

RELAZIONE ANNUALE 2024





RELAZIONE ANNUALE 2024

EXECUTIVE SUMMARY

Il contesto energetico e i mercati del GME

Dopo due anni dall'avvio del conflitto russo-ucraino lo scenario geopolitico europeo, e in particolar modo quello energetico, sono fortemente scossi. Il quadro osservato nel 2024 mostra infatti sistemi energetici caratterizzati da una domanda ancora debole e da dinamiche di prezzo cross-commodities che si confermano fortemente interdipendenti.

In tale contesto, il mercato integrato energetico europeo ha continuato a dimostrare una significativa capacità di reazione e adattamento alle situazioni contingenti, permettendo ai vari mercati power e gas di continuare a svolgere efficacemente la loro funzione, garantendo - e misurando attraverso i prezzi - l'equilibrio tra domanda e offerta.

In Italia nel 2024 i mercati gestiti dal GME hanno registrato un nuovo significativo incremento della loro liquidità, fenomeno che ha ulteriormente rafforzato la rappresentatività degli indici di prezzo calcolati dallo stesso GME rispettivamente in ambito power (PUN Index GME) e in ambito gas (IG Index GME). Nel settore elettrico, infatti, i volumi scambiati direttamente sulla borsa del GME sono saliti ai massimi storici, per effetto dell'incremento registrato sul MGP (226,8 TWh) e sul MI (35,4 TWh), quest'ultimo contestuale all'avvio del coupling col resto d'Europa nella contrattazione in asta e al forte aumento degli scambi nella contrattazione continua (MI-XBID). In tema di transizione energetica, particolarmente incoraggiante è apparso il segnale fornito dalla nuova crescita delle vendite di energia prodotta dagli impianti rinnovabili, al livello più alto di sempre nel MGP, per effetto soprattutto della maggiore disponibilità idroelettrica. In tale contesto il PUN Index GME, è sceso sul livello minimo dell'ultimo quadriennio, in linea col resto d'Europa. Con riferimento al settore gas, il 2024 ha rappresentato l'anno del definitivo passaggio dei mercati gestiti dal GME a una condizione di strutturale maturità che ne ha rafforzato il ruolo e la rappresentatività, portandoli ad assumere una funzione nevralgica all'interno del sistema nazionale, sia nella capacità di fornire segnali di prezzo affidabili, sia nel garantire adeguato supporto a Snam e agli operatori nelle rispettive finalità di bilanciamento. Anche tali mercati hanno sperimentato una positiva e solida evoluzione della liquidità che, al culmine di un trend pluriennale, ha prodotto una crescita al massimo storico delle quantità scambiate, del numero di operatori attivi e delle transazioni registrate.

Proprio l'aumento dei volumi e della competitività dei mercati del gas, ha favorito l'accreditamento dell'IG Index GME, l'indice market-based introdotto dal GME nel 2023, quale autorevole riferimento di prezzo per il gas negoziato in Italia, considerazione avvalorata anche dall'analisi delle sue dinamiche, risultate in piena sintonia con l'andamento delle altre principali quotazioni europee.

Benefici ulteriori e non secondari della maggiore liquidità dei mercati del gas si sono riscontrati anche sul funzionamento del meccanismo di bilanciamento del sistema gas. La crescita dei volumi sui mercati del GME, infatti, ha garantito agli operatori un bacino più ampio per il reperimento delle risorse necessarie alla gestione del proprio bilanciamento e delle proprie attività commerciali, agevolando al contempo l'operatività di Snam. In virtù di ciò, il sistema nel 2024 è risultato mediamente poco sbilanciato e gli interventi di Snam sul mercato circoscritti sia in termini di frequenza, che di volumi, a vantaggio di prezzi di sbilanciamento sempre più spesso determinati unicamente dagli abbinamenti tra operatori.

Il GME e il futuro dei mercati energetici

Nel corso del 2024 in ambito nazionale, il GME è stato particolarmente impegnato nell'espletamento delle attività regolatorie e informatiche atte a garantire l'adeguamento e l'implementazione del nuovo disegno del mercato elettrico italiano previsto dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), a seguito delle quali, a partire dal 1° gennaio 2025, hanno trovato applicazione tra l'altro, il periodo di settlement degli sbilanciamenti a 15 minuti, l'articolazione dei mercati dell'energia e della piattaforma di nomina con separazione fra programmi e posizione commerciale per le singole unità, e, infine, la possibilità di utilizzo dei prodotti a blocchi sul MGP e sul MI-A, quali nuovi strumenti di flessibilità messi a disposizione degli operatori per la gestione delle proprie offerte sui mercati.

Contestualmente, sempre nell'ambito del mercato elettrico, il GME ha completato le attività necessarie a garantire sul MGP il superamento del prezzo unico nazionale valorizzando le offerte di acquisto ai prezzi zonali. Con il superamento del prezzo unico nazionale, pertanto il GME, in attuazione di quanto stabilito dal DM MASE 151/2024 e dalla Deliberazione ARERA 304/2024/R/EEL, a partire dal 1° gennaio 2025 ha aggiornato il metodo di calcolo del PUN Index GME che mantiene in ogni caso la sua funzione di indice di riferimento del mercato elettrico italiano, nonché le ulteriori finalità per le quali lo stesso è utilizzato nell'ambito della Disciplina ME e del Regolamento PCE.

