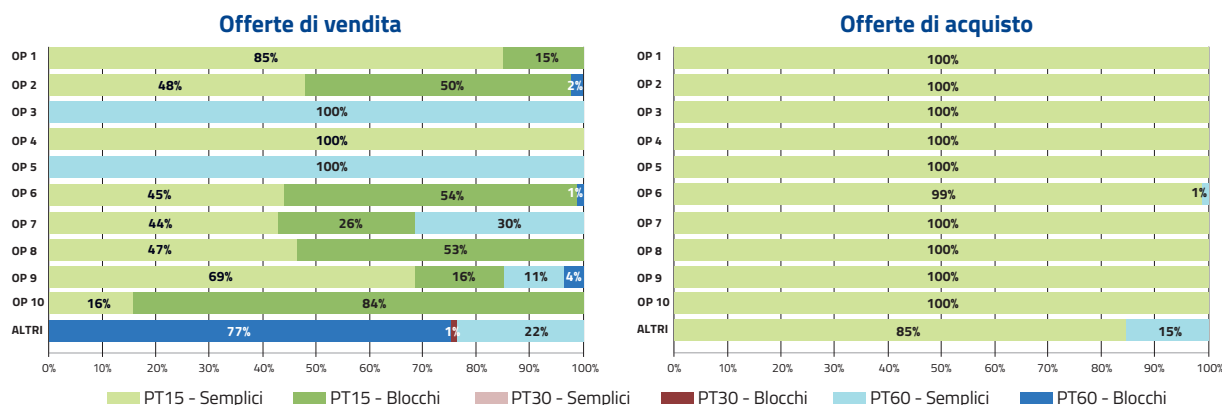
Ulteriore cambiamento nella struttura dell'offerta si è osservato ad ottobre, con il passaggio alla MTU di mercato a 15 minuti, contestualmente al quale si è registrato un forte gradimento da parte degli operatori per le offerte di pari MTU su entrambi i lati del mercato. Nell'ultimo trimestre dell'anno, infatti, i volumi offerti in vendita con MTU a 15 minuti hanno rappresentato circa i tre quarti del totale (76%, valore pressoché stabile nei mesi), quota che ha raggiunto invece il 94% in acquisto, con ridotta variabilità nei mesi. Residuale l'utilizzo delle offerte a 30 minuti, mai utilizzate nel 2025 in acquisto, e circoscritte a 55 GWh in vendita.

L'adeguamento alla granularità minima ha coinvolto, con rare eccezioni, tutti gli operatori in acquisto, mentre in vendita le modalità d'offerta appaiono più diversificate, evidenziando, tra gli operatori con volumi più consistenti (>3 TWh), sia comportamenti d'offerta "uniformi" (solo MTU-15 o solo MTU-60), eventualmente ripartiti tra offerte semplici e a blocchi, sia "misti" (sia MTU-15 che MTU-60). Tra gli operatori con volumi d'offerta inferiori ai 3 TWh, l'offerta prevalente è rimasta, invece, quella a 60 min, utilizzata soprattutto nella modalità a blocchi.

Spostando l'attenzione sulle fonti, l'analisi mostra un utilizzo prevalente delle offerte MTU-15 min per tutte le tipologie di impianto, più elevato per le unità a ciclo combinato (79%), su cui si concentra l'impiego dei blocchi, e a carbone (100%) e lievemente inferiore per gli impianti idroelettrici (70%) e FER (64% idrici esclusi).

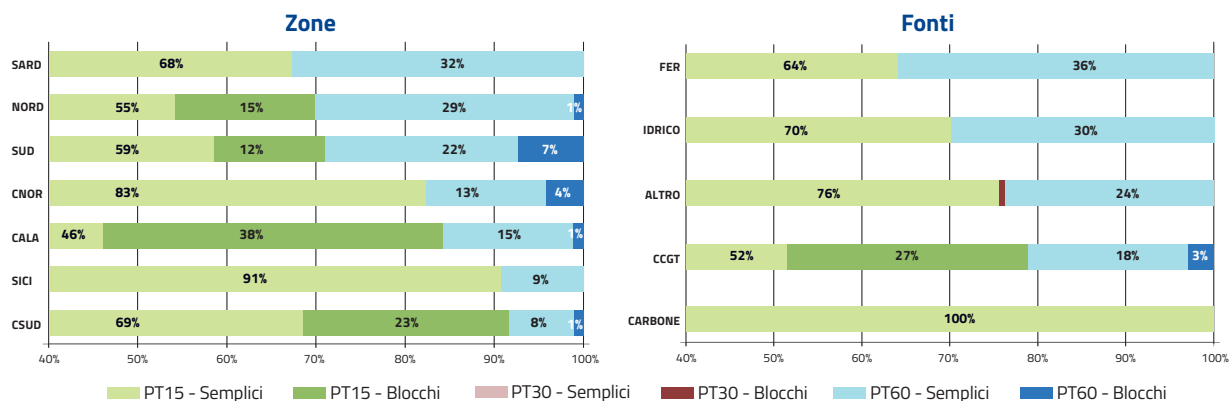
A fronte di tale dato, merita rilevare che la variabilità infraoraria dei volumi con MTU 15-min offerti in vendita dagli impianti CCGT risulta prossima allo zero (mentre quella delle rinnovabili, ad esempio, è mediamente pari nel trimestre al 9%), a testimonianza di una loro sostanziale assenza di modulazione nei singoli prodotti quartorari ricompresi nella medesima ora di riferimento.

Box 1 - Fig. 2 | Struttura dell'offerta sul MGP per operatore nel periodo ottobre-dicembre 2025



L'elenco OP 1-10 è rappresentato in ordine casuale di volumi offerti e comprende gli operatori con volumi offerti in vendita superiori a 3 TWh e in acquisto superiori a 1,5 TWh.

Box 1 - Fig. 3 | Struttura delle offerte di vendita sul MGP nelle zone nazionali e per fonte nel periodo ottobre-dicembre 2025



Le quote sono arrotondate al valore intero

EFFETTI SUL PROFILO DEI PREZZI

Nel trimestre ottobre-dicembre, in termini di effetti sui prezzi di mercato, il passaggio alla granularità quattoraria ha:

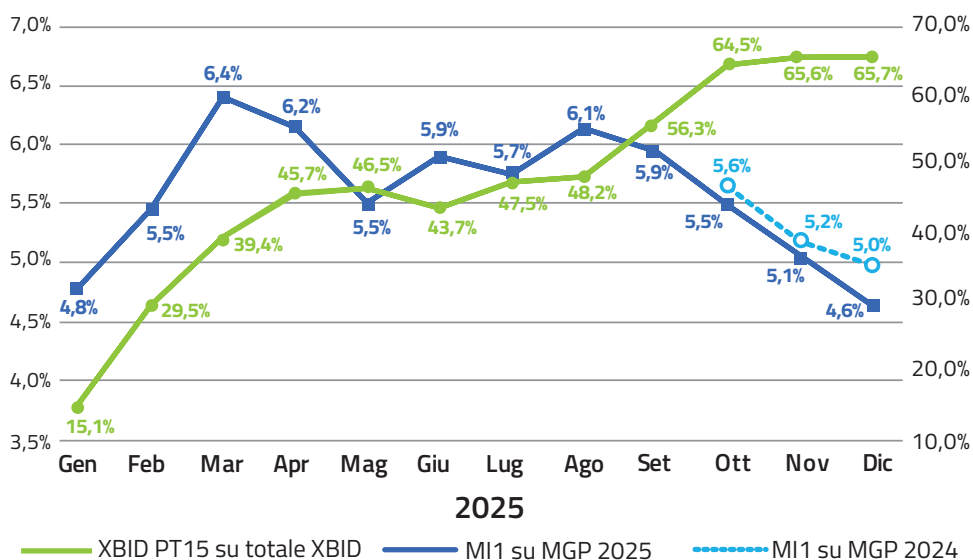
- ▶ determinato il prodursi di una volatilità infraoraria nei prezzi, addizionale rispetto a quella oraria e giornaliera, che tra ottobre e dicembre è passata dal 6% al 3%*;
- ▶ fatto emergere nei profili dei prezzi il cosiddetto fenomeno del dente di sega**, registrato mediamente 7 volte al giorno sul prezzo medio della zona Nord, utilizzata a titolo esemplificativo, ma con una frequenza risultata progressivamente decrescente tra ottobre (11) e dicembre (4). Il fenomeno appare il riflesso delle interazioni generate, da un lato, dalla modulazione infraoraria della domanda e dell'offerta rinnovabile, dall'altro, dalla "rigidità" dell'offerta delle centrali termoelettriche, anche per limiti di rampa e costi di modulazione, e dall'assenza di modulazione infraoraria delle capacità di transito zonali e transfrontaliere, oltre che da una quota, minoritaria ma non azzerata, di offerte a MTU diverse da 15 minuti presentate dagli operatori.

* La variabilità è stata calcolata utilizzando come indicatore il coefficiente di variazione dei prezzi quattorari, ossia il rapporto tra la sua deviazione standard e la sua media.

** Si definisce "dente di sega" una variazione significativa tra il prezzo dell'ultimo quarto dell'ora h-1 e il primo dell'ora h, accompagnata da un differenziale di segno opposto tra le medie orarie registrate rispettivamente nell'ora h-1 e nell'ora h. Nel caso specifico, l'analisi è stata condotta ritenendo significativa una variazione tra l'ultimo quarto dell'ora h-1 e il primo quarto dell'ora h pari a 5 €/MWh.

Infine, con riferimento ai mercati infragiornalieri successivi al MGP, la flessibilità di modulazione garantita agli operatori dal passaggio del mercato del giorno prima a 15 minuti non sembra aver intaccato la liquidità sul MI1, la cui quota di volumi scambiati rispetto a MGP resta nel periodo ottobre-dicembre superiore al 5% come nello stesso periodo del 2024. Su XBID, invece, la quota dei volumi scambiati con MTU a 15 minuti sul totale del mercato infragiornaliero in continua, risultata progressivamente in aumento lungo tutto il corso dell'anno, ha mostrato, a partire dall'introduzione della stessa granularità minima di prodotto anche su MGP, un'ulteriore significativa crescita stabilizzandosi attorno al 65/66%.

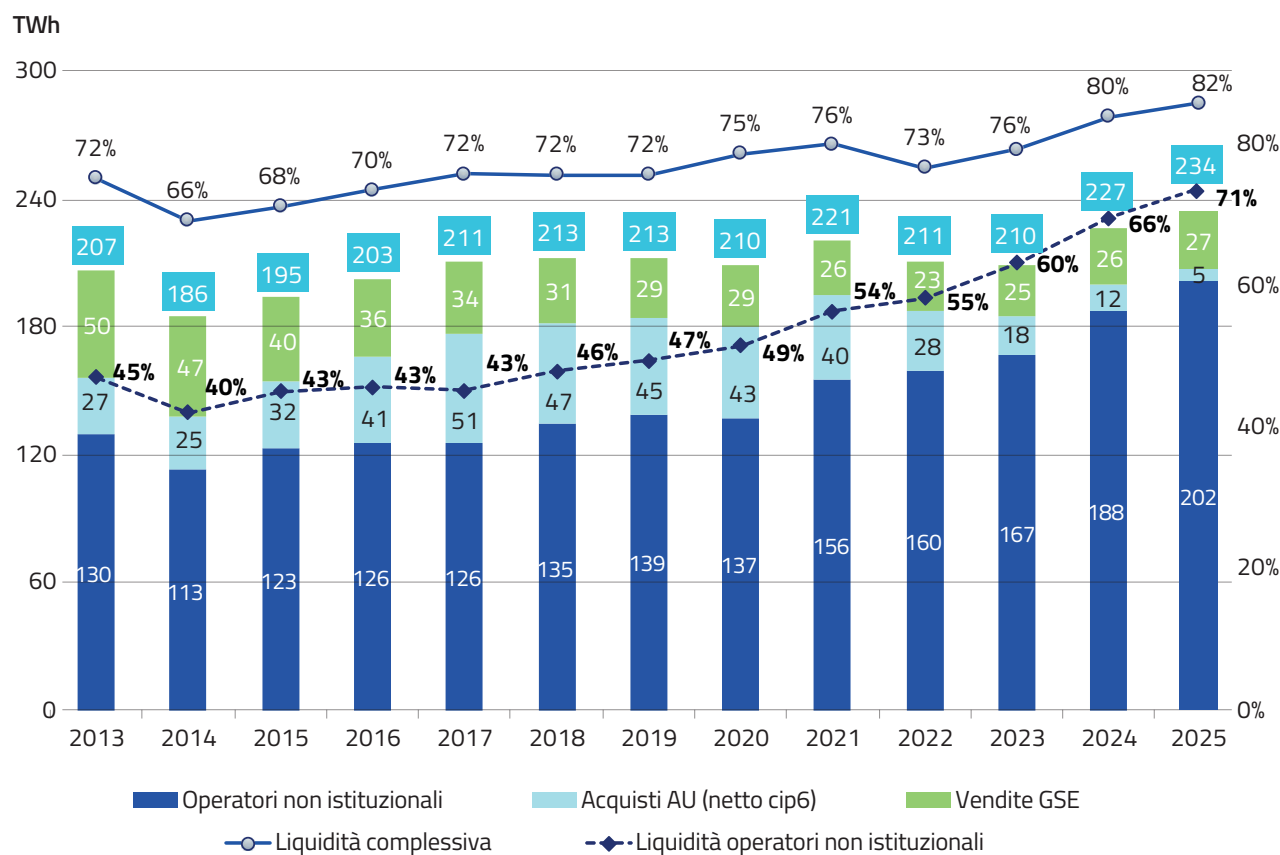
Box 1 - Fig. 4 | Quota dei volumi MI1 su MGP e quota di volumi XBID a granularità 15 minuti sul totale



Tab. 2.1.1 | Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Variazione '25/'24
Acquisti	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	290,4	289,2	278,0	283,9	286,2	0,8%
Domanda	301,5	297,4	301,6	302,3	287,2	298,6	296,1	288,2	295,5	307,4	4,0%
<i>rifiutata</i>	11,8	5,2	6,0	6,5	7,1	8,2	6,9	10,3	11,5	21,2	83,7%
Richiesta Terna	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	319,9	315,0	305,6	311,9	311,3	-0,2%
<i>% acq. su richiesta Terna</i>	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	93,0%	90,8%	91,8%	91,0%	91,0%	91,9%	0,9 p.p.
Offerta	502,4	489,9	507,5	503,6	496,7	472,4	455,5	485,5	518,5	512,4	-1,2%
<i>a prezzo = 0</i>	172,2	162,6	165,6	166,3	168,8	164,3	139,6	130,2	137,5	126,6	-7,9%
<i>a prezzo < 0</i>						1,8	16,9	34,1	32,1	35,4	10,2%
Vendite	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	290,4	289,2	278,0	283,9	286,2	0,8%

Fig. 2.1.1 | Liquidità del MGP



Tab. 2.1.2 | Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2025

Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	157,12	(+0,3%)	120,15	(+0,3%)	235,91	(-0,1%)	163,42	(+3,0%)	115,76	(-0,4%)
Centro Nord	24,14	(+1,0%)	14,98	(+0,9%)	18,64	(+1,0%)	25,19	(+2,6%)	3,66	(+1,6%)
Centro Sud	50,03	(+0,2%)	29,82	(+9,3%)	71,76	(-5,3%)	51,91	(+2,3%)	41,94	(-13,5%)
Sud	17,52	(-1,5%)	29,10	(+5,1%)	55,80	(-3,0%)	18,44	(+1,0%)	26,70	(-10,5%)
Calabria	5,53	(-0,1%)	12,59	(+2,5%)	29,08	(+5,5%)	5,77	(+2,0%)	16,49	(+7,9%)
Sicilia	16,34	(-1,4%)	11,99	(-5,9%)	28,08	(-4,8%)	17,66	(+4,8%)	16,10	(-3,9%)
Sardegna	8,19	(+0,0%)	12,43	(+4,5%)	15,95	(+2,8%)	9,56	(+12,8%)	3,52	(-2,8%)
Esteri	7,35	(+36,9%)	55,17	(-3,8%)	57,20	(-1,5%)	15,45	(+25,5%)	2,03	(+179,0%)
Italia	286,22	(+0,8%)	286,22	(+0,8%)	512,42	(-1,2%)	307,40	(+4,0%)	226,20	(-3,6%)

() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Tab. 2.1.3 | Vendite zionali per fonte e tecnologia. Anno 2025

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var
Fonti tradizionali	66.885	+13,9%	5.353	-5,0%	14.654	+3,6%	13.503	+6,4%	9.146	+6,0%	4.766	-21,7%	8.009	-0,7%	122.316	+7,3%
Gas	58.628	+14,7%	4.647	-9,7%	12.468	+6,5%	11.229	+5,7%	8.114	+7,6%	3.953	-27,7%	4.373	+5,8%	103.412	+8,0%
Carbone	0	-	0	-	93	-74,6%	68	-	0	-	0	-	3.010	-9,0%	3.171	-13,7%
Altre	8.257	+8,1%	707	+45,8%	2.093	+1,5%	2.206	+7,2%	1.032	-5,0%	813	+32,4%	626	+0,7%	15.733	+8,0%
Fonti rinnovabili	50.260	-12,8%	9.611	+4,3%	14.688	+14,6%	15.598	+4,0%	3.444	-5,9%	7.209	+8,5%	4.114	+8,1%	104.924	-3,6%
Idraulica	33.716	-18,8%	2.149	+16,1%	5.346	+8,0%	3.929	+3,6%	974	+0,7%	1.514	+10,1%	772	+31,2%	48.400	-12,0%
- Fluente	25.434	-16,0%	1.694	+11,9%	4.745	+6,4%	3.736	+4,7%	950	+0,1%	1.487	+9,7%	643	+15,8%	38.689	-9,3%
- Modulaz.	8.282	-26,3%	455	+34,9%	601	+23,3%	192	-13,7%	24	+29,4%	27	+40,9%	129	+288,3%	9.711	-21,4%
Geotermica	-	-	5.247	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.247	-0,3%
Eolica	224	-9,7%	220	+3,7%	3.912	-5,5%	8.829	+1,9%	1.830	-12,4%	3.737	+1,9%	1.691	-7,9%	20.443	-2,0%
Solare e altre	16.320	+2,5%	1.996	+5,6%	5.430	+45,7%	2.840	+11,4%	639	+6,1%	1.958	+22,2%	1.650	+19,7%	30.834	+11,4%
Sistemi di accumulo	2.992	-12,4%	12	-	477	+45,1%	0	-64,0%	0	-	12	-15,4%	308	+10416%	3.801	+0,3%
Pompaggio	2.546	-24,9%	0	-	372	+14,4%	0	-64,0%	0	-	5	-62,5%	62	+146,6%	2.986	-20,5%
Bess e altri	446	+1635,4%	12	-	104	+3395,6%	0	-	0	-	8	+262,1%	246	+14229,6%	815	+2408,6%
Totale	120.137	+0,3%	14.976	+0,9%	29.819	+9,3%	29.101	+5,1%	12.590	+2,5%	11.987	-5,9%	12.431	+4,5%	231.041	+2,0%