In ambito europeo, nel 2024 il GME ha lavorato per garantire, congiuntamente con gli altri NEMO, l'avvio operativo delle aste implicite paneuropee (IDA), introdotte nel mercato infragiornaliero dell'energia elettrica il 13 giugno 2024, in attuazione di quanto previsto dal Regolamento CACM e dalla decisione 01/2019 dell'ACER, al fine di garantire l'efficiente allocazione delle capacità d'interconnessione e dei relativi flussi di energia a livello comunitario, contribuendo a un ulteriore rafforzamento del processo di integrazione tra mercati UE.

Infine, il GME ha avuto parte attiva, negli ambiti di propria competenza, anche nel processo di transizione energetica verso sistemi elettrici connotati dal progressivo e crescente impiego delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e delle smart grid, completando il disegno del Mercato Locale della Flessibilità (MLF) con l'avvio operativo del mercato a pronti MLP-Flex, affiancato al già attivo mercato a termine MLT-Flex.

Nel corso del 2025, il GME sarà particolarmente impegnato nell'implementazione dello sviluppo del Mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (Mercato dei PPA) il cui quadro normativo di riferimento è stato recentemente completato con il Decreto legge n. 208 del 31/12/2024 convertito con Legge n.20 del 28/02/2025.

Come indicato, il settore energetico in Europa, con le sue complessità sta vivendo una nuova fase di sfide. Tali sfide non possono prescindere dall'esperienza che il GME nell'esercizio del proprio ruolo di gestore dei mercati energetici designato in Italia, in coordinamento con i TSO e i NEMO europei, mette a disposizione delle istituzioni nazionali e internazionali, perseguendo con serietà e lungimiranza l'obiettivo comune di integrazione sinergica dei mercati energetici.

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
2.1.2.	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	30
2.1.3.	Altri mercati elettrici	34
2.2.	I mercati del gas	37
2.2.1.	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-Gas)	37
2.2.2.	Altri mercati del gas	38
	BOX - I MERCATI ENERGETICI IN EUROPA	41
2.3.	I mercati ambientali	42
2.3.1.	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE)	42
2.3.2.	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO)	42
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	51
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	55
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	61

INDICE DELLE FIGURE

1. LA SOCIETÀ

Fig. 1.1 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2024	12
Fig. 1.2 - Operatori iscritti ai mercati del GME	13
Fig. 1.3 - Andamento dei volumi per settore	13
Fig. 1.4 - Progetti Internazionali	14

2. I MERCATI DEL GME

2.1 I mercati elettrici

Fig. 2.1.1 - Liquidità del MGP	22
Fig. 2.1.2 - Offerta sul MGP	24
Fig. 2.1.3 - Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2023-2024	24
Fig. 2.1.4 - Indicatori di competitività	25
Fig. 2.1.5 - Andamento del PUN Index GME e delle sue determinanti	25
Fig. 2.1.6 - PUN Index GME per gruppi di ore. Media annua	26
Fig. 2.1.7 - Prezzi zonal su MGP. Media annua	26
Fig. 2.1.8 - Prezzi zonal. Andamento mensile anni 2023-2024	27
Fig. 2.1.9 - Volatilità dei prezzi	27
Fig. 2.1.10 - Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2023-2024	28
Fig. 2.1.11 - Prezzi dell'energia elettrica in Europa. Anno 2024	29
Fig. 2.1.12 - Distribuzione delle ore di attivazione del vincolo generalizzato. Anno 2024	29
Fig. 2.1.13 - Volumi scambiati sul MI	30
Fig. 2.1.14 - Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2023-2024	31
Fig. 2.1.15 - Prezzi MI. Evoluzione annuale	31
Fig. 2.1.16 - Prezzi MI. Andamento mensile 2023-2024	32
Fig. 2.1.17 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	34
Fig. 2.1.18 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	35
Fig. 2.1.19 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	36

2.2 I mercati del gas

Fig. 2.2.1 - Andamento degli scambi	38
Fig. 2.2.2 - Prezzi medi e volatilità MP-Gas	39
Fig. 2.2.3 - Abbinamenti sui prodotti sottostanti l'IG Index. N° medio	40
Fig. Box 1 - I prezzi delle principali commodities europee dell'energia	41

2.3 I mercati ambientali

Fig. 2.3.1 - Titoli disponibili e obblighi	44
Fig. 2.3.2 - Volumi scambiati TEE	44
Fig. 2.3.3 - Prezzi TEE. Media annua	45
Fig. 2.3.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2024	45
Fig. 2.3.5 - Volatilità dei prezzi TEE	46
Fig. 2.3.6 - Volumi scambiati GO	46
Fig. 2.3.7 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	47
Fig. 2.3.8 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione	48
Fig. 2.3.9 - Prezzi GO. Media annua	49

INDICE DELLE TABELLE

2. I MERCATI DEL GME

2.1 I mercati elettrici

Tab. 2.1.1 - Andamento dei volumi sul MGP	22
Tab. 2.1.2 - Volumi zonal su MGP (TWh). Anno 2024	23
Tab. 2.1.3 - Vendite zonal per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2024	23
Tab. 2.1.4 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2024	28
Tab. 2.1.5 - Acquisti e vendite zonal su MI. Anno 2024	33
Tab. 2.1.6 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	35
Tab. 2.1.7 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	36

2.2 I mercati del gas

Tab. 2.2.1 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2024	40
---	----

2.3 I mercati ambientali

Tab. 2.3.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	43
--	----

Appendice 3 - Dati statistici

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 nel 2000 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 Bacheca dei contratti compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (Bacheca 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 Bacheca 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 Sezione pag. 15.

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 2024 la partecipazione ai mercati del GME ha registrato un nuovo significativo incremento, sia in termini di operatori iscritti che di volumi contrattati, rafforzando la rappresentatività degli indici di prezzo calcolati dal GME nei settori power e gas (PUN Index GME e IG Index GME). In particolare:

- **il numero degli operatori iscritti ai mercati del GME ha segnato un nuovo incremento**, salendo complessivamente a ridosso delle 3.200 unità (+165) e mostrando incrementi in tutti i diversi settori. In ulteriore crescita la componente degli operatori multi-commodity, ossia iscritti a più ambiti di attività del GME, arrivata a contare 112 operatori contemporaneamente attivi nei tre comparti power-gas-ambiente e 103 operatori nei comparti power e gas (**Fig. 1.1, Fig. 1.2**);
- **i volumi negoziati sui mercati del GME² si sono attestati al loro massimo storico** di 455 TWh (+50,5 TWh), al culmine di un trend pluriennale guidato dalla liquidità progressivamente e significativamente crescente registrata nel settore del gas, ma alimentato nel 2024 anche da un rinnovato incremento delle contrattazioni in ambito power. Nel dettaglio: *i) nei mercati elettrici i volumi sono tornati ai massimi dal 2013* (263 TWh, +23,3 TWh), in virtù sia di un incremento degli scambi effettuati nella borsa del GME sul MGP (226,6 TWh, +16,9 TWh), sia di una crescita delle negoziazioni registrate sul MI (35,4 TWh, +6,3 TWh e nuovo massimo storico), trainata soprattutto dalle contrattazioni sul sistema XBID (11,5 TWh, +4,7 TWh); *ii) nei mercati del gas gli scambi hanno toccato il loro massimo storico* (180,2 TWh, +25,4 TWh), sospinti dal MGP-GAS in contrattazione continua (111,2 TWh, +32,4 TWh), la cui crescita consolida il ruolo dei mercati del GME nel meccanismo di bilanciamento delle posizioni degli operatori nel sistema gas; *iii) nei mercati ambientali le negoziazioni di borsa hanno mostrato una lieve ripresa sia sul MTEE, sia sul MGO (complessivamente 11,8 TWh, +1,7 TWh) che ne riporta i livelli sui valori del 2021* (**Fig. 1.3**);
- **l'incrementata liquidità dei mercati del GME agisce da impulso per la rappresentatività degli indici di prezzo calcolati dal GME**, soprattutto in un settore di operatività relativamente giovane come quello del gas. Nel settore elettrico, a fianco del Pun Index GME, le cui modalità di calcolo sono state aggiornate dal GME a partire dal 1° gennaio 2025³, si afferma, quindi, **l'IG Index GME, quale riferimento di prezzo affidabile per il gas negoziato in Italia**. Tale indice, calcolato dal GME a partire dal 19 luglio 2023 sulla base di 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 competenza⁴.

² Si fa riferimento ai volumi scambiati, nel settore Power, sul MGP-Borsa, 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 maggiori dettagli si rimanda al paragrafo NUOVE INIZIATIVE della presente Sezione pag. 15

⁴ Per maggiori dettagli sulle dinamiche registrate dall'IG Index, si rimanda al cap. 2.2.