Fig. 2.1.2 | Vendite nazionali sul MGP

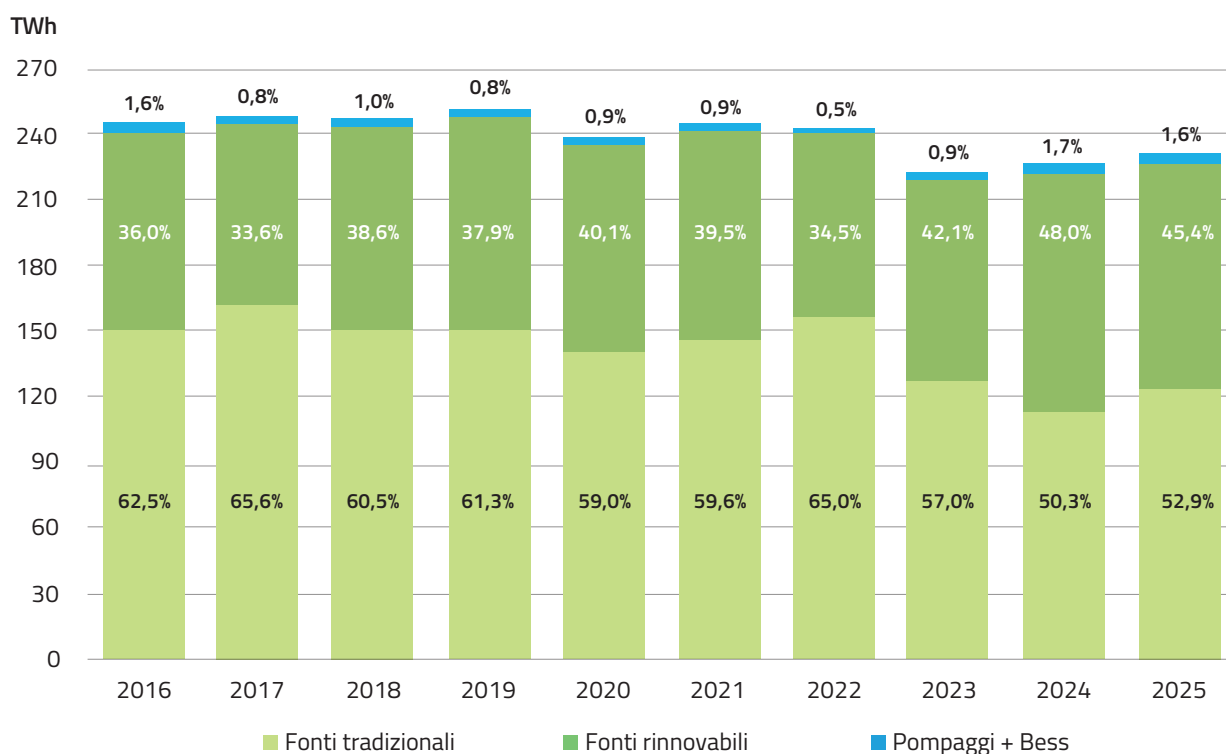


Fig. 2.1.3 | Offerta sul MGP

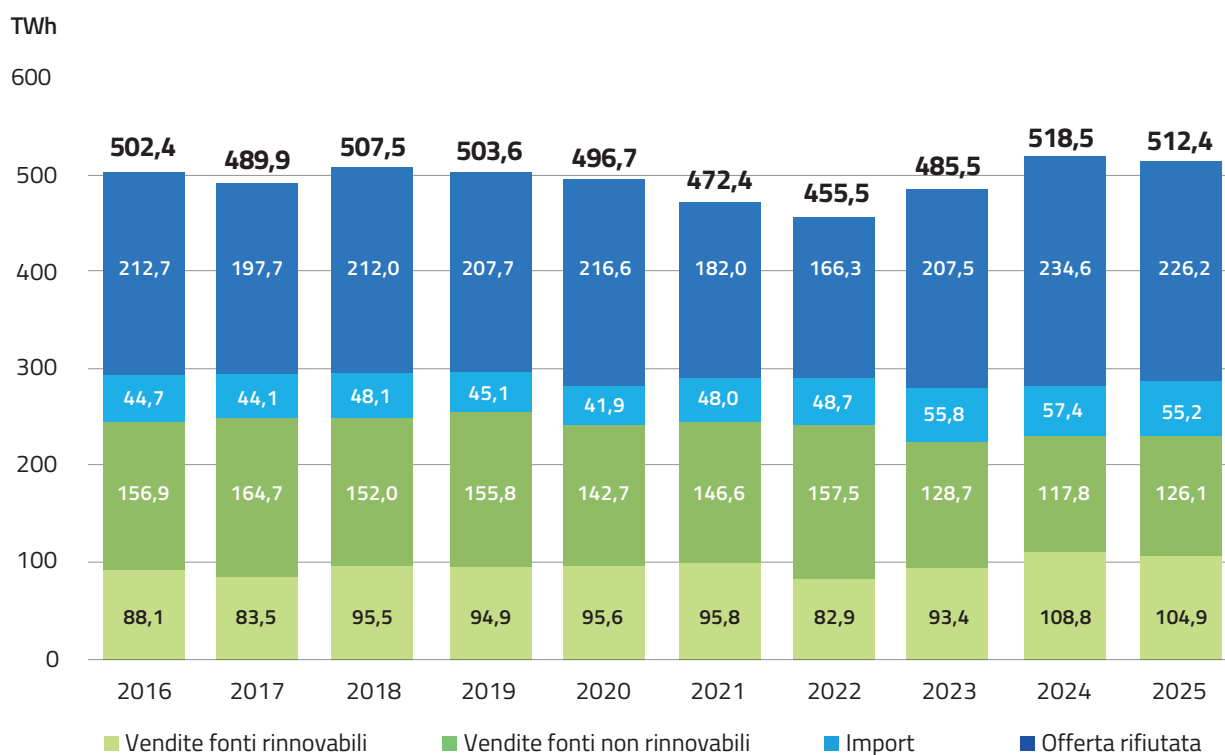
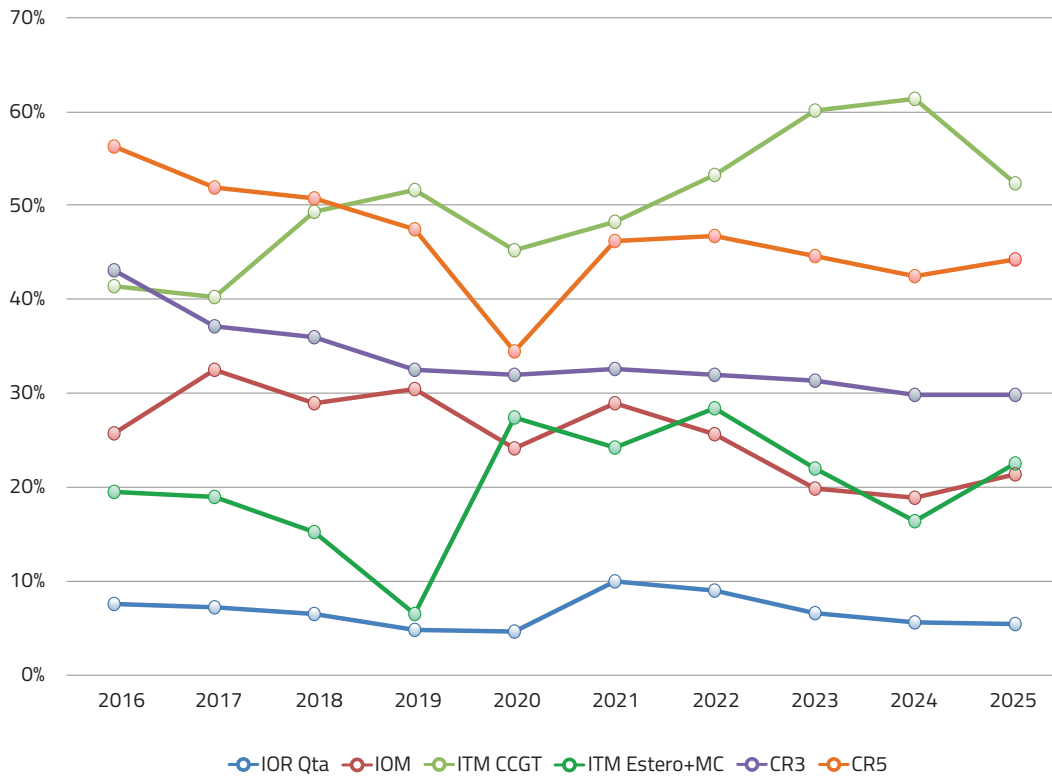


Fig. 2.1.4 | Indicatori di competitività



Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte	1.094 (1.084) ▲	3.138 (3.284) ▼	1.607 (2.030) ▼	1.358 (1.437) ▼	2.398 (2.574) ▼	3.040 (3.033) ▲	2.290 (2.340) ▼	
HHI Vendite	1.060 (1.024) ▲	3.261 (3.326) ▼	1.450 (1.508) ▼	1.116 (1.187) ▼	3.179 (2.507) ▲	1.542 (1.565) ▼	2.310 (2.347) ▼	
CR3	29,8% (29,9%) ▼	39,3% (39,4%) ▼	82,2% (84,4%) ▼	42,3% (46,6%) ▼	38,3% (38,2%) ▲	73,9% (69,9%) ▲	45,5% (44,9%) ▲	67,4% (56,6%) ▲
CR5	44,3% (42,6%) ▲	56,2% (56,2%) ▼	88,7% (89,6%) ▼	58,8% (63,6%) ▼	54,0% (53,2%) ▲	82,3% (78,6%) ▲	60,4% (62,0%) ▼	79,2% (76,1%) ▲
IOR Quantità	5,4% (5,6%) ▼	0,3% (0,1%) ▲	45,2% (48,4%) ▼	0,3% (0,2%) ▲	0,8% (0,0%) ▲	9,4% (13,2%) ▼	7,3% (7,8%) ▼	23,6% (21,9%) ▲
IOM 1° Oper	21,4% (18,9%) ▲	21,3% (18,5%) ▲	19,8% (18,4%) ▲	21,0% (18,7%) ▲	20,2% (17,3%) ▲	26,1% (21,6%) ▲	26,0% (25,4%) ▲	19,3% (16,9%) ▲
ITM Ccgt	52,5% (61,4%) ▼	51,4% (60,7%) ▼	53,3% (62,5%) ▼	53,0% (62,0%) ▼	53,5% (61,7%) ▼	57,1% (64,9%) ▼	56,2% (64,5%) ▼	49,5% (58,7%) ▼

() tra parentesi i valori riferiti allo stesso mese dell'anno precedente

Fig. 2.1.5 | Andamento del PUN Index GME e delle sue determinanti

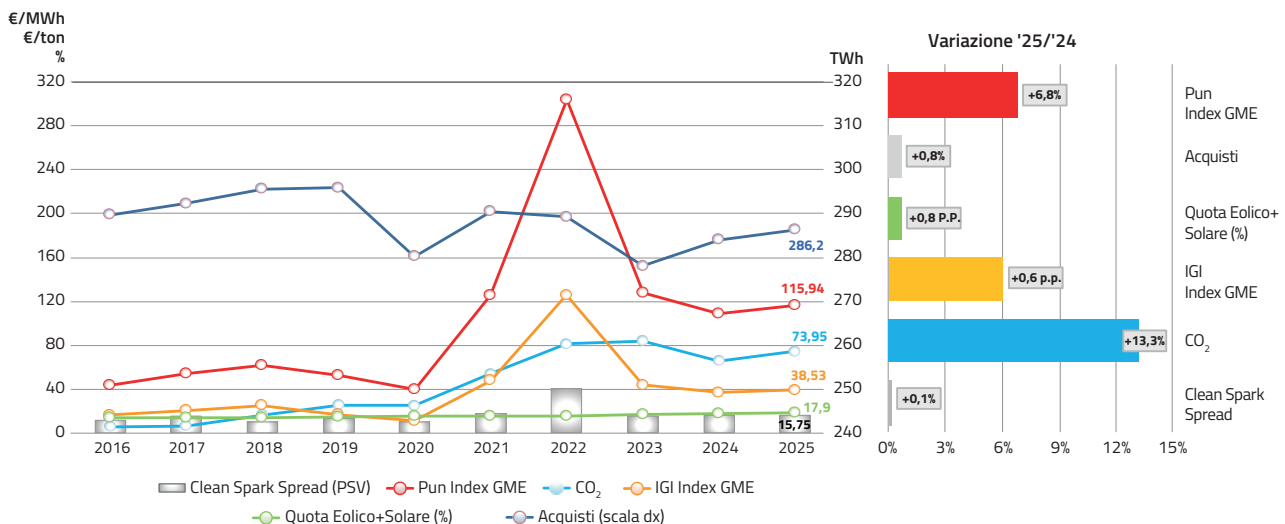


Fig. 2.1.6 | PUN Index GME per fasce. Media annua

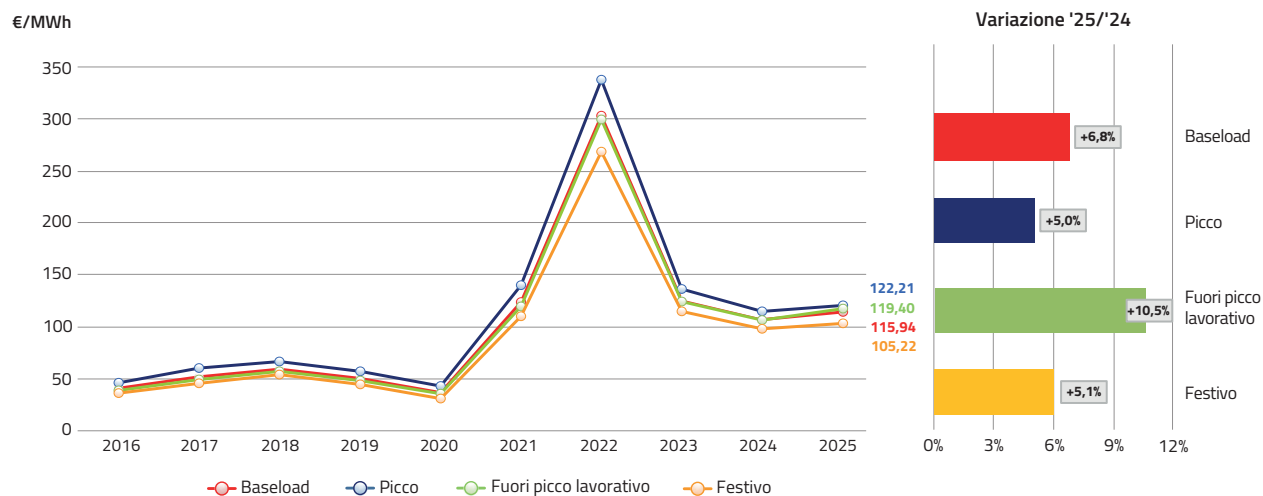


Fig. 2.1.7 | Prezzi zonali su MGP. Media annua

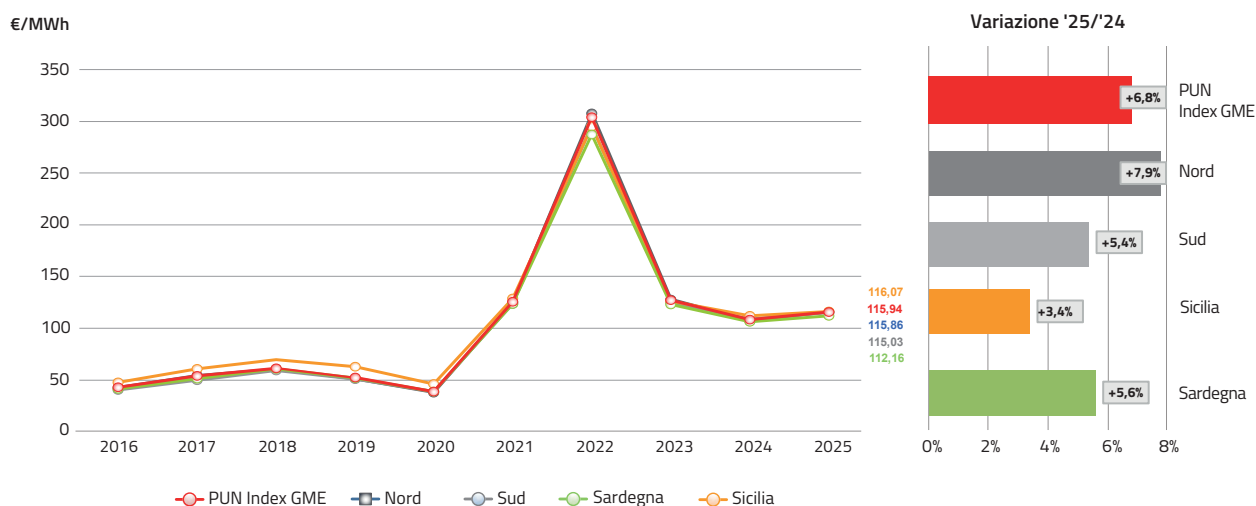
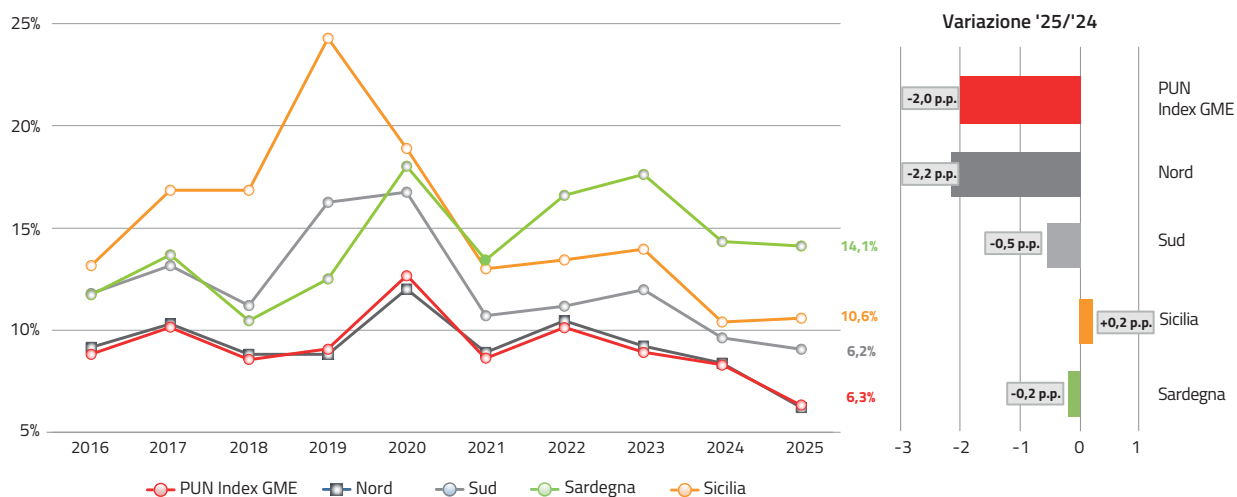