Fig. 1.1 | Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2024

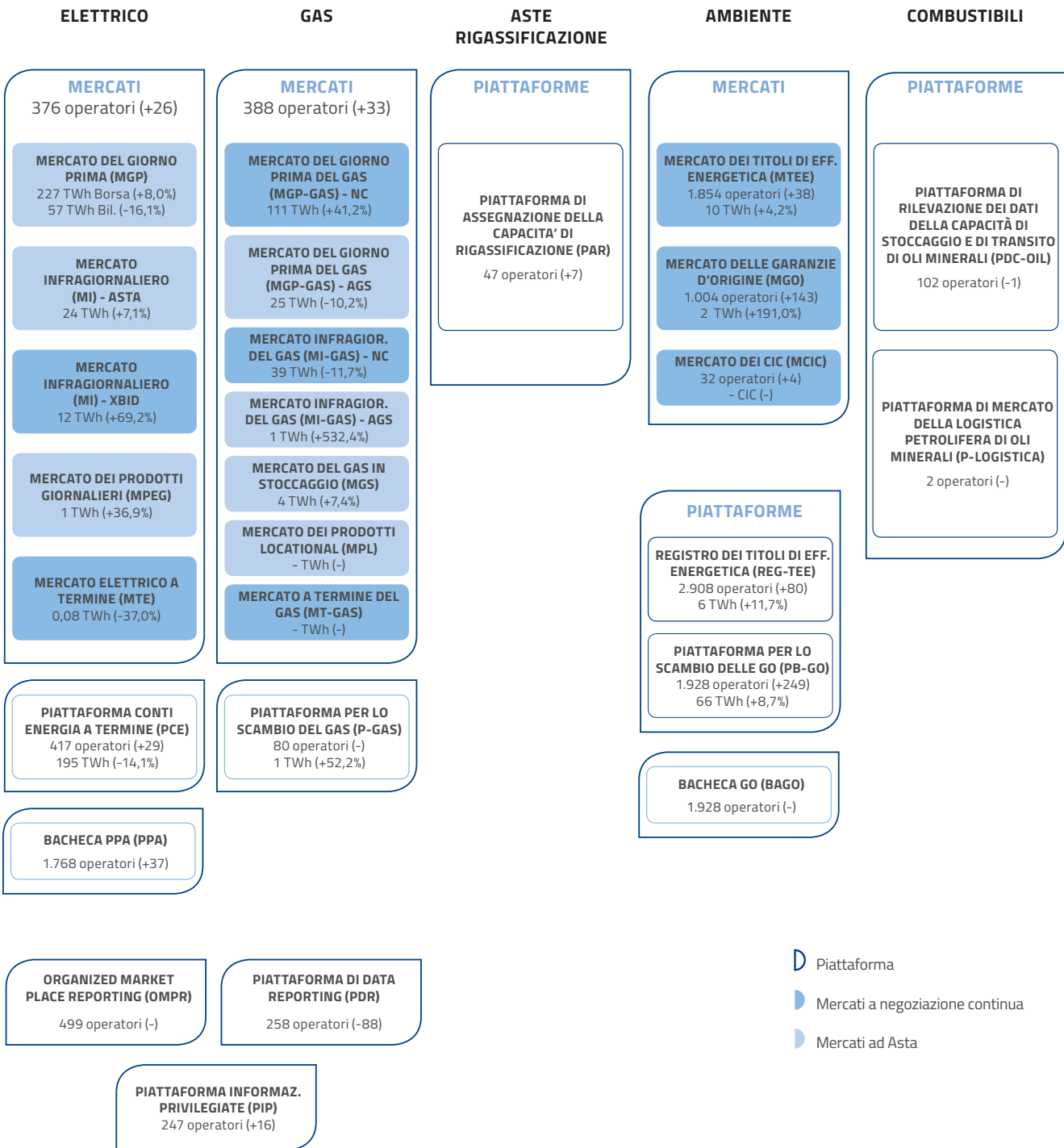


Fig. 1.2 | Operatori iscritti ai mercati del GME

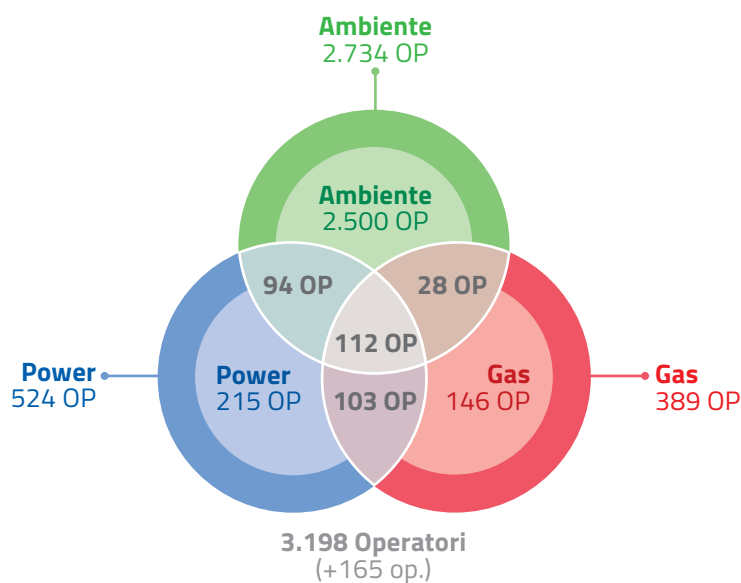
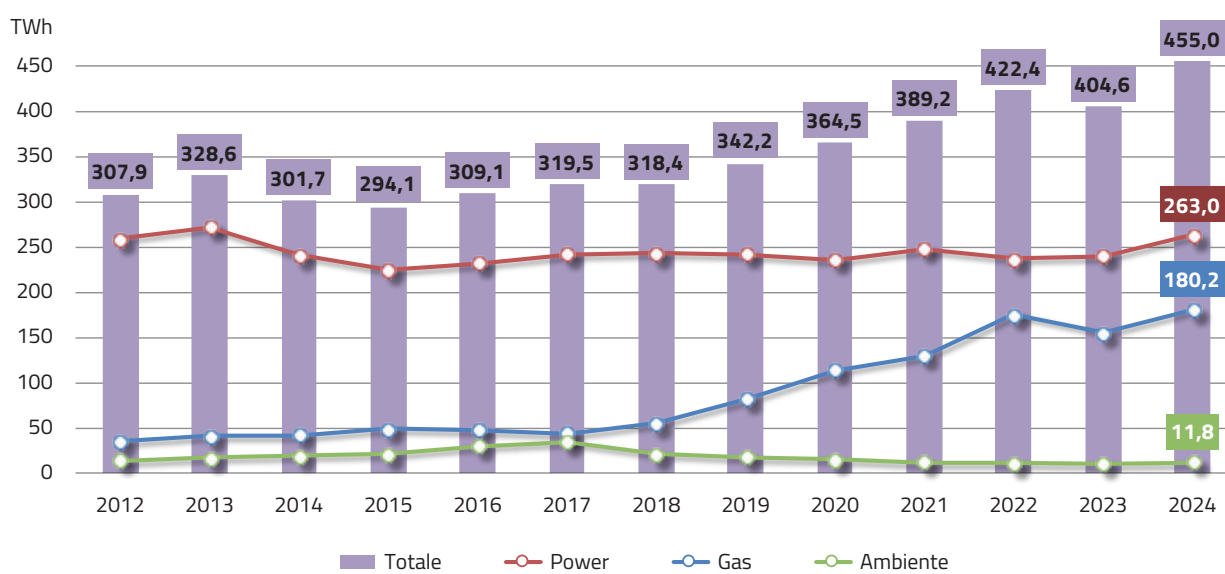