Fig. 2.1.8 | Volatilità dei prezzi



Tab. 2.1.4 | Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2025

	PUN INDEX GME		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sardegna		Sicilia	
N° ore con prezzo a zero (fino al 30 settembre)*	10	(0)	10	(0)	10	(1)	12	(2)	14	(8)	14	(8)	23	(8)	133	(240)
N° quarti d'ora con prezzo a zero (dal 31 ottobre)	-		-		-		-		170		177		177		37	
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	3	(0)	3	(0)	3	(1)	4	(2)	13	(4)	13	(4)	15	(6)	35	(55)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	193	(160)	178	(136)	189	(151)	194	(167)	205	(174)	206	(179)	217	(187)	224	(201)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	52,9%	(43,7%)	48,8%	(37,2%)	51,8%	(41,3%)	53,2%	(45,6%)	56,2%	(47,5%)	56,4%	(48,9%)	59,5%	(51,1%)	61,4%	(54,9%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni. €/MWh	-19,22	(-13,03)	-18,71	(-12,05)	-19,46	(-14,71)	-20,84	(-15,62)	-22,64	(-16,39)	-22,62	(-16,17)	-23,39	(-17,67)	-29,31	(-24,05)

(/) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

* il confronto sull'anno precedente è fatto sullo stesso periodo

Fig. 2.1.9 | Prezzi dell'energia elettrica in Europa

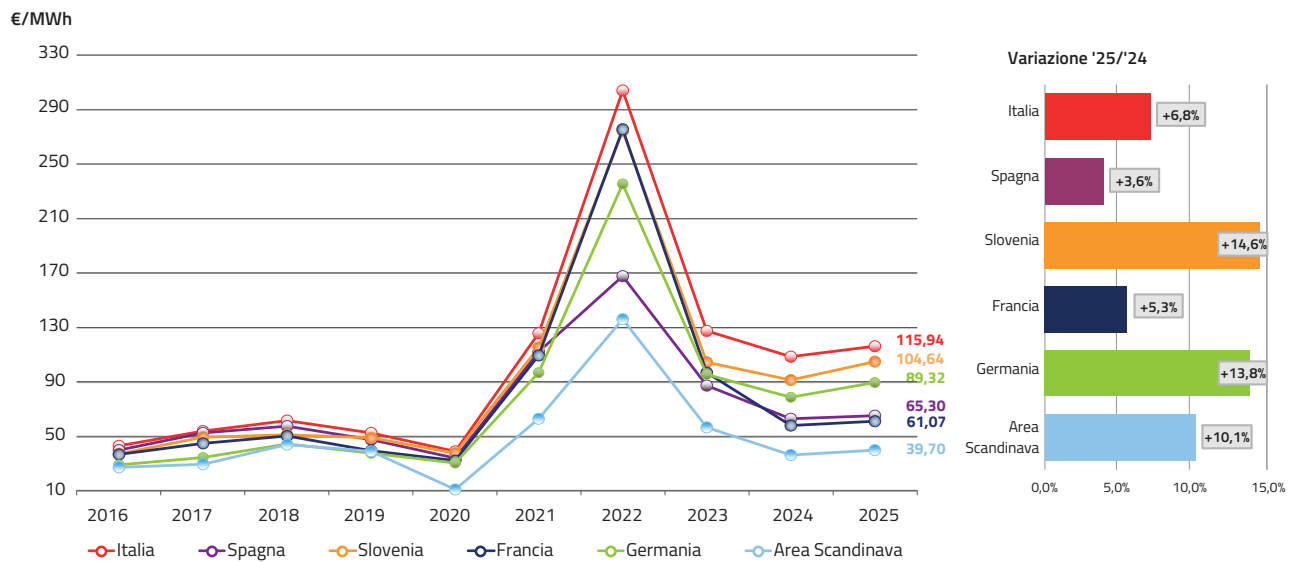
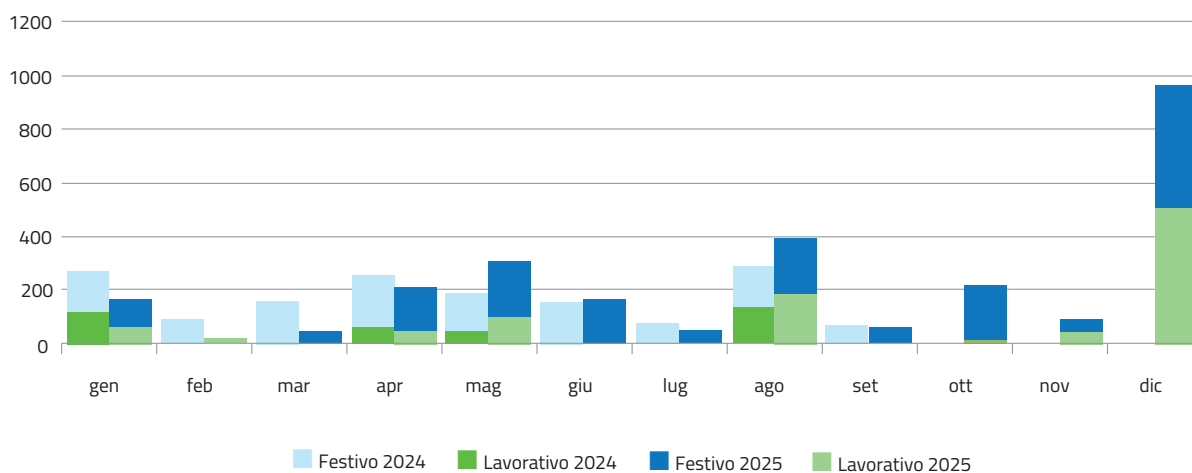


Fig. 2.1.10 | Distribuzione delle ore di attivazione del vincolo generalizzato. Anno 2025

	Gen-Sett (ore)		Ott-Dic (quarti d'ora)	
	Totale	di cui senza impatto	Totale	di cui senza impatto
Numero periodi rilevanti	1.369	242	1.260	254
	(-123)	(142)	-	-
Quota sul totale	21%	4%	14%	3%
	(-2 p.p.)	(2 p.p.)	-	-



() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

2.1.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

I VOLUMI E I PREZZI. Il 2025 è stato un anno di importanti novità anche sull'orizzonte infragiornaliero. A partire dal 1° gennaio è stata avviata la modalità di contrattazione a 15 minuti sui mercati infragiornalieri in asta e sul XBID, nei quali tale modalità è andata ad integrare quella già esistente a 60 minuti. A tali cambiamenti si è affiancata anche l'introduzione della modalità di offerta a blocchi, quest'ultima limitata ai soli MI in asta. Nel rinnovato assetto di mercato, i volumi complessivamente scambiati si portano al livello più alto mai osservato su base annuale, pari a 37,2 TWh (+1,8 TWh sul 2024), con un picco di 3,7 TWh registrato nel mese di luglio. La quota più rilevante degli scambi continua a essere concentrata sui mercati in asta, attestatisi a 26,3 TWh (+2,4 TWh, il 70,8% del totale, +3,3 p.p.) e in particolare sul MI-A1, pari a 16,0 TWh (+1,0 TWh, il 43,1% del totale, +0,5 p.p.), mentre sul XBID si registra un lieve calo dei volumi negoziati (10,9 TWh, -0,6 TWh). Sul mercato a negoziazione continua si osserva nel corso dell'anno un progressivo aumento della liquidità sul prodotto a 15 minuti (da circa il 15% del mese di gennaio al 66% di dicembre), con un numero di abbinamenti sul nuovo prodotto disponibile per la contrattazione di oltre 13 milioni su un totale di circa 16 milioni (il massimo storico).

Sempre con riferimento al XBID, l'analisi degli scambi avvenuti nel corso dell'anno ha evidenziato: *i)* volumi concentrati a valle dell'asta MI-A2 (Fasi 2 e 3), sia sul prodotto a 60 minuti, sia su quello a 15 minuti; *ii)* una quota di scambi con l'estero in ripresa al 39% (+4 p.p.), a fronte delle quote di scambi all'interno della stessa zona nazionale e tra zone nazionali diverse in flessione al 12% e al 49% (entrambe -2 p.p.); *iii)* un aumento della quota di scambi registrata nelle quattro, nelle otto e nelle dodici ore antecedenti la consegna (56%/85%, +11/+14 p.p.), mentre cala la quota di scambi oltre le dodici ore (15%, -11 p.p.); *iv)* un calo dell'impiego del XBID da parte degli impianti rinnovabili, controparti per il 62% dei volumi abbinati in acquisto e per il 63% in vendita (-6 p.p.); *v)* un buon utilizzo delle offerte basket (abbinata per circa il 28% del totale sia lato acquisto sia vendita).

Rispetto al 2024 le quotazioni medie appaiono in crescita su tutti i mercati infragiornalieri, risultando più elevate nei primi mesi dell'anno, per toccare i minimi a maggio, e mostrare un andamento più stabile nei restanti mesi del 2025. I prezzi medi annui si attestano, rispettivamente, sui mercati in asta a 115/117 €/MWh (+4/+6 €/MWh) e sul XBID a 117/118 €/MWh (+9 €/MWh), con quotazioni, nel confronto con i corrispondenti valori del MGP, leggermente inferiori o pressoché allineate con riferimento ai mercati in asta (-2/-1 €/MWh) e appena superiori sul XBID (+2/+3 €/MWh). In ultimo, si continuano a registrare su XBID numerosi abbinamenti a prezzi negativi, con prezzi fino a -1.225 €/MWh osservati nel mese di ottobre in tutte le zone, con l'eccezione della Sicilia (da Fig. 2.1.11 a Fig. 2.1.14, Tab. 2.1.5).

Fig. 2.1.11 | Volumi scambiati sul MI

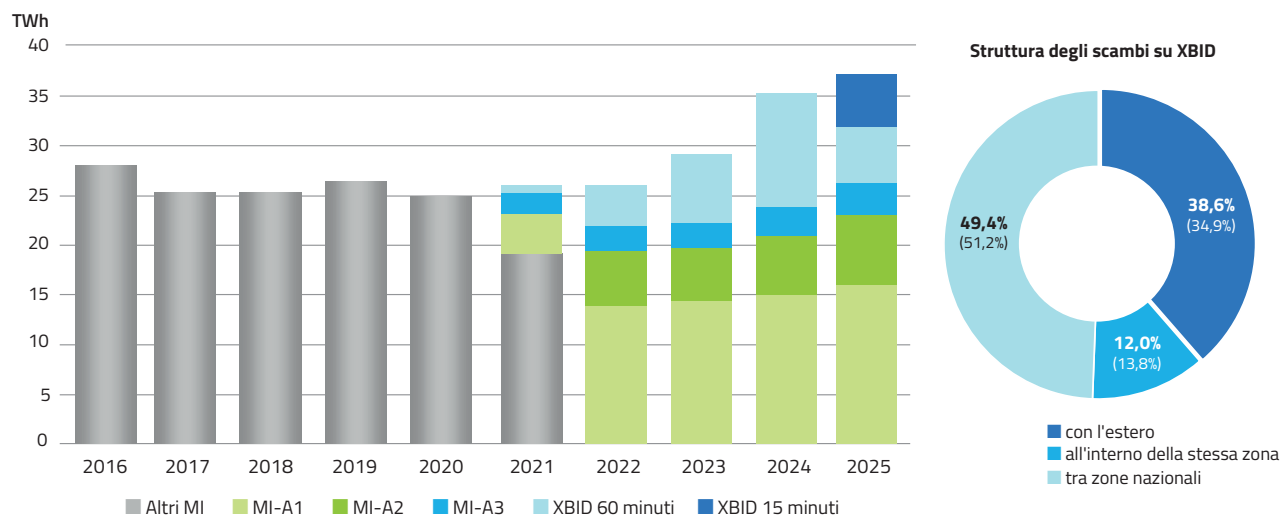


Fig. 2.1.12 | Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2024-2025

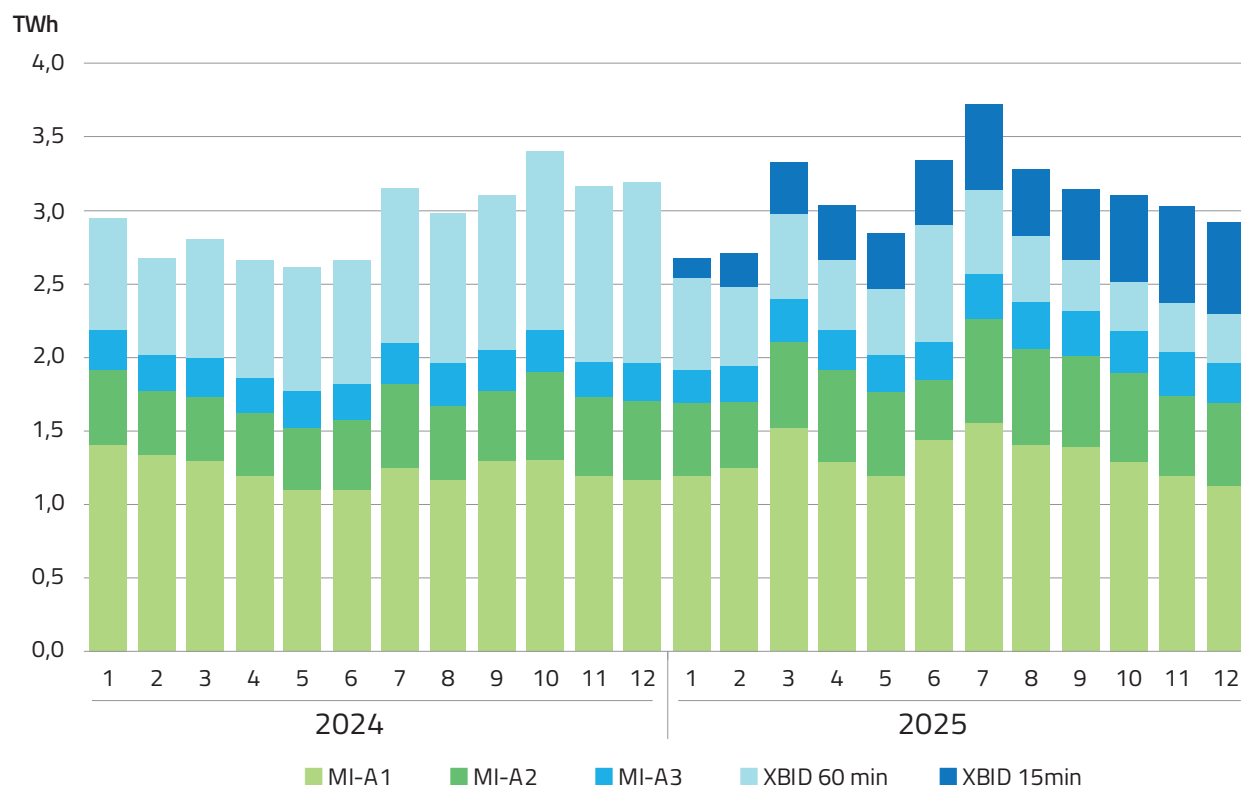


Fig. 2.1.13 | Prezzi MI. Evoluzione annuale

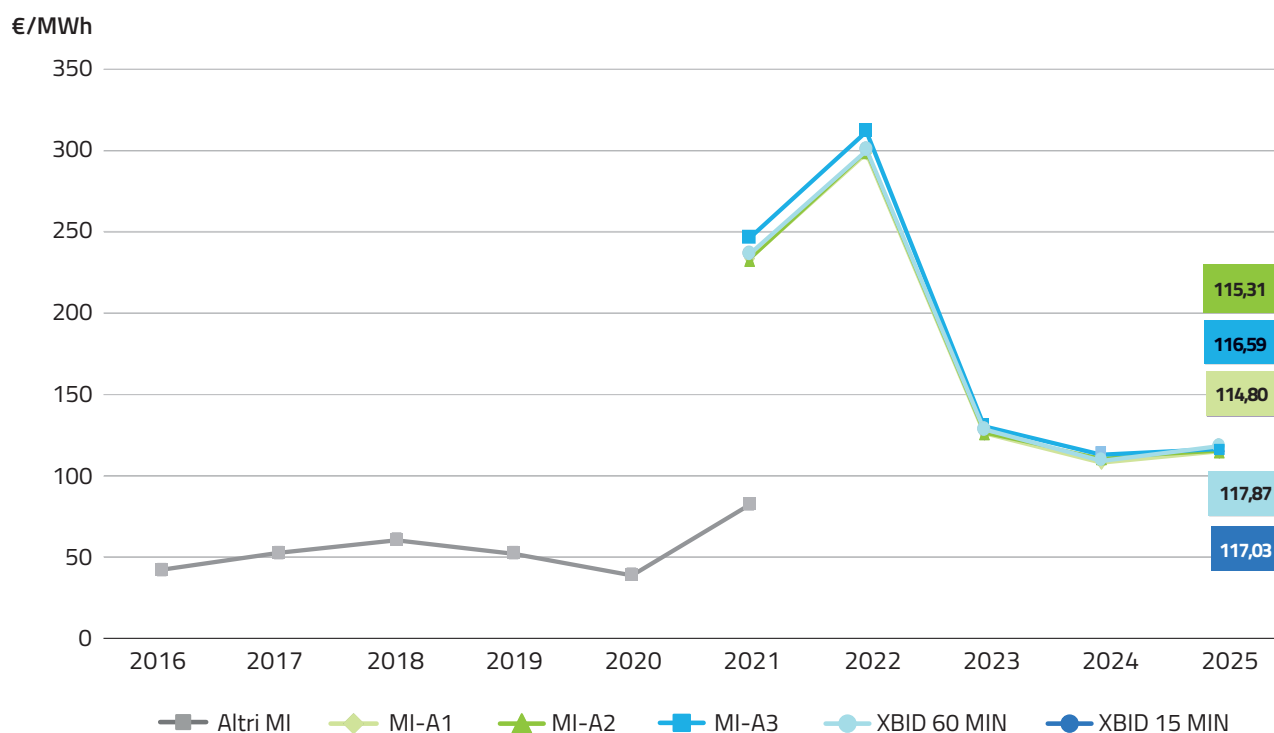
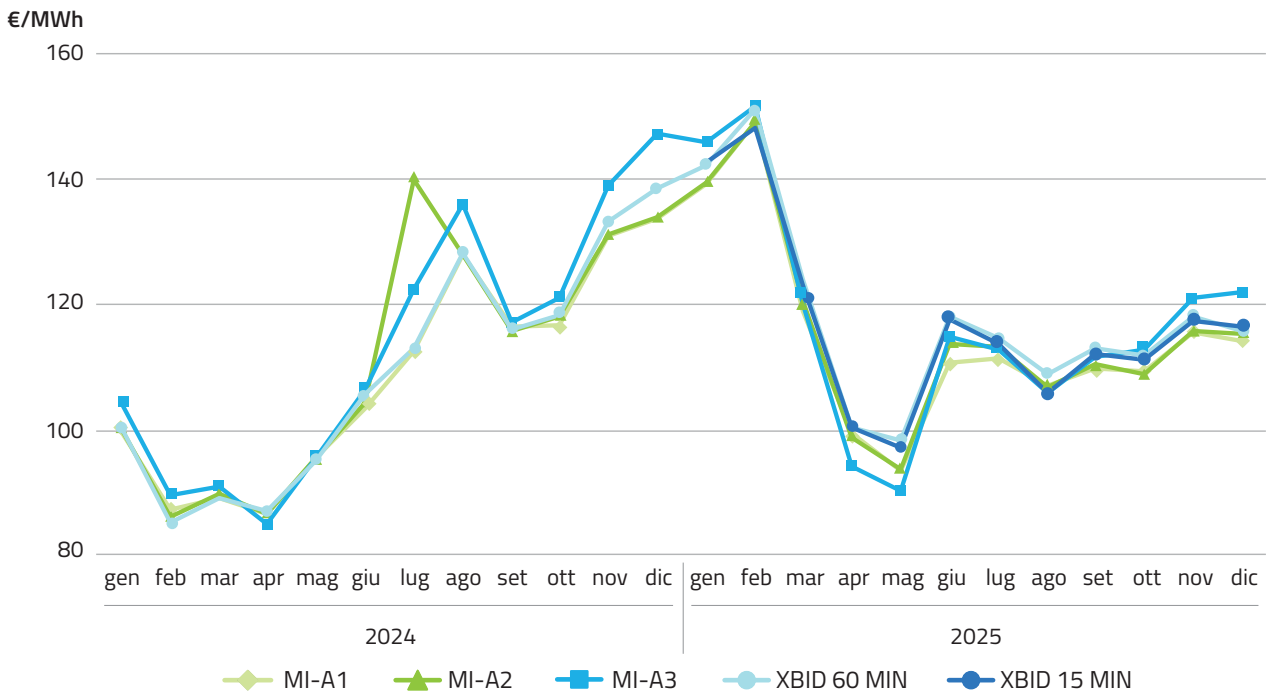


Fig. 2.1.14 | Prezzi MI. Andamento mensile 2024-2025



Tab. 2.1.5 | Acquisti e vendite zonal sul MI. Anno 2025

ACQUISTI	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA		MERCATO INFRAGIORNALIERO	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	TOTALE	XBID 60 MIN	XBID 15 MIN	TOTALE	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	var %
Nord	7.541	2.859	1.252	11.652	1.475	1.501	14.629	6,3%
Centro Nord	1.018	485	182	1.686	506	412	2.605	18,7%
Centro Sud	2.461	1.094	469	4.023	531	582	5.136	7,8%
Sud	1.894	1.004	527	3.425	526	535	4.486	-6,4%
Calabria	361	171	88	620	52	95	767	0,2%
Sicilia	1.004	377	190	1.571	182	199	1.951	-15,7%
Sardegna	669	426	185	1.280	85	149	1.514	76,8%
Esterio	1.067	694	302	2.064	2.284	1.756	6.104	2,6%
Totale	16.015	7.111	3.195	26.320	5.641	5.230	37.192	5,0%

VENDITE	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA		MERCATO INFRAGIORNALIERO	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	TOTALE	XBID 60 MIN	XBID 15 MIN	TOTALE	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	var %
Nord	8.260	3.044	1.210	12.513	1.742	1.662	15.917	5,6%
Centro Nord	683	312	146	1.141	444	355	1.940	4,5%
Centro Sud	2.047	1.094	473	3.614	573	671	4.857	-1,2%
Sud	2.492	1.007	457	3.956	625	583	5.164	10,7%
Calabria	533	225	125	883	70	102	1.055	-4,0%
Sicilia	926	351	194	1.471	201	207	1.879	-13,1%
Sardegna	490	364	150	1.003	92	145	1.240	82,0%
Esterio	585	714	440	1.739	1.894	1.506	5.139	3,7%
Totale	16.015	7.111	3.195	26.320	5.641	5.230	37.192	5,0%

2.1.3. Altri mercati elettrici

MPEG. Su tale mercato si osservano 241 abbinamenti (-268 sul 2024) sul prodotto Differenziale unitario di prezzo, per volumi in flessione a 296,5 GWh (-455,6 GWh). Il calo dei volumi è riscontrabile sia sul profilo baseload (278,4 GWh, -431,1 GWh) sia sul peakload (18,1 GWh, -24,5 GWh), anche in virtù dell'assenza di scambi tra i mesi di agosto e dicembre. Infine, appaiono in calo i prezzi medi, pari a 0,66 €/MWh sul profilo baseload (-0,26 €/MWh) e 0,63 €/MWh sul peakload (-0,17 €/MWh (Fig. 2.1.15).

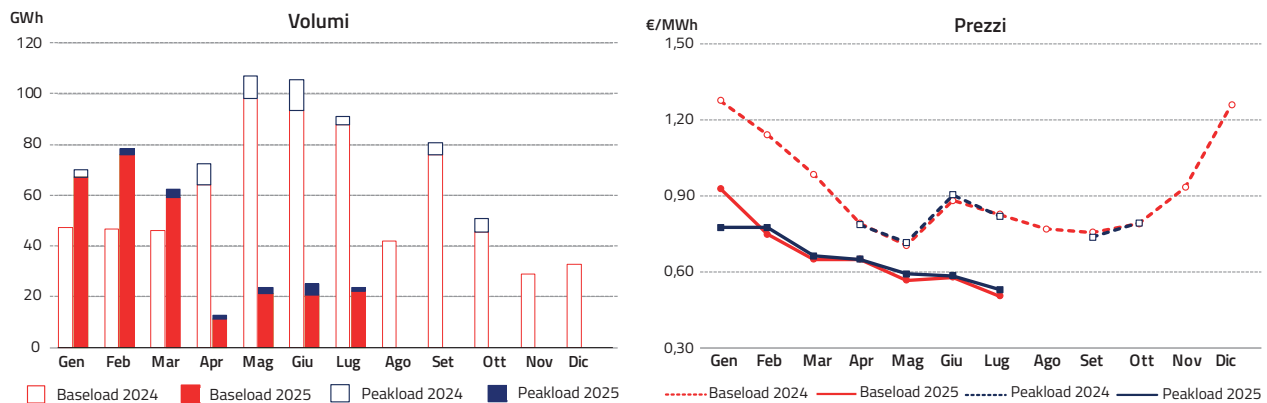
PCE. Le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine appaiono in ripresa sul 2024 (207,6 TWh, +6,7%). Tale aumento si registra in corrispondenza di una crescita dei contratti bilaterali e dei contratti conclusi (o registrati a fini di clearing) sul MTE, con gli ultimi al livello più alto dal 2021, a fronte di un calo della componente relativa al MPEG. Al contempo, si osserva una crescita sia della posizione netta dei conti energia (130,6 TWh, +5,3%), sia del turnover¹⁴ (1,59, +0,02). Con riferimento ai programmi, calano le registrazioni nei conti in immissione (51,8 TWh, -9,4%) e in prelievo (87,2 TWh, -3,2%), mentre salgono i rispettivi sbilanciamenti a programma (78,8 TWh, +17,8%; 43,4 TWh, +27,8%) (Fig. 2.1.16, Fig. 2.1.17, Tab. 2.1.6).

MTE. Sul MTE si rilevano 120 transazioni (+101 sul 2024), tutte relative a registrazioni di contratti OTC a fini di clearing, per volumi pari a 1.089 GWh (+1.005 GWh). La crescita dei volumi è osservabile sia per le registrazioni di prodotti baseload, a 1.024 GWh (+939 GWh), sia per la ripresa di quelle peakload, pari a 65 GWh. Con riferimento ai prezzi, il prodotto annuale relativo al 2026 chiude il periodo di contrattazione a 107,12 €/MWh sul baseload e 112,35 €/MWh sul peakload (Tab. 2.1.7).

Fig. 2.1.15 | Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

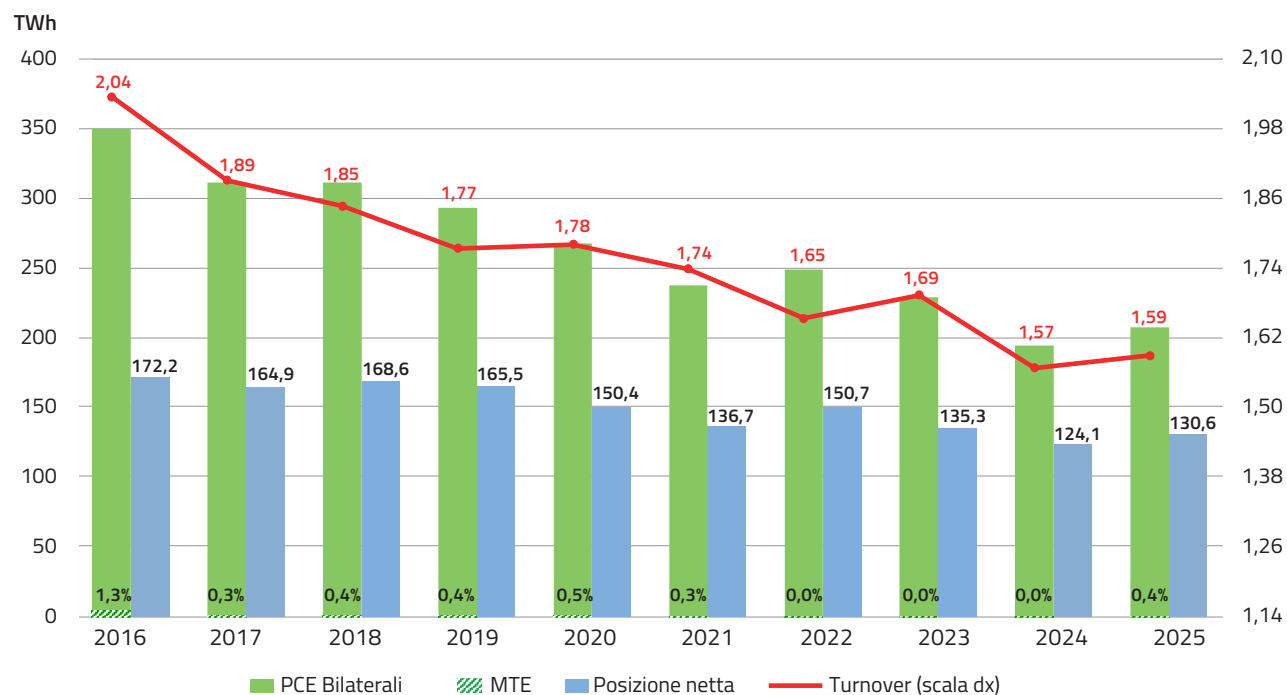
Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	197 (438)	93/212 (185/364)	0,66 (0,91)	0,38 (0,70)	1,40 (1,60)	278 (709)	3 (4)
Peakload	44 (71)	42/152 (46/260)	0,63 (0,80)	0,45 (0,65)	0,85 (0,95)	18 (43)	0 (1)
Totale	241 (509)					296,5 (752)	

() Tra parentesi il valore dell'anno precedente



¹⁴ Si intende il rapporto tra le transazioni registrate e la posizione netta.

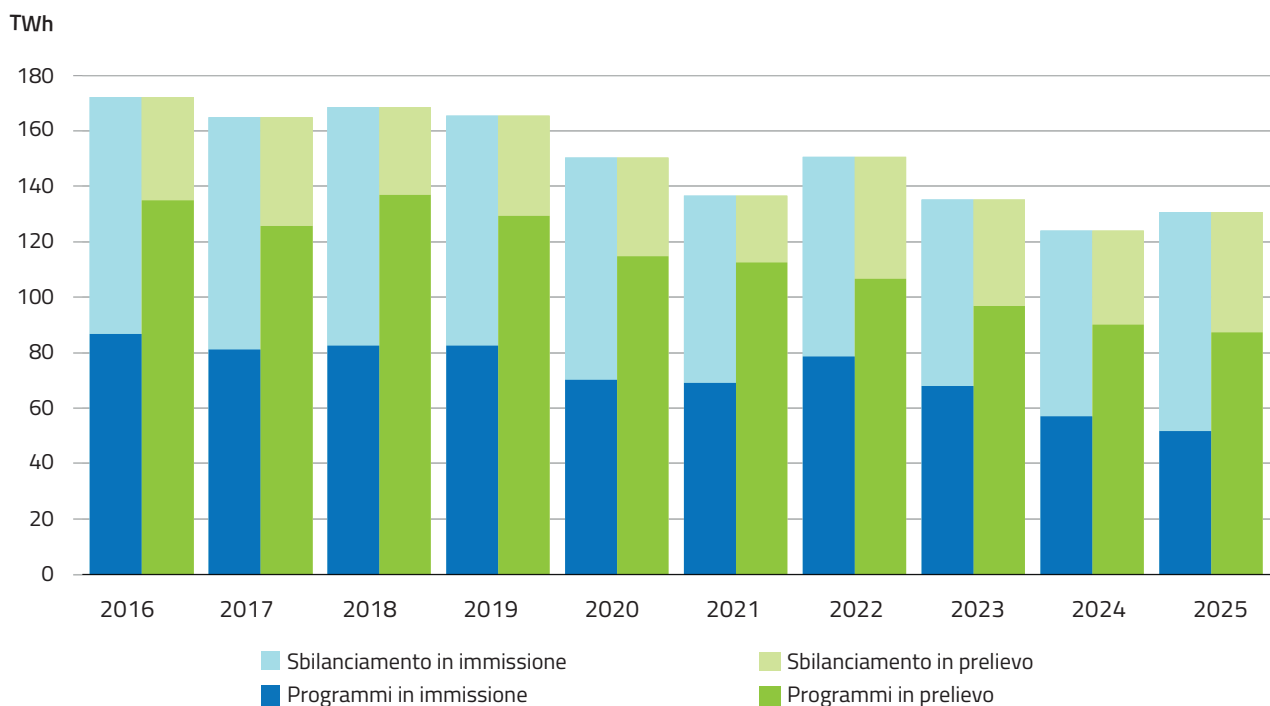
Fig. 2.1.16 | Transazioni registrate, posizione netta e turnover



Tab. 2.1.6 | Profilo delle transazioni registrate e programmi

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI							
Profilo	GWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo				
				GWh	Variazione	Struttura	GWh	Variazione	Struttura		
Baseload	31.714	4,0%	15,3%								
Off Peak	95	1,6%	0,0%								
Peak	137	106,3%	0,1%								
Week-end	-	-	0,0%								
Totale Standard	31.945	4,2%	15,4%								
Totale Non standard	174.592	7,0%	84,1%								
PCE bilaterali	206.537	6,6%	99,5%								
MTE	799	983,7%	0,4%								
MPEG	296	-60,6%	0,1%								
CDE	-	-	0,0%								
Totale	207.632	6,7%	100,0%								
Posizione netta	130.598	5,3%									
				Richiesti	63.942	-5,1%	100,0%	Richiesti	87.212	-3,2%	100,0%
				Registrati	51.772	-9,4%	81,0%	Registrati	87.192	-3,2%	100,0%
				Rifiutati	12.170	19,0%	19,0%	Rifiutati	20	177,8%	0,0%
				Sbilanciamento a programma	78.827	17,8%		Sbilanciamento a programma	43.406	27,8%	
				Saldo programmi	1	-		Saldo programmi	35.421	7,4%	

Fig. 2.1.17 | Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



Tab. 2.1.7 | MTE: volumi scambiati per anno di trading

	2024			2025			Δ% '25/'24		
	MERCATO	OTC	TOTALE	MERCATO	OTC	TOTALE	MERCATO	OTC	TOTALE
Numero Abbinamenti									
Totale	0	19	19	0	120	120	0	101	101
Baseload	0	19	19	0	117	117	0	98	98
Peakload	0	0	0	0	3	3	0	3	3
Volumi (GWh)									
Totale	0	85	85	0	1.089	1.089	0	1.005	1.005
Baseload	0	85	85	0	1.024	1.024	0	939	939
Peakload	0	0	0	0	65	65	0	65	65

2.2 I MERCATI DEL GAS

2.2.1. Il Mercato a Pronti del Gas (MP-Gas)

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Nel corso del 2025 i volumi sui mercati a pronti del gas del GME hanno raggiunto un massimo storico, consolidando il trend di crescita costante e progressiva che ne ha rafforzato in maniera significativa la rappresentatività nel corso degli anni. In particolare, i volumi complessivi si attestano a 209,3 TWh (+16,2 % sul 2024), rappresentando il 31% sul totale consumato nel sistema.

La dinamica espansiva è trainata dal MGP-GAS che registra 133 TWh (+20,8%) e si conferma il primo comparto per volumi scambiati (64%, +2 p.p), anche per effetto dell'incremento delle negoziazioni rilevate nella fascia temporale in cui si forma l'IG Index GME¹⁵ (si veda successivo topic) e dell'introduzione del nuovo prodotto Working Days Next Week (WK/DY NW)¹⁶. Il mercato infragiornaliero (MI) in negoziazione continua si mantiene sostanzialmente stabile, con scambi pari a 38,9 TWh, in un contesto di riduzione delle movimentazioni del Responsabile di Bilanciamento sui 5,1 TWh (-19,2%).