Fig. 1.3 | Andamento dei volumi per settore

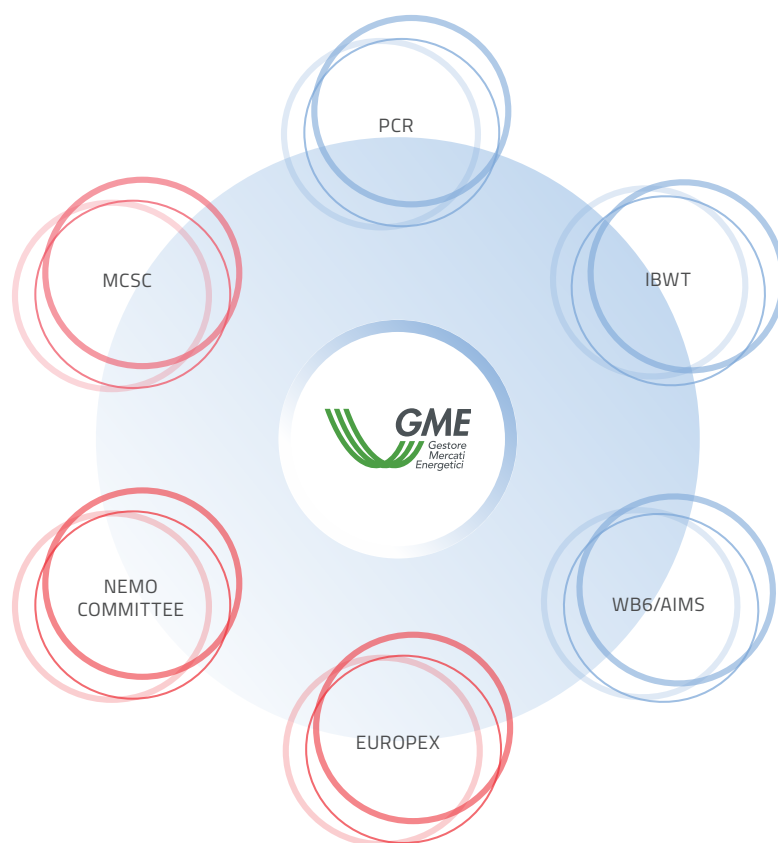


LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Il GME è membro di Europex l'associazione delle borse europee dell'energia e coopera, in qualità di NEMO⁵, con le altre borse europee designate e con i gestori di rete europei (c.d. TSO⁶) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici day-ahead e intraday (NEMO Committee, MCSC)⁷ per un'efficiente gestione dei processi di market coupling e una piena implementazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM). Il GME partecipa inoltre, insieme ad ARERA, Terna e MASE al progetto WB6 (Western Balkan 6)⁸, finalizzato a promuovere l'avvio di un 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, il GME nel 2024 ha contribuito, in coordinamento con i NEMO e i TSO europei, a finalizzare le modifiche contrattuali necessarie all'avvio delle aste pan-europee infragiornaliere (IDA) previste dal CACM per l'allocazione congiunta e coordinata della capacità di trasmissione sull'orizzonte intraday. Tali modifiche, approvate da ARERA con la Deliberazione 212/2024/R/EEL, hanno garantito il 13 giugno 2024 il go-live delle IDA sulle frontiere italiane con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia, in sostituzione delle CRIDA, le aste complementari regionali, in precedenza attive limitatamente alle frontiere con Slovenia e Grecia.

Fig. 1.4 | Progetti internazionali



⁵ 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).

⁶ Transmission System Operator.

⁷ Lo SDAC e il SIDC sono i progetti di coordinamento operativi per la piena implementazione in ambito europeo del Single Day Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intra Day Coupling (SIDC), integrati all'interno del c.d. Market Coupling Steering Committee (MCSC).

⁸ 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 2024 il GME ha avviato e/o completato progetti nei diversi settori di interesse, confermando la sua funzione di supporto alle politiche nazionali e comunitarie rivolte all'integrazione dei mercati e alla transizione energetica. In tale contesto si collocano le iniziative, di seguito riportate, intraprese dal GME nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'ambiente.