Contestualmente, nei mercati in negoziazione continua si è osservato un rafforzamento della partecipazione al mercato, evidenziato dall'aumento degli operatori attivi (241, +27) e del numero medio di abbinamenti (nel comparto MGP: 396, +12%; nel comparto MI: 100, +3%). Anche gli indicatori relativi allo spread bid-ask si sono mantenuti stabili, confermando un elevato livello di competitività del mercato.

Nei mercati in asta AGS si sono registrati andamenti differenziati tra i comparti. Il MGP-GAS, attivato in tutte le sessioni del 2025, ha mostrato una crescita degli scambi a 30,6 TWh (+21%), mentre il comparto infragiornaliero ha visto una contrazione a 0,6 TWh (-38,1%). I volumi del MGS aumentano significativamente, attestandosi a 5,4 TWh (+54,7%), sostenuti dalla crescita delle attività di bilanciamento effettuate da Snam, sia in acquisto (1,7 TWh) che in vendita (1,8 TWh), nonché dall'incremento degli scambi tra operatori (1,9 TWh) (Fig. 2.2.1).

IG INDEX GME. I risultati associati all'IG Index GME confermano l'interesse degli operatori per il prodotto, rafforzandone la robustezza in qualità di indice rappresentativo del prezzo del gas in Italia. Vanno letti in questa direzione l'incremento dei volumi (25 TWh, +25% crescita più marcata rispetto alle altre fasi di negoziazione) e del numero medio di abbinamenti (+21%) sottostanti l'indice, osservati cioè nelle fasce orarie di formazione dello stesso. Analoghe indicazioni pervengono dalla sua valorizzazione: l'IG Index GME nel 2025 si attesta mediamente a 38,53 €/MWh, mostrando dinamiche annue ed evoluzioni mensili sostanzialmente in linea con le quotazioni registrate ai principali hub europei (TTF: 36,27 €/MWh) (Fig. 2.2.3 a-b).

I PREZZI SUI MERCATI. In termini di prezzi, al pari dell'IG Index, le quotazioni registrate sui mercati del GME risultano sostanzialmente convergenti sui 38/39 €/MWh (con l'unica eccezione del MI-AGS, attivato da Snam però solo sporadicamente), mostrando una ridotta volatilità, al pari di quanto già rilevato lo scorso anno, e andamenti in corso d'anno in linea con i principali riferimenti internazionali (Fig. 2.2.2).

L'OPERATIVITÀ DEL RdB. Gli effetti della maggiore liquidità osservati sui mercati si riflettono sull'operatività del Responsabile del Bilanciamento, che risulta connotata da una ulteriore lieve riduzione dei suoi interventi finalizzati al riequilibrio del sistema gas e da un generale calo dei volumi abbinati alle offerte del

¹⁵ L'IG Index GME è l'indice di riferimento del mercato del gas italiano, calcolato dal GME - al termine delle sessioni di negoziazione - per ciascun giorno-gas come media aritmetica dei prezzi delle negoziazioni concluse nella fascia oraria 17.15-17.30 (estremi inclusi) sul MGP-GAS in negoziazione continua e sui prodotti Day-Ahead e WE.

¹⁶ Il prodotto Working Days Next Week è costituito dall'insieme dei giorni lavorativi, secondo il calendario di riferimento del MGAS, dal lunedì al venerdì della settimana successiva a quella in cui il contratto è negoziato.

RdB stesso. La diminuzione appare particolarmente evidente con riferimento ai suoi interventi in acquisto (sistema corto), in calo sia in termini di frequenza (46 sessioni, minimo dal 2017) che di volumi medi (46,4 GWh, -15,1 GWh). Registra, invece, un aumento significativo la frequenza di intervento in vendita (sistema lungo) del RdB (61 sessioni, +41), accompagnata anche da una contestuale crescita delle quantità medie associate (circa 48 GWh, +20 GWh). Questa diversa distribuzione degli interventi inverte, di conseguenza, la frequenza dell’impatto del RdB nella formazione dei prezzi di sbilanciamento, in calo sul lato dell’acquistato e in crescita su quello della vendita rispetto al 2024 (Tab. 2.2.1).

2.2.2. Altri mercati del gas

MT-GAS. Nel 2025 non si sono rilevati scambi sul mercato a termine MT-Gas.

P-GAS. Nel comparto Aliquote sono stati contrattati circa 826 GWh ad un prezzo medio di 38,14 €/MWh. Non si registrano scambi nel comparto Import.

PAR. Nella Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione sono stati complessivamente assegnati, ad un prezzo medio di 10,11 €/m³ liquefatti, 119 slot (erano 20 nel 2024) nei comparti OLT, SET di Piombino, Ravenna e Panigaglia per un totale di 14,5 milioni di m³ liquefatti (rispetto a 1,7 milioni di m³ liquefatti dello scorso anno). Risultano inoltre assegnati 54.700 MWh sul prodotto “Stoccaggio temporaneo” del comparto SET di Panigaglia ad un prezzo medio 0,12 €/MWh.

Fig. 2.2.1 | Andamento degli scambi

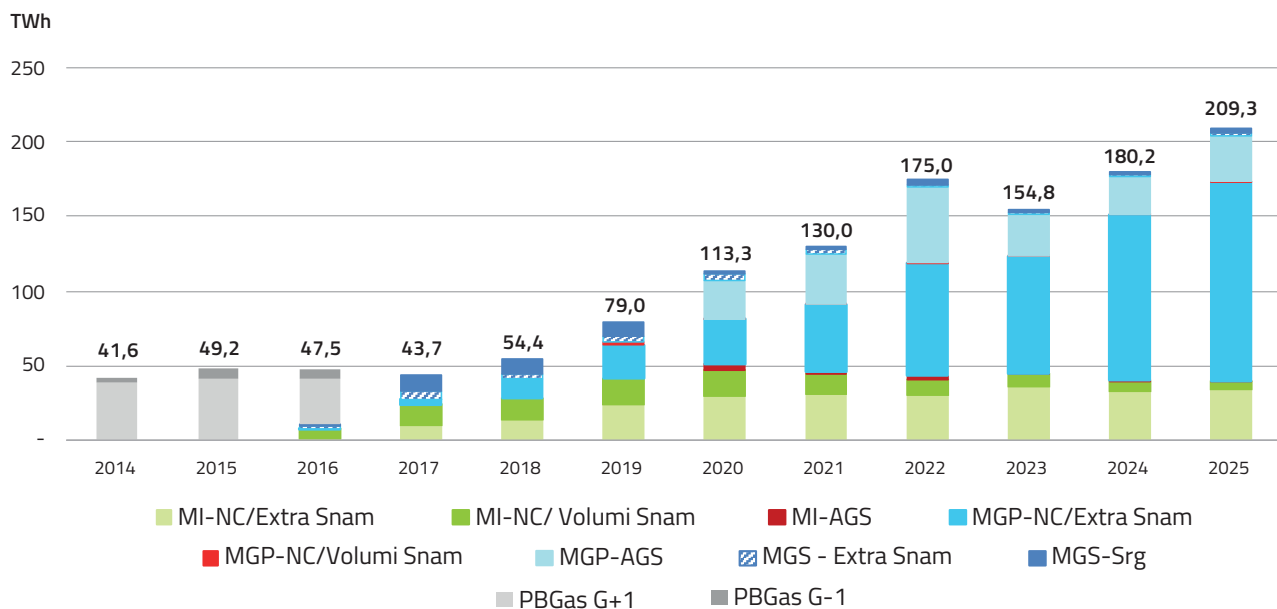
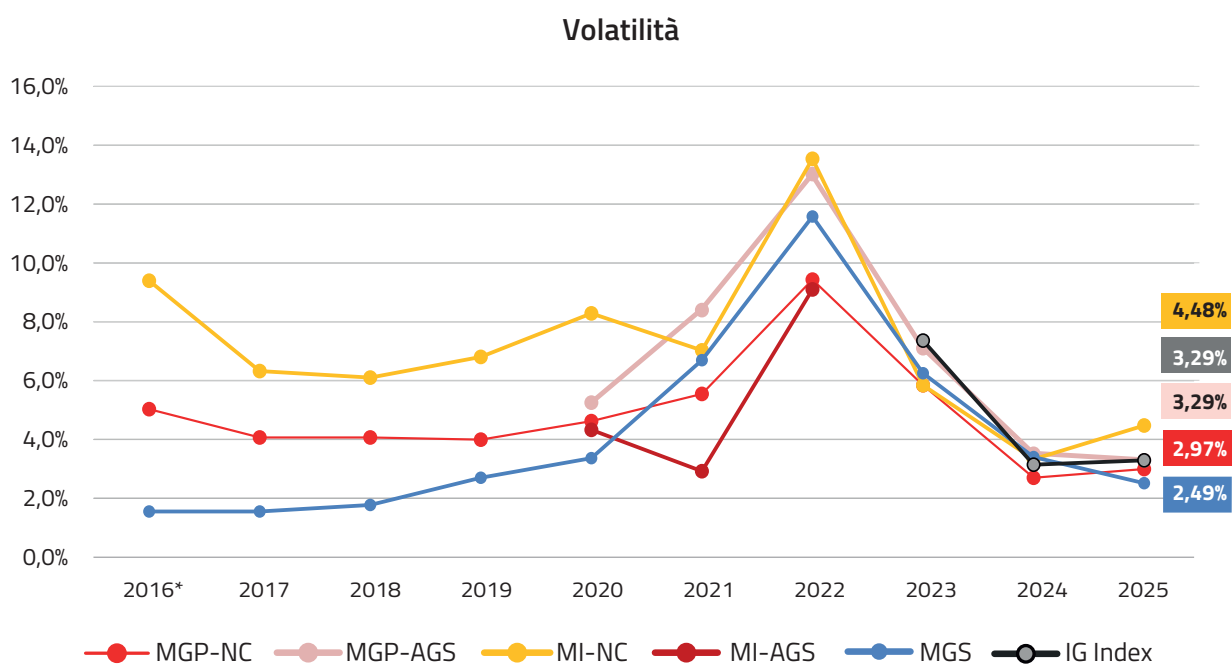
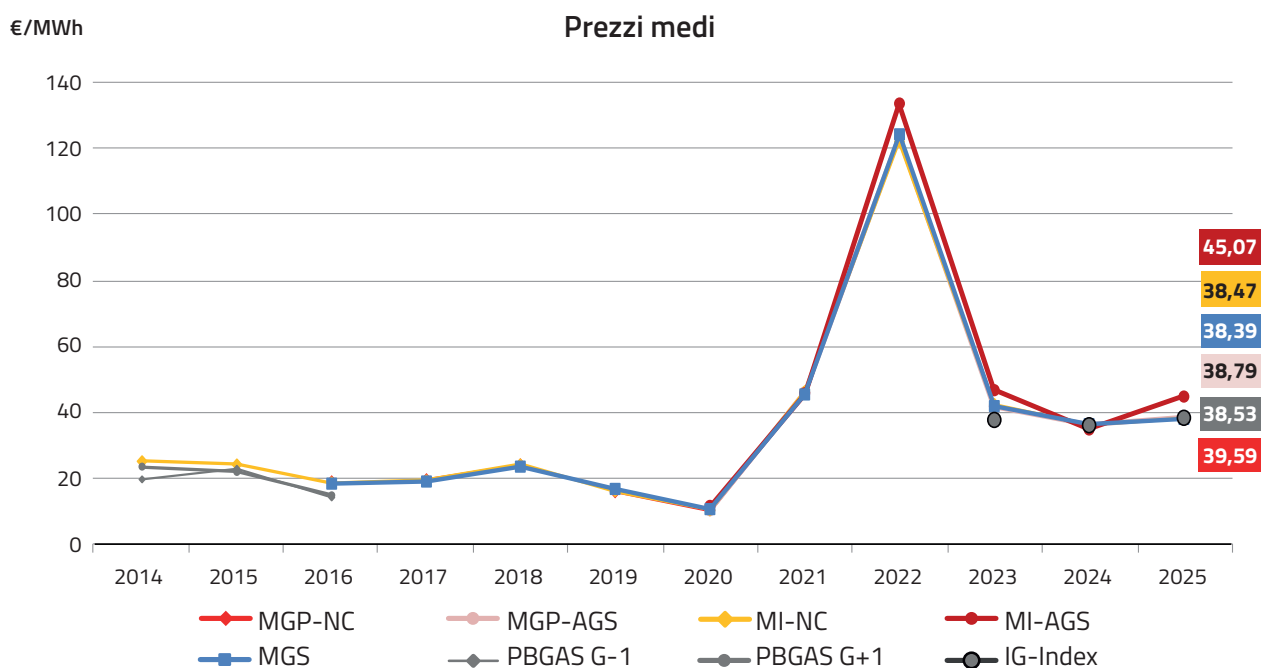
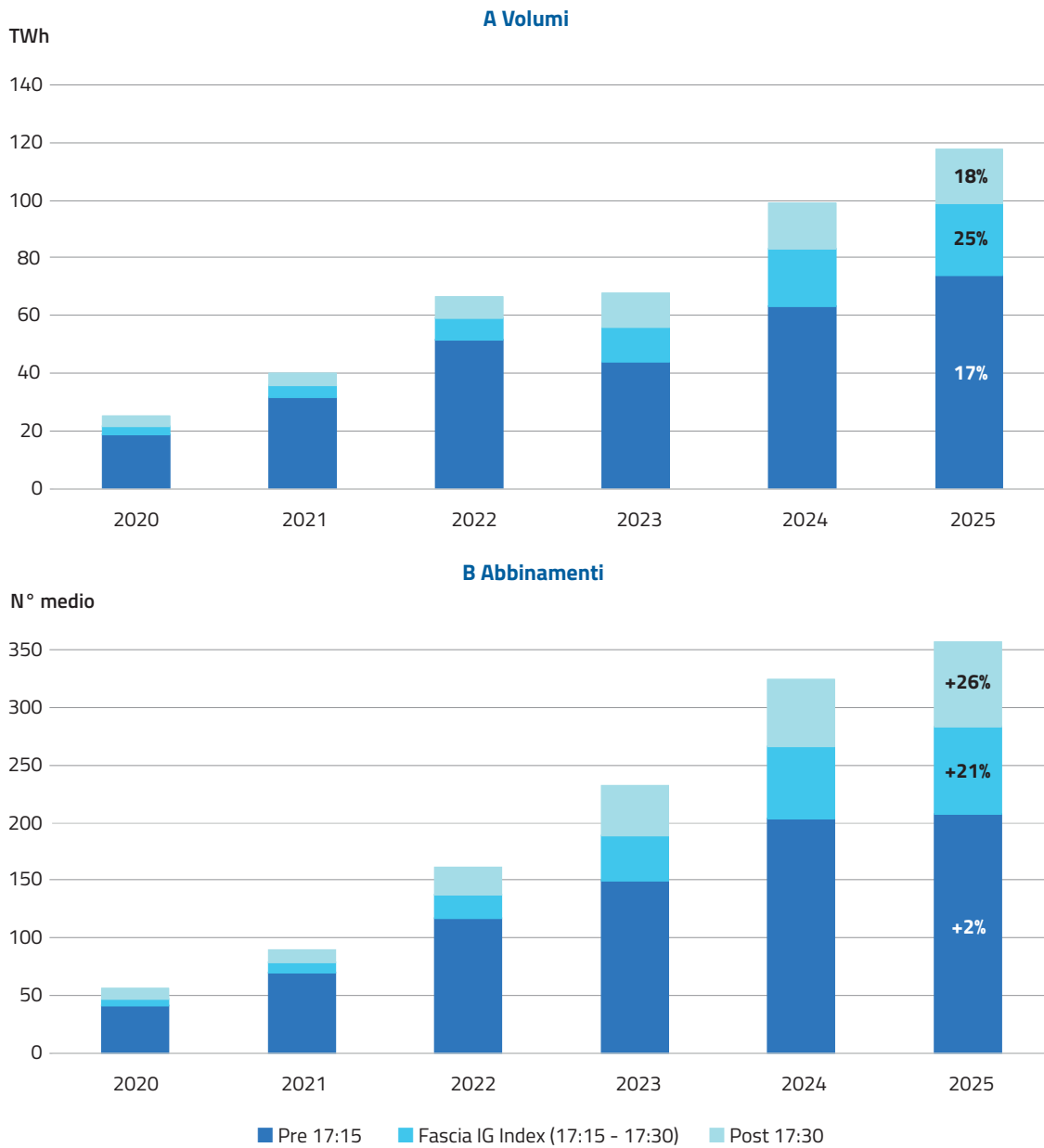


Fig. 2.2.2 | Prezzi medi e volatilità MP-Gas



*Periodo Ottobre-Dicembre

Fig. 2.2.3 | Volumi (a) e abbinamenti (b) sui prodotti sottostanti l'IG Index



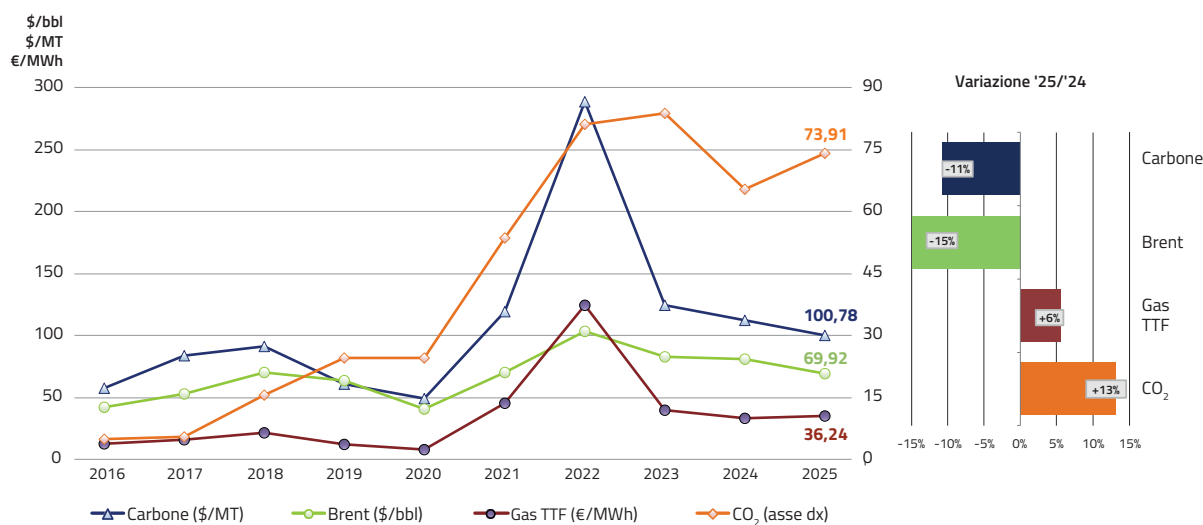
Tab. 2.2.1 | Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2025

Anno	Acquisto				Vendita			
	Numero giorni RdB	Volume medio sessione	Volume min sessione	Volume max sessione	Numero giorni RdB	Volume medio sessione	Volume min sessione	Volume max sessione
		(MWh)	(MWh)	(MWh)		(MWh)	(MWh)	(MWh)
2021	114	82,186	24	220,584	54	68,78	24	179,976
2022	64	54,26	24	200,472	97	68,213	24	280,32
2023	111	63,18	264	238,776	40	40,869	24	217,704
2024	93	61,504	72	191,784	20	27,944	120	83,472
2025	46	46,423	120	142,752	61	47,964	24	146,616

BOX 2 – I MERCATI ENERGETICI IN EUROPA

I PREZZI DELLE COMMODITIES DELL'ENERGIA. Ai minimi degli ultimi quattro anni e in deciso calo sul 2024, la quotazione del Brent è tornata sotto 70 \$/bbl (69,92 \$/bbl, -15%), mentre l'olio combustibile e il gasolio si sono attestati rispettivamente a 455,56 \$/MT (-15%) e a 669,58 \$/MT (-9%). Le dinamiche infra-annuali hanno mostrato il Brent e l'olio combustibile tendenzialmente in riduzione nel corso dell'anno, con i massimi annuali raggiunti a gennaio e i minimi a dicembre. Il gasolio, in riduzione mensile fino ad aprile, quando ha toccato il suo minimo, ha poi registrato una più intensa crescita tra giugno e luglio, risultando poi altalenante fino a dicembre. Terza riduzione annuale consecutiva anche per il carbone, sceso poco sopra 100 \$/MT (100,78 \$/MT, -11%) e meno volatile in corso d'anno (tra 107 \$/MT di gennaio e 95 \$/MT di ottobre).

Box 2 - Fig. 1 | I prezzi delle principali commodities europee dell'energia



I PREZZI DEL GAS. I consumi di gas nel 2025 aumentano sia nell'Europa nord-occidentale (1.643,3 TWh nel 2025, + 18,6 TWh), sia in Italia (641,2 TWh nel 2025, +11,4 TWh), dove l'impulso alla crescita arriva soprattutto dal settore termoelettrico.

In crescita anche l'offerta di gas in Europa: il calo delle importazioni via gasdotto risulta più che compensato dalla maggiore produzione interna e, soprattutto, dal forte aumento dei volumi GNL. In particolare, i flussi statunitensi provenienti via GNL in Europa raggiungono un massimo storico (594 TWh, +69%), a fronte di una diminuzione delle forniture russe (sia via gasdotto, sia GNL), di un aumento del GNL africano e di una sostanziale stabilità del gas proveniente dalla Norvegia. Infine, sia in Europa che in Italia, cala leggermente il livello di giacenza degli stoccaggi, risultando inferiore a quello dell'ultimo biennio. In questo contesto, nel 2025 i prezzi su tutti gli hub europei risultano in aumento sul 2024: l'IG Index italiano sale a 38,53 €/MWh e il TTF olandese a 36,24 €/MWh (entrambi +6% sul 2024). Le dinamiche infrannuali mostrano prezzi molto elevati nei primi mesi (51/53 €/MWh a febbraio, massimo annuale) e poi tendenzialmente in riduzione fino ai minimi di dicembre (28/31 €/MWh). Sempre positivo lo spread IGI-TTF nel corso dell'anno, superiore a 3 €/MWh nei mesi estivi e a dicembre, e mediamente pari a 2,29 €/MWh (+0,26 €/MWh).

I PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA. Invertono la tendenza osservata nei due anni precedenti anche i prezzi elettrici europei, tutti in crescita sul 2024. Il Pun Index italiano, sostenuto soprattutto nel primo trimestre dell'anno da elevati livelli del costo del gas, risale sui 116 €/MWh (+7%) ma riduce la distanza dai prezzi di Svizzera e Slovenia che tornano a superare 100 €/MWh (102/105 €/MWh, +15/+34%). Tasso di crescita a due cifre anche per il prezzo in Germania (89 €/MWh, +14%) che, in presenza di un calo della produzione eolica, allarga a quasi +30 €/MWh il suo differenziale da quello francese (61 €/MWh, +5%), mitigato invece da un'elevata produzione nucleare. Supera pertanto per la prima volta il 60% la quota di MTU in cui il prezzo tedesco supera quello francese. Si conferma, infine, più basso il prezzo nell'area scandinava (40 €/MWh, +10%).

2.3 I MERCATI AMBIENTALI

2.3.1. Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE)

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Nell'ambito del meccanismo di incentivazione per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica, il numero dei titoli complessivamente emessi, al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine 2025, ha raggiunto circa 76,1 milioni di tep, in aumento di 2,5 milioni di tep rispetto al 31 dicembre 2024. Il numero di titoli disponibili a fine 2025, al lordo dei titoli registrati sul conto del GSE, si è attestato a 3,8 milioni di tep, in aumento di circa 429 mila tep rispetto a fine 2024. In tale contesto, nel 2025 le negoziazioni di TEE, dopo due aumenti consecutivi, scendono a 1,78 milioni di tep sul MTEE (-2,7% sul 2024) e a 1,13 milioni di tep sulla piattaforma bilaterale (-4,3%), con una liquidità del mercato al 61% (in linea con l'anno precedente). L'analisi mensile degli scambi di mercato ha evidenziato contrattazioni medie superiori nella prima parte dell'anno relativa all'anno d'obbligo 2024 (Tab. 2.3.1, Fig. 2.3.1, Fig. 2.3.2).

I PREZZI. Nel 2025 il prezzo medio registrato sul MTEE è sceso su base annua a 247,80 €/tep (-0,3%), attestandosi mediamente sui 249 €/tep nei primi cinque mesi dell'anno relativi all'anno d'obbligo 2024 e sui 247 €/tep in quelli successivi. È calato il prezzo medio rilevato su base annua anche sulla piattaforma bilaterale che nel 2025 risulta pari a 222,29 €/tep, (-2,8%), oscillando tra 193 €/tep del mese di gennaio e giugno e 237 €/tep di febbraio e maggio. Pertanto, il differenziale annuo tra la quotazione bilaterale e quella di mercato è cresciuto a 25,52 €/tep, valore che scende, tuttavia, a circa 2,5 €/tep, considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative nel 2025 di una quota pari al 91% del totale (era al 93% nel 2024) (da Fig. 2.3.3 a Fig. 2.3.5).

2.3.2. Il Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO)

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Nel 2025 si è assistito ad una flessione delle contrattazioni sul MGO, in calo a 1,66 TWh (-17,5%) e sulle aste del GSE, scese a 7,3 TWh (-65,8%). Si confermano predominanti e in crescita, invece, le registrazioni sulla piattaforma bilaterale, pari a 75,9 TWh (+14,3%). L'analisi della struttura degli scambi cumulati fino a fine 2025 per tipologia di impianto e per periodo di produzione ha mostrato, con riferimento all'anno di produzione 2024, la prevalenza della tipologia Idroelettrico sia sul MGO (34,8%) che sulla PBGO (56,8%) e della tipologia Solare (51,5%) nelle aste di assegnazione svolte dal GSE. Con riferimento all'anno di produzione 2025, invece, la tipologia Bio è risultata prevalente sul MGO, con una quota pari al 41%, mentre sulla PBGO è la tipologia Idroelettrico a totalizzare maggiori scambi con il 55%. Sulle aste del GSE la tipologia Gas Trasporti Non Esportabile risulta la più scambiata con l'89% (Fig. 2.3.6, Fig. 2.3.7, Fig. 2.3.8).

I PREZZI. Nel 2025 il prezzo medio delle GO, indipendentemente dalle tipologie e dal periodo di produzione, ha registrato un calo su tutte le modalità di negoziazione: sul MGO a 0,26 €/MWh (-66,6%), sulla PBGO a 2,33 €/MWh (-17,4%), sulle aste del GSE a 0,18 €/MWh (-58,4%). In virtù di tali variazioni, nel 2025, lo spread tra il prezzo di mercato e quello bilaterale si attesta a -2,07 €/MWh (in linea con il 2024), valore che si porta a -2,29 €/MWh considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, pari al 91% del totale scambiato sulla PBGO. Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, indipendentemente dal periodo di produzione, sul MGO le categorie mostrano prezzi compresi tra 0,05 €/MWh della tipologia Geotermico e 0,30 €/MWh della tipologia Eolico. Sulla PBGO, invece, la tipologia Geotermico fa registrare il prezzo più alto, pari a 3,74 €/MWh, mentre la categoria Gas Trasporti

Non Esportabile quello più basso a 0,51 €/MWh. Sulle aste del GSE, infine, le categorie Gas Trasporti Non Esportabile e Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG fanno registrare il prezzo più basso (0,11 €/MWh), mentre la categoria Gas Altri usi Non Esportabile CNG e LNG, con un prezzo di 7,47 €/MWh, fa registrare la quotazione più alta. L'analisi mensile dei prezzi sul MGO ha mostrato un trend decrescente, con prezzi più elevati nel primo quadrimestre e più bassi nei mesi finali dell'anno (Fig. 2.3.9).

Tab. 2.3.1 | Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo

Anno di obbligo	Obblighi effettivi Totale Distributori	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica	Obblighi effettivi Distributori Gas	Totale cumulato per l'adempimento	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo	Delta Titoli Emessi-Obbligo	Titoli emessi Gennaio-Maggio**	Titoli disponibili a scadenza (netto conto GSE)
	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep)	(Mtep)	(Mtep)	(Mtep)	(Mtep)
2005	0,16	0,10	0,06	0,16	-			
2006	0,31	0,19	0,12	0,47	-			
2007	0,64	0,39	0,25	1,11	1,79	0,68	0,52	1,31
2008	2,20	1,20	1,00	3,31	3,73	0,42	1,14	2,62
2009	3,20	1,80	1,40	6,51	6,63	0,12	1,42	3,45
2010	4,30	2,40	1,90	10,81	9,64	-1,17	1,64	4,05
2011	5,30	3,10	2,20	16,11	14,74	-1,37	3,32	5,62
2012	6,00	3,50	2,50	22,11	20,69	-1,42	3,46	6,00
2013	5,51	3,03	2,48	27,62	28,17	0,55	4,19	7,75
2014	6,75	3,71	3,04	34,37	34,65	0,28	2,38	7,66
2015	7,75	4,26	3,49	42,12	40,04	-2,08	2,32	7,14
2016	9,51	5,23	4,28	51,63	47,57	-4,06	3,61	8,27
2017	5,34	2,39	2,95	56,97	53,62	-3,35	2,62	5,47
2018	5,57	2,49	3,08	62,54	58,72	-3,82	2,23	4,45
2019	6,20	2,77	3,43	68,74	63,83	-4,91	1,38	4,49
2020	2,84	1,27	1,57	71,58	66,07	-6,37	1,31	2,56
2021	1,00	0,45	0,55	72,58	67,83	-4,75	1,17	1,98
2022	1,68	0,75	0,93	74,26	70,23	-4,03	1,22	2,11
2023	2,35	1,05	1,30	76,61	72,69	-3,92	1,01	1,96
2024	2,42	1,08	1,34	79,03	74,96	-4,07	1,37	1,80
2025	1,38	0,86	0,52	80,41	76,47*	-3,94	0,39*	2,26*

* Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2025.