► Nel settore elettrico:

- **l'espletamento delle attività regolatorie e informatiche atte a garantire l'adeguamento e l'implementazione del nuovo disegno del mercato elettrico italiano previsto dal TIDE**, a seguito delle quali, sulla base di quanto disposto dalla Deliberazione ARERA 304/2024/R/EEL e ss.mm.ii., hanno trovato applicazione a partire dal 1° gennaio 2025 *i)* il periodo di settlement degli sbilanciamenti a 15 minuti, *ii)* l'articolazione dei mercati dell'energia e della piattaforma di nomina con separazione fra programmi e posizione commerciale per le singole unità, *iii)* i prodotti a blocchi di tipo profile sul MGP e sul MI-A. La Disciplina ME e il Regolamento PCE, aggiornati in conseguenza di dette modifiche, sono stati approvati dal MASE e dall'ARERA, rispettivamente, con il DM 450/2024 e con la Deliberazione 552/2024/R/EEL;
- **l'aggiornamento delle modalità di calcolo del PUN Index GME**, a completamento delle attività necessarie a garantire sul MGP, a partire dal 1° gennaio 2025, il superamento del prezzo unico nazionale e la valorizzazione delle offerte di acquisto ai prezzi zonali. Con il superamento del prezzo unico nazionale, disposto in attuazione di quanto stabilito dal DM MASE 151/2024 e dalla Deliberazione ARERA 304/2024/R/EEL, detto indice ha mantenuto comunque la sua funzione di indice di riferimento del mercato elettrico italiano, nonché le ulteriori finalità previste dalla Disciplina ME (prezzo di riferimento dei contratti a termine quotati sul MTE e sul MPEG) e dal Regolamento PCE (prezzo di riferimento per la valorizzazione dei CCT e dello sbilanciamento a programma PCE);
- **l'avvio operativo delle aste implicite paneuropee (IDA)**, introdotte nel mercato infragiornaliero dell'energia elettrica il 13 giugno 2024 in sostituzione delle precedenti aste complementari regionali (CRIDA), in attuazione di quanto previsto dal Regolamento CACM e dalla Decisione 01/2019 dell'ACER. In dettaglio, nell'ambito del mercato italiano è previsto lo svolgimento di tre aste IDA, due da svolgersi a valle del MGP nel giorno precedente a quello di consegna (rispettivamente alle ore 15:00 e alle ore 22:00) e una nel giorno stesso di consegna (alle ore 10:00);
- **il completamento del disegno del MLF**, avvenuto il 19 marzo 2024 con l'avvio operativo del mercato locale a pronti della flessibilità (MLP-Flex) che ha affiancato, nel medesimo ambito, il mercato a termine della flessibilità (MLT-Flex) operativo dal 2023;
- **la definizione di una prima proposta di Regolamento del Mercato dei contratti di Time Shifting (MTS)** avvenuta in data 12 novembre 2024 con il DCO n. 2/2024 e formulata sulla base dei requisiti noti al momento e dei vincoli allo stato definiti da Terna, ai sensi dell'art. 18 del D.lgs. 210/2021, nell'ambito della disciplina del meccanismo di approvvigionamento a termine di nuova capacità di stoccaggio elettrico (MACSE). In particolare, allo scopo di favorire l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, detto meccanismo prevede che la capacità di stoccaggio elettrico approvvigionata da Terna, secondo le procedure previste dal MACSE sia resa disponibile attraverso una piattaforma centralizzata, organizzata e gestita dal GME secondo i criteri e le condizioni di organizzazione e funzionamento definiti dall'ARERA con la Deliberazione 247/2023/R/EEL. L'avvio operativo del MTS dovrebbe avvenire in prossimità dell'entrata in esercizio degli impianti di nuova generazione, ovvero degli impianti ripotenziati, oggetto di realizzazione in esito alle aste MACSE organizzate da Terna.

- Nel settore del gas:
 - **l'eliminazione delle offerte senza limite di prezzo** nell'ambito del MGAS, effettuata al fine di ridurre al massimo l'incidenza di errori degli operatori sul meccanismo di formazione del prezzo e, pertanto, a salvaguardia del corretto funzionamento del mercato. Tale modifica è stata approvata con il DM n. 450 del 20 dicembre 2024;
 - **l'introduzione nella PAR del nuovo comparto FSRU Italia dedicato al terminale di Ravenna**, finalizzata a soddisfare la richiesta della società Snam FSRU Italia S.r.l. di avvalersi dei servizi offerti dalla piattaforma organizzata dal GME per la gestione dell'allocazione della capacità di rigassificazione del suddetto terminale attraverso meccanismi di mercato.
- Nel settore ambientale:
 - **l'avvio operativo della Bacheca GO**, introdotta, previo svolgimento di apposito procedimento consultivo, in attuazione dell'art. 5, comma 5.3, del DM n. 224/2023. Tale Bacheca è volta a consentire agli operatori interessati alla stipula di contratti a lungo termine delle GO di pubblicare i propri annunci di vendita e/o di acquisto o di manifestare interesse non vincolante per annunci pubblicati da altri operatori, per procedere successivamente, al di fuori della Bacheca stessa, all'eventuale stipula di tali accordi;
 - **l'introduzione di nuove tipologie di CIC**, in attuazione di quanto previsto dal DM n. 107/2023, con cui il MASE, oltre a confermare l'utilizzo dei CIC ai fini dell'assolvimento degli obblighi annuali di immissione di biocarburanti, ha introdotto una nuova struttura e classificazione degli obblighi stessi, con conseguente introduzione di nuove tipologie di CIC ad integrazione di quelle precedentemente previste.