** Numero titoli emessi nel periodo compreso tra gennaio e maggio di ciascun anno d'obbligo.

Fig. 2.3.1 | Titoli disponibili e obblighi

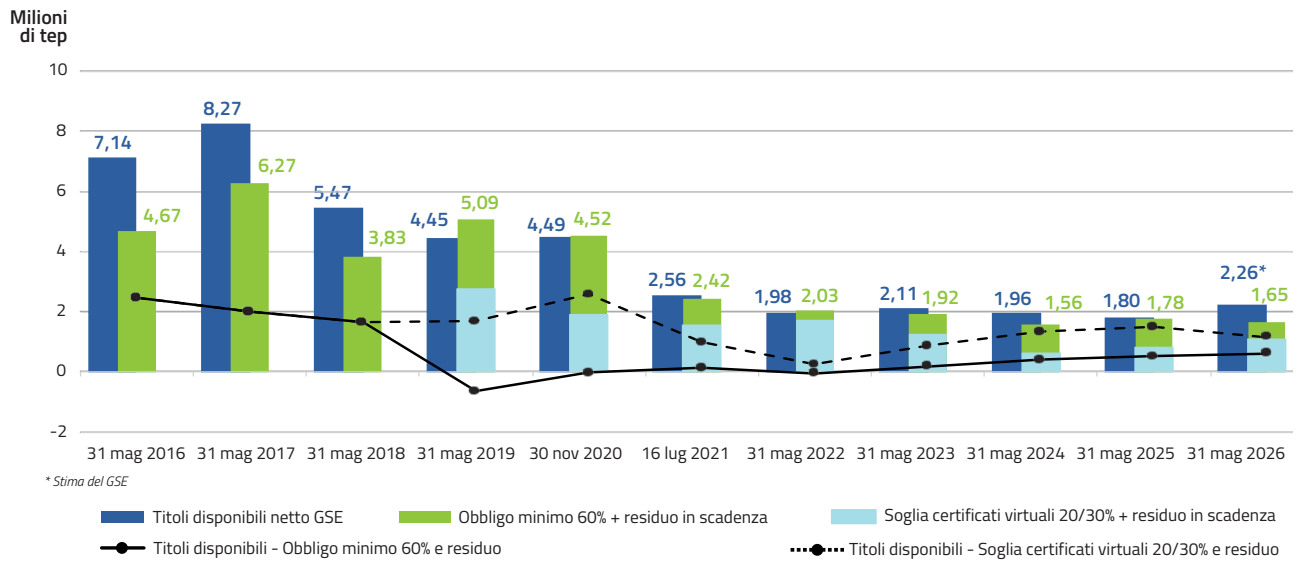


Fig. 2.3.2 | Volumi scambiati TEE

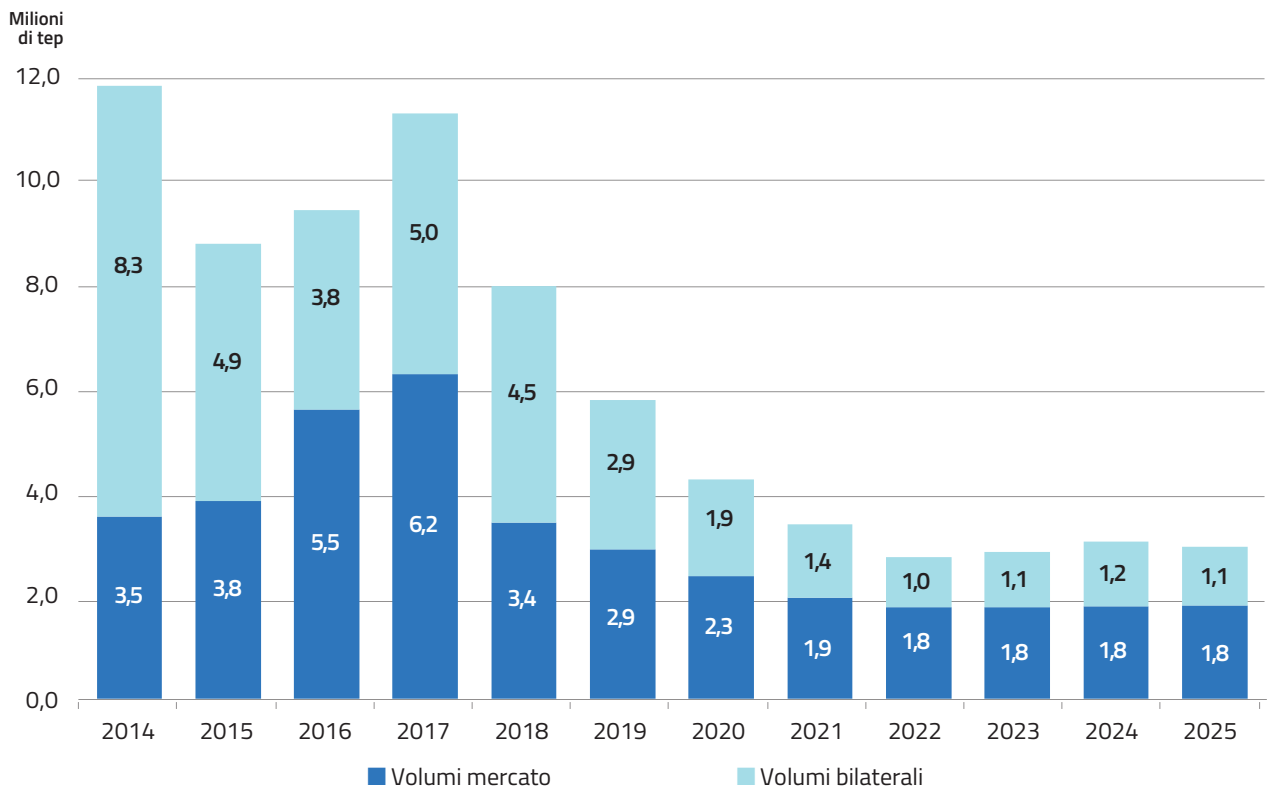


Fig. 2.3.3 | Prezzi TEE. Media annua

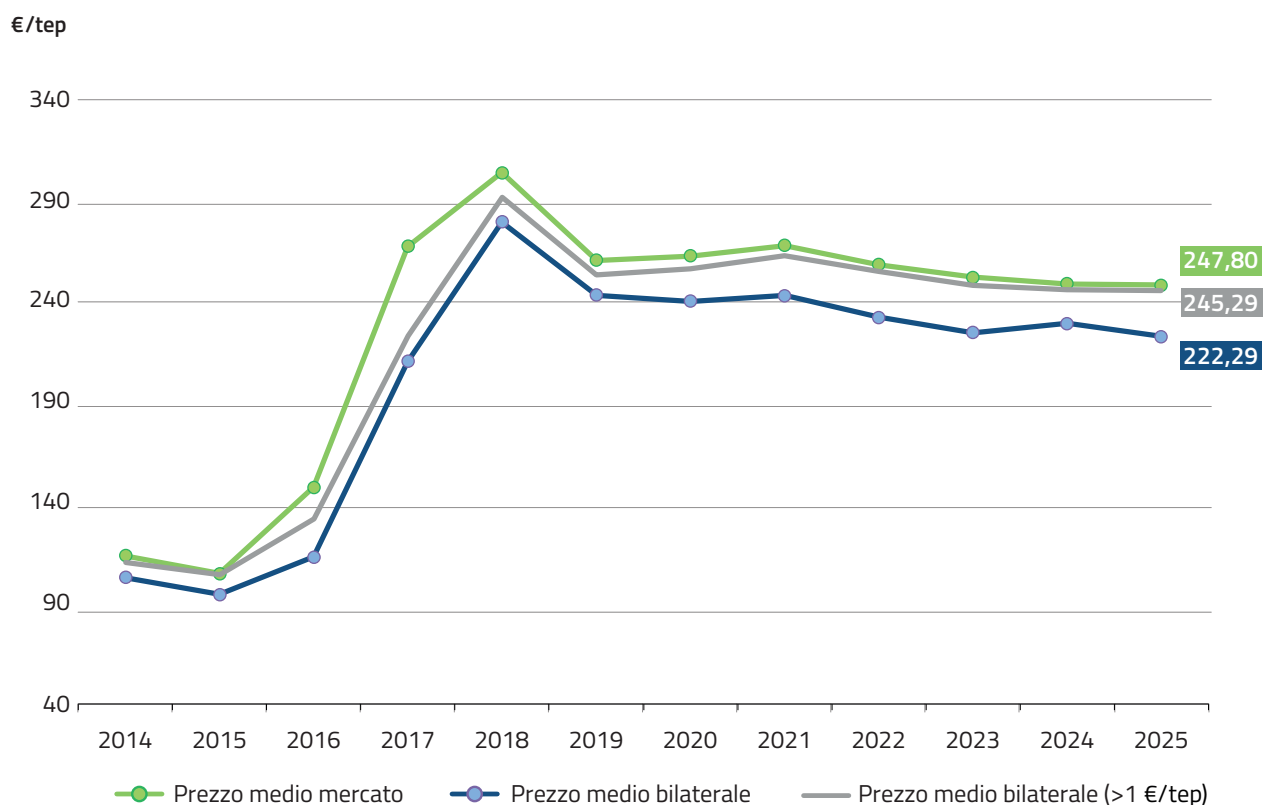


Fig. 2.3.4 | Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2025

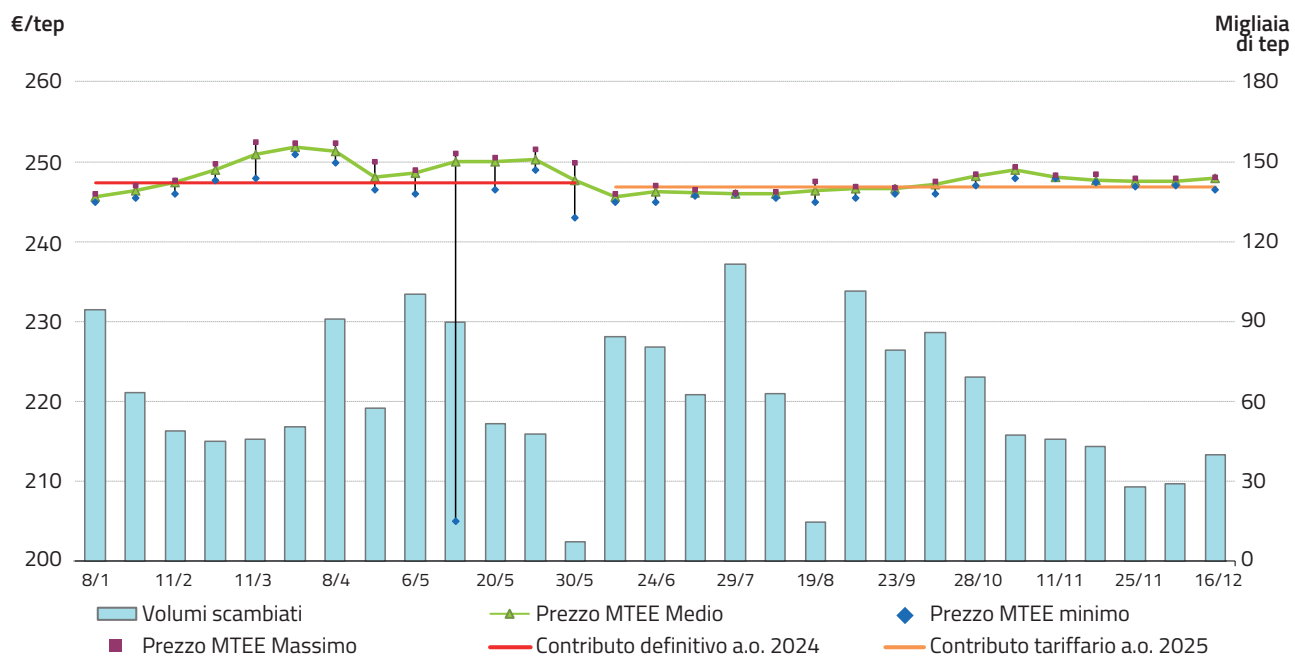
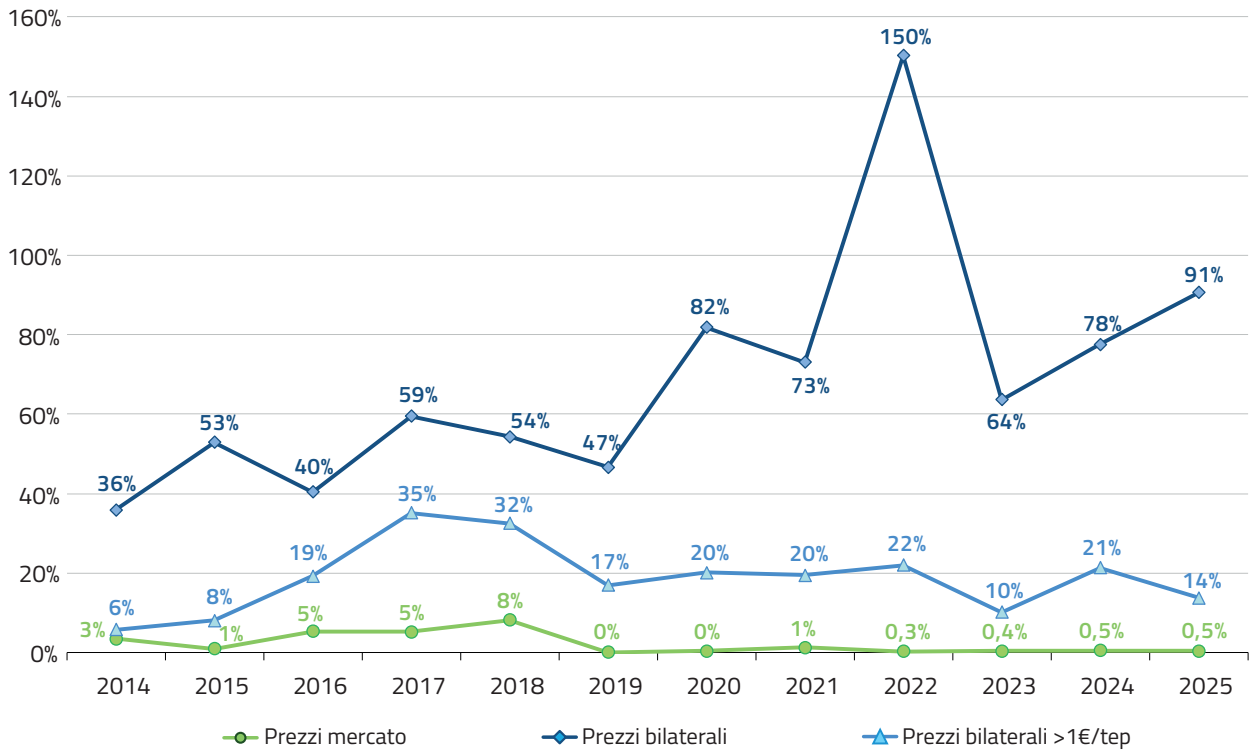


Fig. 2.3.5 | Volatilità dei prezzi TEE



* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Fig. 2.3.6 | Volumi scambiati GO

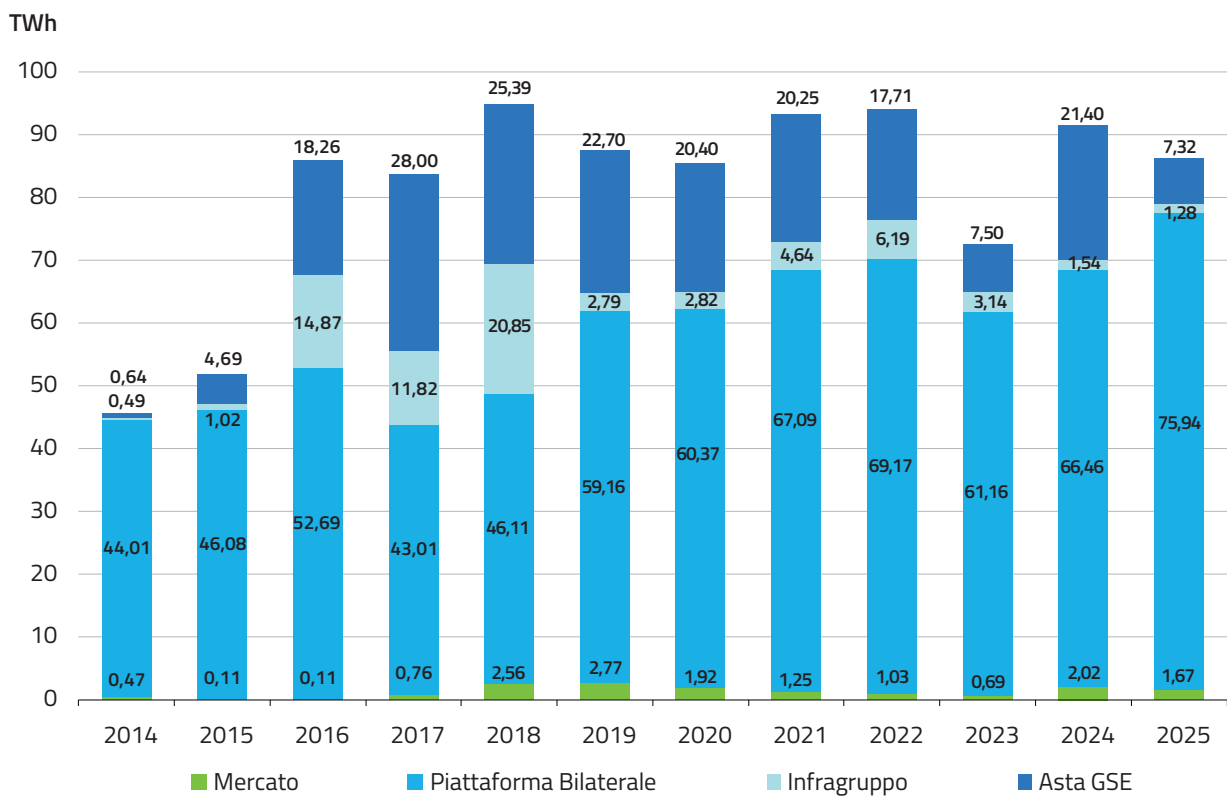


Fig. 2.3.7 | Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

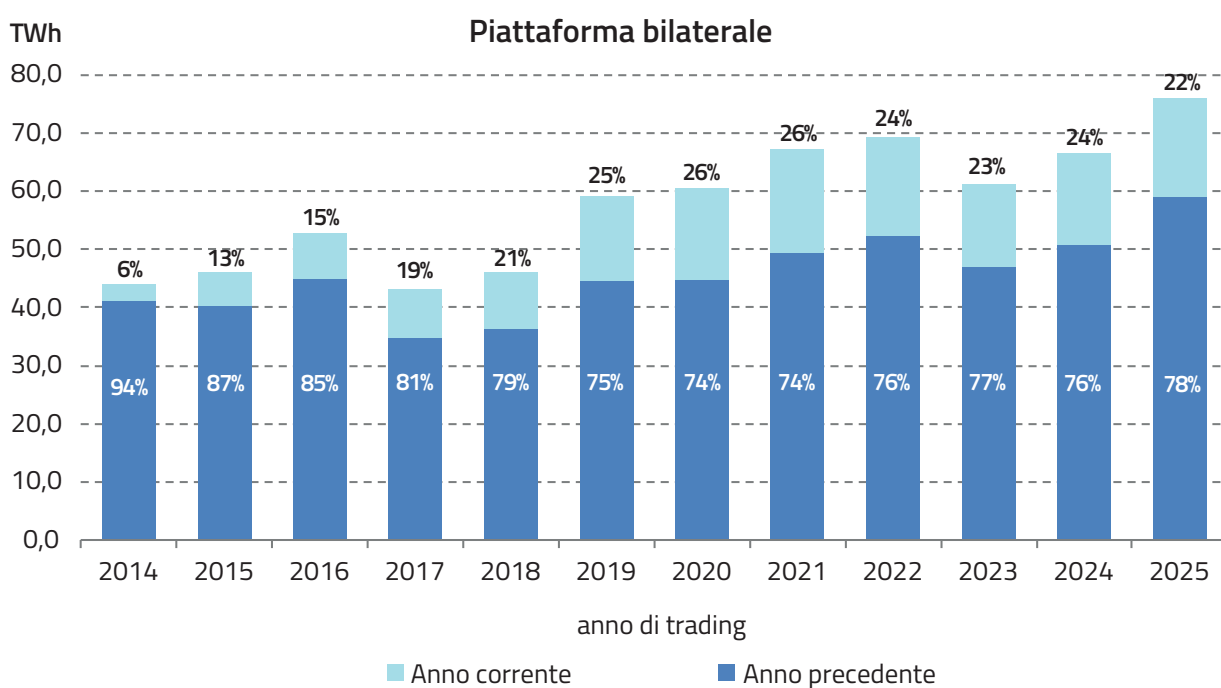
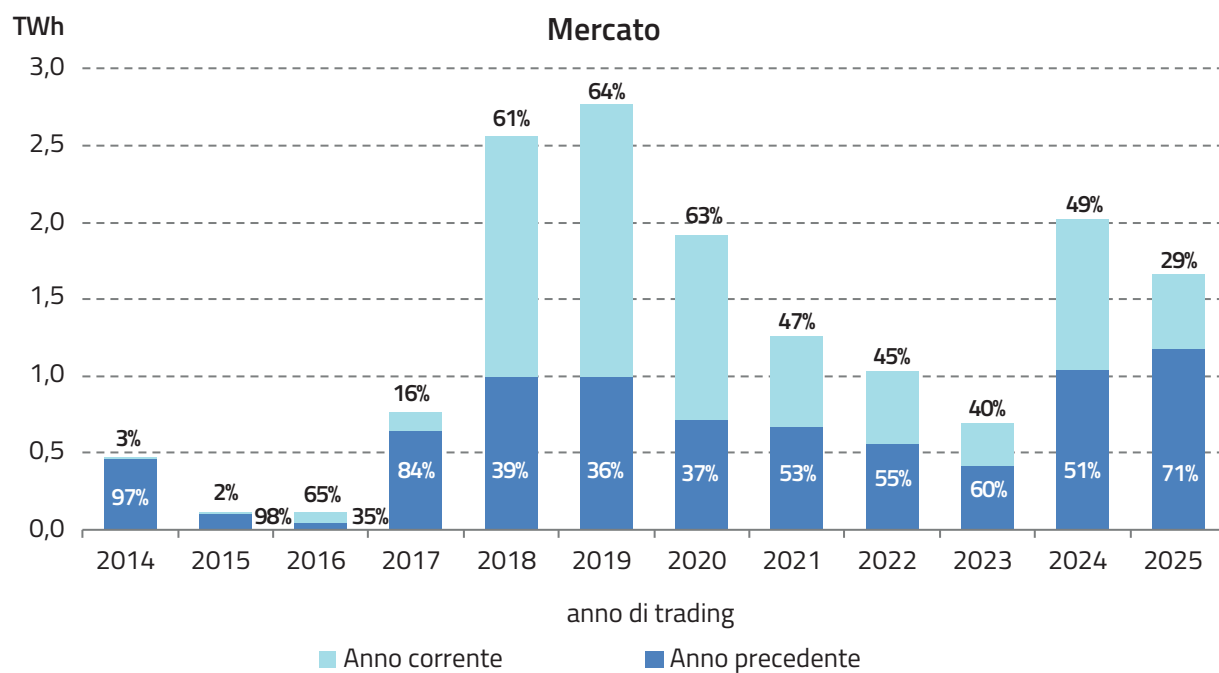
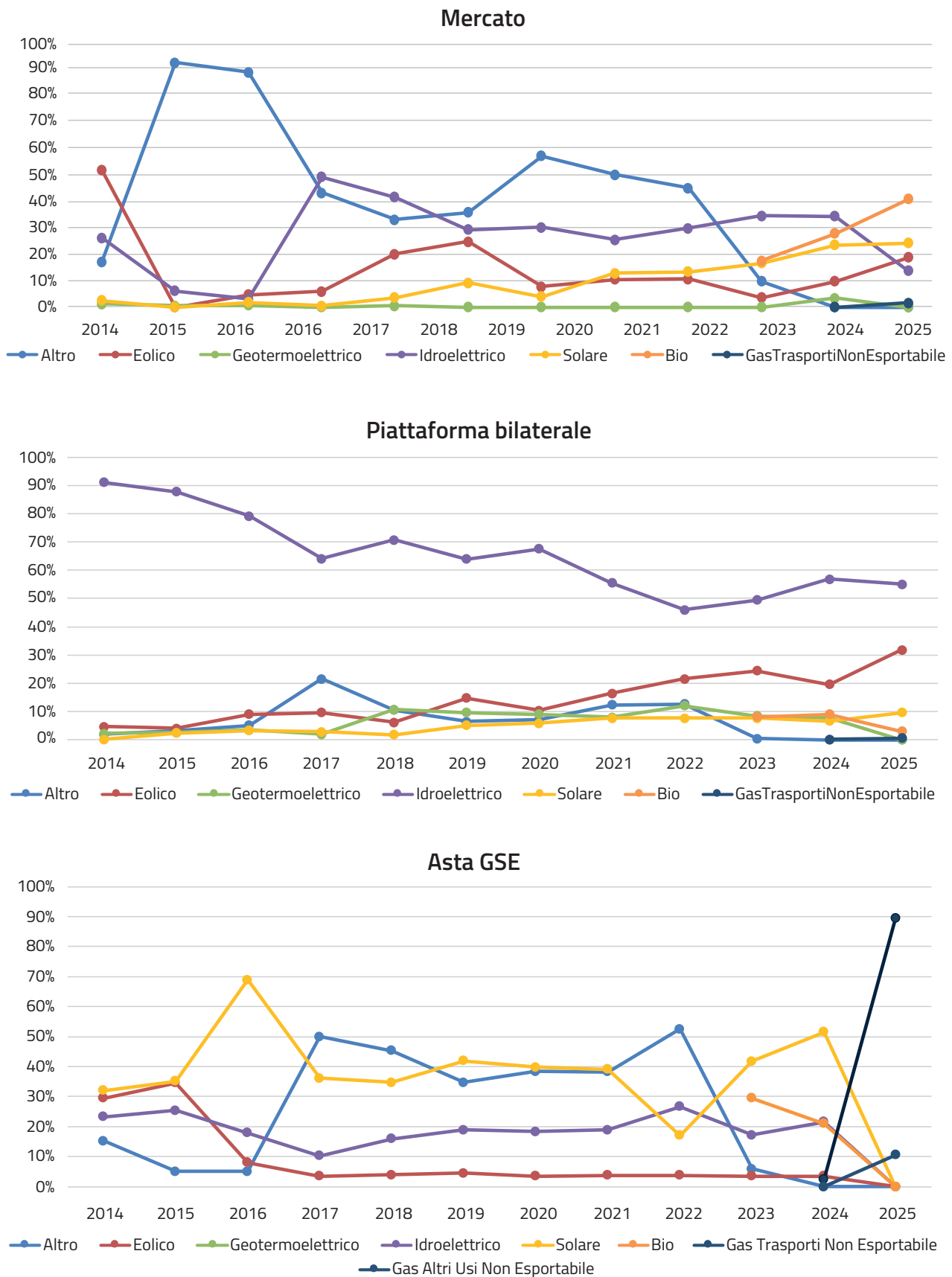
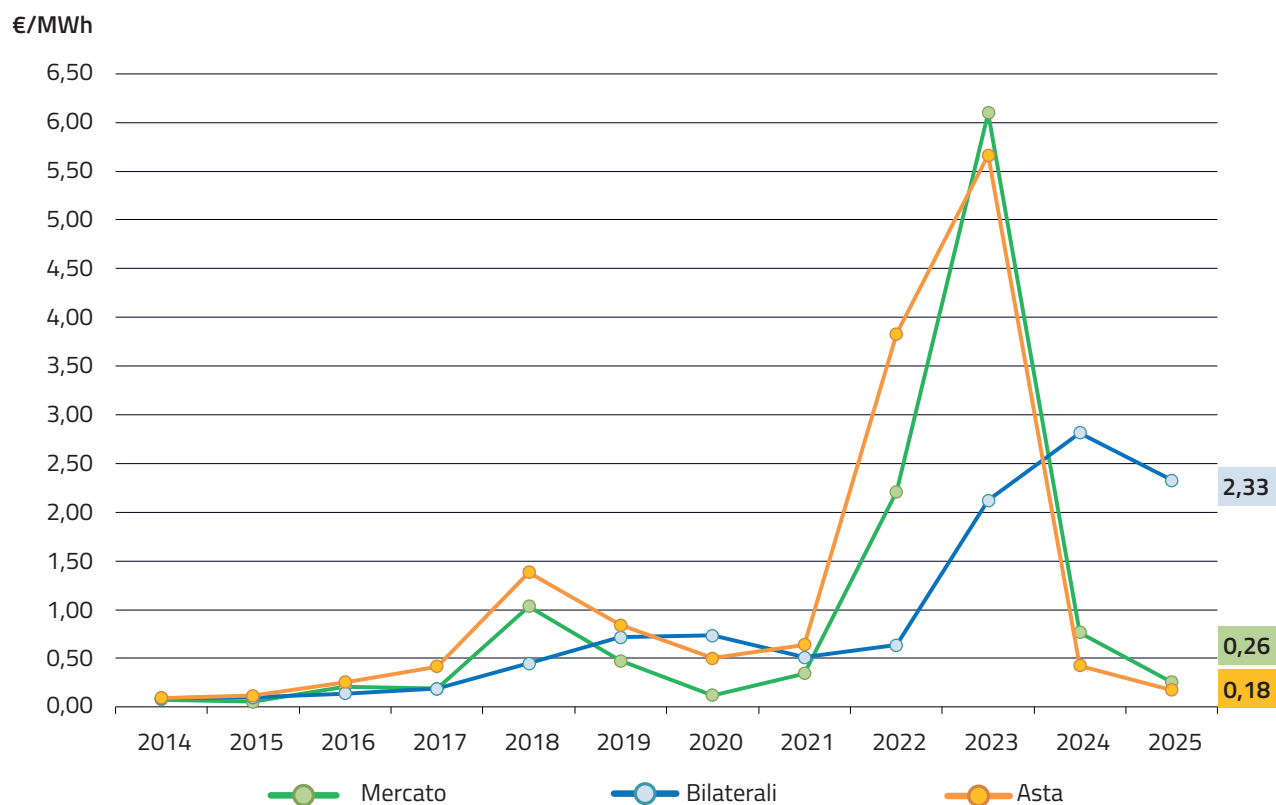