IL MONITORAGGIO E I SERVIZI REMIT

Il GME presidia il 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 materia (in particolare ACER⁹ e ARERA) e ai sensi delle vigenti normative europee e nazionali (REMIT¹⁰, TIMM¹¹ e TIMMIG¹²).

Inoltre, in tale ambito, il GME, in qualità di Organized Market Place (OMP), di Registered Reporting Mechanisms (RRM)¹³ e di fornitore di una Inside Information Platform (IIP), supporta gli operatori di mercato nell'adempimento degli obblighi informativi e di reporting previsti dal REMIT, mettendo loro a disposizione piattaforme all'uopo predisposte (Piattaforme REMIT).

Nel 2024 il Regolamento (UE) n. 2024/1106 del Parlamento Europeo e del Consiglio (REMIT 2), pubblicato in data 17 aprile, ha modificato e integrato il REMIT e il Regolamento europeo n. 2019/942, introducendo alcune novità sostanziali nella normativa europea in materia di monitoraggio dei mercati, i cui effetti si sono riverberati sulle attività svolte in tale ambito dal GME. In particolare:

- **in ambito di monitoraggio**, l'art. 15 del REMIT è stato modificato, estendendo gli obblighi di verifica del GME, in qualità di Person Professionally Arranging Transactions (PPAT), al rispetto da parte degli operatori di mercato dell'art. 4 (obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate) e ampliando il

⁹ European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

¹⁰ Regolamento europeo n. 1227/2011, come aggiornato dal Regolamento europeo n. 2024/1106.

¹¹ 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).

¹² Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (Allegato A della Deliberazione ARERA 631/2018/R/gas).

¹³ Il Registered Reporting Mechanism è il soggetto qualificato presso ACER all'attività di reporting per conto degli operatori di mercato soggetti agli obblighi REMIT.

perimetro precedentemente circoscritto all'art. 3 (divieto di insider trading) e all'art. 5 (divieto di manipolazione del mercato) di detto Regolamento;

- **in ambito di data reporting**, l'art. 8 del REMIT è stato integrato (art. 8.1a) imponendo a tutti gli OMP l'obbligo di trasmissione ad ACER degli ordini e delle transazioni presentati/eseguite sui mercati da essi gestiti e ricadenti nel perimetro REMIT (mercati REMIT). In attuazione di detto obbligo, normato dal GME nell'ambito della Disciplina ME, della Disciplina MGAS e del Regolamento P-GAS, il GME stesso ha avviato una apposita piattaforma (OMPR), operativa dal 1° ottobre 2024 e distinta da quella fino ad oggi utilizzata per il servizio di reporting (PDR). Contestualmente, è stato ridefinito il perimetro dei servizi offerti tramite la piattaforma PDR, lasciando attivo il solo servizio di Upload Dati Esterni, garantito a tutti gli operatori iscritti ai mercati REMIT, che ne facciano apposita richiesta;
- **nell'ambito della pubblicazione delle informazioni privilegiate**, l'art. 4a del REMIT 2 ha introdotto nuovi obblighi che comporteranno significative modifiche regolatorie e tecnologiche della piattaforma PIP, nonché l'avvio di nuove attività e nuovi processi a presidio della stessa, finalizzati a garantire, soprattutto, il rispetto di requisiti di performance imposti da ACER (99,5% di ore "in servizio") e l'esecuzione di controlli di qualità sulle informazioni comunicate dagli operatori tramite l'implementazione di regole di validazione che evitino a monte la pubblicazione di dati palesemente errati.

L'attività sulle piattaforme REMIT si è confermata consistente anche nel 2024, soprattutto in ambito data reporting, in cui l'introduzione del suddetto art. 8.1a ha generato un fisiologico ampliamento della platea dei soggetti adempienti ai loro obblighi tramite il GME, atteso che coinvolge tutti gli operatori dei mercati REMIT da esso gestiti.

In cifre, nel settore del data reporting gli operatori ammessi sono risultati pari a 499 sull'OMPR e a 258 sulla PDR, per un totale annuo di circa 158 milioni di record trasmessi ad ACER, mentre sulla PIP, a fronte dei 247 operatori iscritti, il totale annuo dei messaggi pubblicati ha sfiorato le 47 mila unità.

02

I mercati del GME

2.1 I MERCATI ELETTRICI

2.1.1. Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. A fronte di una domanda di energia nel sistema elettrico confermata da una debole (Terna: 312,4 TWh, +2,2%), nel 2024 la liquidità del MGP è salita ai massimi storici (79,9%, +4,4 p.p.), per effetto della decisa crescita dei volumi scambiati direttamente nella borsa del GME (226,8 TWh, +16,9 TWh), inferiori solo al livello del 2008, e della concomitante riduzione delle movimentazioni *over the counter* registrate sulla PCE e nominate sul MGP (57,1 TWh, -10,93 TWh).

Le modifiche normative introdotte nel mercato al dettaglio dell'energia in relazione alla fine del servizio di maggior tutela hanno determinato una significativa variazione della struttura dei volumi di borsa, in cui risultano predominanti e progressivamente crescenti le quantità scambiate dagli operatori non istituzionali, al nuovo massimo storico (188 TWh, +21 TWh, pari al 66% del totale), e in conseguente calo le negoziazioni dell'Acquirente Unico (12 TWh, -6 TWh). Si sono confermate stabili, invece, le vendite del GSE, a ridosso dei valori medi registrati negli ultimi 4 anni (26 TWh) (Tab. 2.1.1, Tab. 2.1.2 Fig. 2.1.1).