Fig. 2.3.8 | Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione¹⁷



¹⁷ I dati sono calcolati al 31/12/2025.

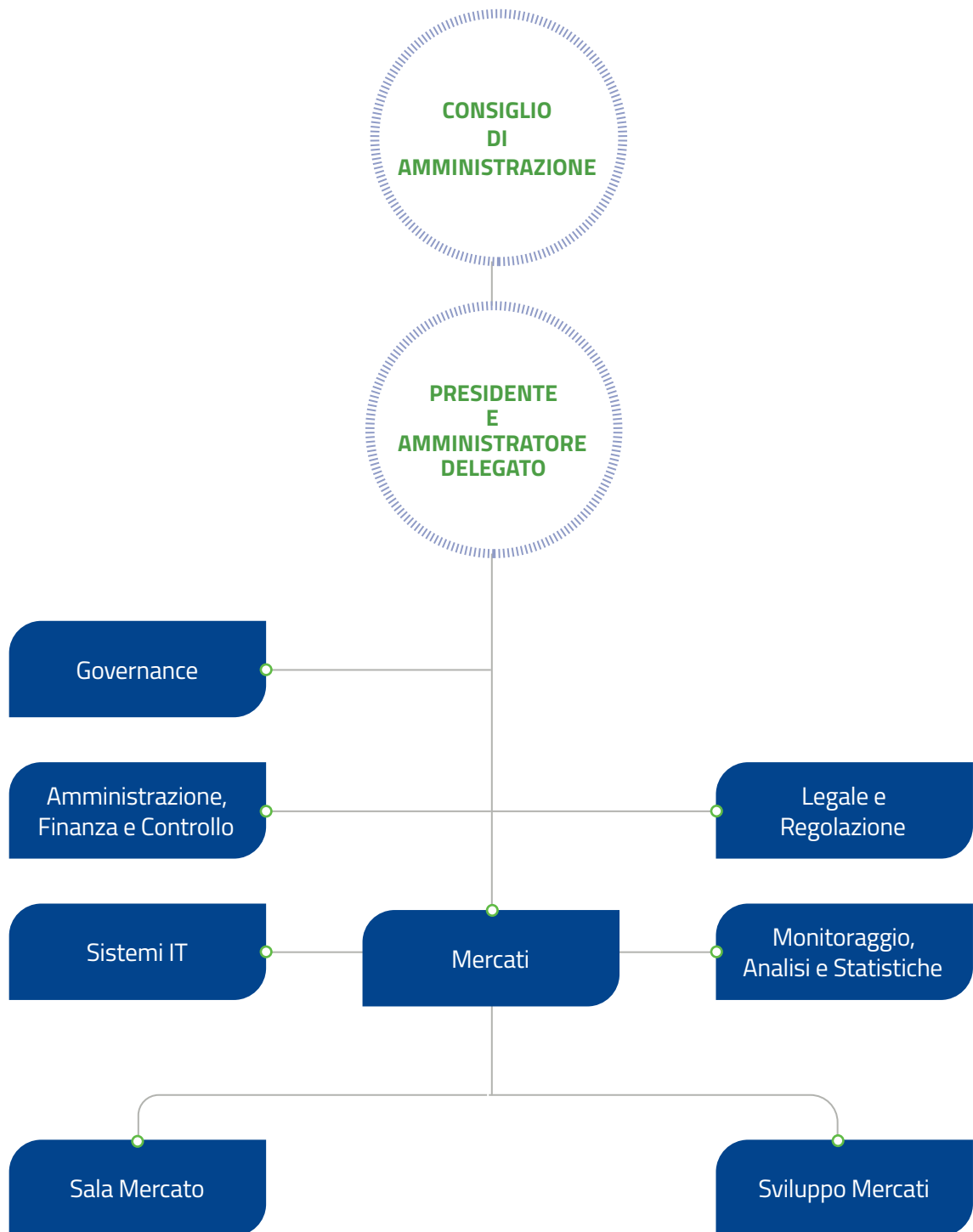
Fig. 2.3.9 | Prezzi GO. Media annua



Appendice 1

Organigramma GME





Appendice 2

Regole dei mercati



Regole dei mercati

ELETTRICO

	MERCATO ELETTRICO		PCE	PPA	MERCATO DELLA FLESSIBILITÀ
	MPE	MTE			MLT-FLEX
Partecipazione	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni (*)	Necessaria titolarità di un punto di offerta per operare	Necessaria titolarità di un conto energia per operare	Ammessi solo gli utenti del dispacciamento e soggetti da loro delegati	Utenti abilitati	Utenti abilitati
Prodotto scambiato	Orari MGP: 1-24 MI-A1: 1-24 MI-A2: 1-24 MI-A3: 13-24 XBID: 1-24 MPEG Giornalieri (con profilo baseload e peakload)	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	Contratti OTC	Contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine	Annuali, Trimestrali, Mensili, Giornalieri con oggetto servizi ancillari locali di flessibilità
Modalità di contrattazione	Asta su MGP, MI e MSD Contrattazione continua su XBID, MPEG	Contrattazione continua	Contrattazione bilaterale	Asta (Energy Release)	Asta
Regola di prezzo	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid su XBID, MPEG e MSD	Pay as bid	N/A	N/A	Pay as bid
Garanzie	Fideiussione e/o deposito in contanti		Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	N/A	Nessuna garanzia
Controparte centrale	GME sul MGP, MI e MPEG Terna sul MSD	GME	GME (solo per i CCT)	N/A	GME
Pagamenti	W+1 (dal 1° dicembre 2016) per MGP e MI M+2 per MPEG	M+2	W+1 (dal 1° dicembre 2016)	N/A	M+1 per l'energia oggetto di movimentazione M per la quantità di potenza effettivamente messa a disposizione

* I requisiti di ammissione ai mercati sono indicati nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati.

GAS

	MERCATO DEL GAS				PGAS			PAR
	MGP-GAS MI-GAS	MGS	MPL	MT-GAS	Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote	
Partecipazione	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni *	Necessario essere utente del PSV per operare	Necessario essere utente del PSV e dei servizi di stoccaggio per operare	Necessario essere utente del PSV e avere titolo ad offrire presso i punti di offerta della rete di trasposto per operare	Necessario essere utente del PSV per operare	Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le quote di import	Utenti del PSV che siano soggetti aderenti al servizio di stoccaggio virtuale	Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le aliquote	Utenti abilitati presso il Terminale di rigassificazione
Prodotto scambiato	Giornalieri	Giornalieri	Giornalieri	BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)	Mensili, Annuali Termici	Mensili, Semestrali	Mensili	Capacità annuale e pluriennale Capacità in corso di anno termico; Capacità residuale anno termico, Capacità di rigassificazione non più conferibile in asta
Modalità di contrattazione	Contrattazione continua/Asta (AGS)	Asta	Asta	Contrattazione continua	Negoziazione continua	Negoziazione continua	Asta	Asta/FCFS
Regola di prezzo	Pay as bid/ Prezzo marginale (AGS)	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid	Prezzo marginale	Pay as bid/Prezzo marginale
Garanzie	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	N/A
Controparte centrale	GME	GME (dal 1° aprile 2017)	GME (dal 1° aprile 2017)	GME	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	Terminale di rigassificazione
Pagamenti	W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Terminale di rigassificazione

* I requisiti di ammissione ai mercati sono indicati nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati.

AMBIENTE

	MTEE	MGO	MCIC	BAGO
Partecipazione	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni *	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei TEE per la negoziazione sul MTEE	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro delle GO per la negoziazione sul MGO	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei CIC	Utenti abilitati
Prodotto scambiato	Unico book di negoziazione per tipologia unificata (1 tep)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)	Certificato per tipologia di fonte (1 CIC)	
Modalità di contrattazione	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione bilaterale
Regola di prezzo	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid	N/A
Garanzie	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	
Controparte centrale	GME	GME	GME	
Pagamenti	D+3	D+3	D+3	

* I requisiti di ammissione ai mercati sono indicati nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati.

Appendice 3

Dati statistici



Tab. 1 | Volumi scambiati

TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Var. 25/24
MERCATI ELETTRICI													
MGP	281,98	287,13	289,70	292,20	295,56	295,83	280,18	290,40	289,17	277,97	283,93	286,21	+0,8%
Borsa	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	221,28	210,91	209,91	226,80	234,44	+3,4%
Bilaterale	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	69,12	78,27	68,05	57,13	51,77	-9,4%
MI	22,79	24,92	28,01	25,35	25,38	26,37	24,91	26,04	25,97	29,11	35,40	37,19	+5,0%
MI-A1								4,01	13,92	14,36	15,06	16,02	+6,4%
MI-A2								1,47	5,42	5,30	5,86	7,11	+21,3%
MI-A3								0,67	2,58	2,65	2,98	3,19	+7,2%
XBID								0,73	4,04	6,80	11,51	10,87	-5,5%
MI1	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	9,19					
MI2	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	3,10					
MI3	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	2,72					
MI4	2,09	1,22	1,20	0,78	0,93	1,20	1,34	1,07					
MI5		2,24	2,31	1,12	1,15	1,40	1,31	1,10					
MI6				1,47	1,59	1,82	1,96	1,47					
MI7				0,34	0,48	0,61	0,68	0,49					
MTE	32,27	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	0,13	0,08	1,09	+1186,6%
Borsa	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	0,03			-
OTC clearing	13,87	-	-	-	-	-	-	-	-	0,11	0,08	1,09	+1186,6%
MPEG			0,00	3,93	3,16	0,70	0,72	0,29	0,15	0,55	0,75	0,30	-60,6%
PCE *	345,72	354,47	342,14	302,83	311,57	291,74	265,14	232,22	249,72	227,39	195,32	207,17	+6,1%
MERCATI DEL GAS													
MGAS	0,10	1,01	10,69	43,92	55,16	82,17	113,79	129,99	175,01	154,75	180,18	209,34	+16,2%
MGP-NC	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	30,08	45,40	75,64	78,74	111,15	133,86	+20,4%
MGP-AGS							25,72	33,79	51,11	28,19	25,31	30,55	+20,7%
MI-NC	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	46,70	44,09	40,53	44,39	39,20	38,88	-0,8%
MI-AGS							4,36	1,61	2,60	0,16	1,01	0,62	-38,3%
MGS			3,27	16,63	13,50	13,37	6,45	5,08	5,13	3,27	3,52	5,43	+54,3%
MPL		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MTGAS	-	-	-	0,19	0,79	3,19	0,48	0,02	-	-	-	-	
PB-GAS	41,52	48,19	36,79										
Comparto G+1	38,58	40,86	30,57										
Comparto G-1	2,94	7,33	6,22										
P-GAS	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	0,63	0,96	0,83	-13,8%
Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ex d.lgs. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Royalties	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	0,63	0,96	0,83	-13,8%
MERCATI AMBIENTALI													
CV	43,05	36,78	9,23										
Borsa	8,20	6,95	1,26										
Bilaterale	34,85	29,84	7,98										
TEE	62,88	46,67	50,15	60,04	42,30	30,60	22,48	17,87	14,52	15,05	16,10	15,57	-3,3%
Borsa	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	12,55	10,32	9,36	9,40	9,79	9,53	-2,7%
Bilaterale	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	9,93	7,55	5,16	5,65	6,31	6,04	-4,3%
GO	44,48	46,18	52,80	43,77	48,67	61,93	62,29	68,35	70,21	61,86	68,48	77,60	+13,3%
Borsa	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	1,92	1,25	1,03	0,69	2,02	1,67	-17,5%
Bilaterale	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	60,37	67,09	69,17	61,16	66,46	75,94	+14,3%
MCIC **							421	-	-	-	-	-	-

* Contratti registrati su PCE per anno di negoziazione, al netto dei contratti relativi a MTE (inclusi gli OTC clearing) e a CDE

** Il dato è espresso in numero di CIC.

Tab. 2 | Operatori iscritti

N. operatori iscritti*	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Var. 25/24
MERCATI ELETTRICI														
IPEX	223	254	264	245	258	269	282	280	278	313	350	376	399	+23
PCE	287	317	321	321	331	332	350	345	352	371	388	417	445	+28
MERCATI DEL GAS														
MGAS	66	71	88	158	179	186	201	207	227	305	355	388	384	-4
PB-GAS	74	86	96	107										
P-GAS	77	78	80	86	85	85	80	80	81	81	80	80	69	-11
MERCATI AMBIENTALI														
MCV **	852	901	908	911										
PBCV **	1.381	1.466	1.509	1.509										
MTEE	588	838	1.055	1.281	1.499	1.558	1.623	1.673	1.730	1.764	1.816	1.854	1.891	+37
Registro TEE	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	2.529	2.643	2.714	2.828	2.908	2.975	+67
MGO	262	291	299	325	396	469	651	709	739	781	861	1.004	1.067	+63
PBGO	324	359	374	405	509	713	1.022	1.225	1.400	1.511	1.679	1.928	2.140	+212
MCIC								19	26	28	28	32	34	+2

* Il numero degli operatori iscritti si riferisce al dato calcolato al 31/12 di ogni anno.

** Il numero degli operatori iscritti per l'anno 2016 si riferisce al dato calcolato al 30/06.



RELAZIONE ANNUALE 2025

RELAZIONE ANNUALE 2025



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124

00197 Roma - Italia

Tel +39 06 8012 1

E-mail info@mercatoelettrico.org

www.mercatoelettrico.org