LE FONTI. Evoluzioni di rilievo si sono osservate anche nella distribuzione delle vendite nazionali per fonte, il cui livello complessivo è risultato più alto soltanto del valore registrato nel 2023 (226,6 TWh, +2,0 p.p.), complici acquisti non elevati e importazioni nette dall'estero a ridosso dei massimi storici. In tale ambito, il dato emerso con maggior forza è rappresentato dall'aumento dei volumi e del peso delle fonti rinnovabili (109 TWh circa, +15,3 TWh, pari al 48,1% delle vendite nazionali), segnale di notevole interesse nell'ottica della progressiva transizione verso sistemi non inquinanti, promossa dalle politiche energetiche e ambientali nazionali. Tale crescita è risultata ascrivibile principalmente alle unità di produzione idroelettriche (55,0 TWh, +12,9 TWh, massimo storico) e supportata dagli impianti solari/fotovoltaici (24,5 TWh, +3,2 TWh). Contestualmente, le vendite degli impianti termoelettrici hanno evidenziato un calo (114,1 TWh, -12,6 TWh), riconducibile soprattutto agli impianti a carbone (3,7 TWh, -8,8 TWh) e al venir meno delle necessità che ne avevano comportato, nel 2022 e nel 2023, la massimizzazione dei programmi per fronteggiare l'instabilità delle forniture di gas derivante dalla guerra in Ucraina. Una diminuzione meno intensa ha interessato, invece, gli impianti Ccgt (93,8 TWh, -3,0 TWh) confermatasi comunque la tecnologia più spesso al margine (ITM Ccgt: 61,4%, +1,2 p.p.) (Tab. 2.1.3, da Fig. 2.1.2 a Fig. 2.1.4).

I PREZZI. Nel 2024, il PUN Index GME è sceso ai minimi degli ultimi quattro anni (108,52 €/MWh, -18,72 €/MWh), mostrando un calo anche nella sua volatilità (8,3%, -0,6 p.p.). La flessione è risultata in linea con quanto osservato sugli altri mercati elettrici europei ed equidistribuita tra i vari gruppi di ore, come testimoniato dall'ulteriore riduzione del rapporto picco/baseload (1,08 e minimo storico) e dalla crescita della frequenza di sessioni connotate da prezzi diurni inferiori a quelli notturni (43,7%, era 38,6% nel 2023). La quotazione elettrica italiana ha seguito di pari passo le dinamiche registrate sul gas: l'andamento delle due commodities è risultato, infatti, pressoché allineato nel corso dell'anno, con il calo che si è concentrato soprattutto nei primi cinque mesi dell'anno (-51 €/MWh medi), quando il PUN Index GME è risultato compreso tra 87 €/MWh di aprile e 99 €/MWh di gennaio, per poi portarsi da giugno stabilmente sopra i 100 €/MWh, con prezzi massimi mensili toccati ad agosto (128 €/MWh) e nell'ultimo bimestre dell'anno (131/135 €/MWh).

Alla luce di quanto appena descritto, il Clean Spark Spread (CSS) è rimasto all'interno dei range fisiologici rilevati prima della guerra in Ucraina (15 €/MWh) e sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente, mostrando comunque una maggiore volatilità tra i mesi (min: 5 €/MWh ad aprile; max: 26 €/MWh ad agosto).

Tali considerazioni si ripetono su base locale, con prezzi zionali attestati sui 107 €/MWh al Nord (-20 €/MWh), sui 109/110 €/MWh nelle altre zone peninsulari (-19/-16 €/MWh), sui 112 €/MWh in Sicilia (-14 €/MWh) e, infine, sui 106 €/MWh in Sardegna (-17 €/MWh), dove è cresciuto il numero di ore con quotazioni orarie pari a 0 €/MWh (263, erano 167 nel 2023). Inoltre, come non accadeva dal 2020, è tornato ad invertirsi il differenziale di prezzo tra le zone Nord-Sud (-1,7 €/MWh, era +12 €/MWh nel 2022 e +3 €/MWh nel 2023), risultate anche meno frequentemente allineate su base oraria (81%, -3 p.p.). Tale differenziale è stato più intenso nel bimestre luglio-agosto (-8,72 €/MWh medi), in corrispondenza di una elevata disponibilità idraulica al Nord (+42% rispetto all'anno precedente e +84% rispetto al 2022) e di una minore capacità disponibile sul transito NORD-CNOR (-8 p.p./-5 p.p. rispetto al triennio precedente) (da Fig. 2.1.5 a Fig. 2.1.10, Tab. 2.1.4).

I DIFFERENZIALI DI PREZZO E GLI SCAMBI CON L'ESTERO. Nel 2024, il differenziale tra il riferimento italiano del Nord (107 €/MWh, -20 €/MWh) e i prezzi delle principali borse europee è rimasto sostanzialmente stabile (Nord - Germania: 29 €/MWh, era 33 €/MWh nel 2023) oppure si è ampliato (Nord - Francia: 49 €/MWh circa, era sui 30 €/MWh nel 2023) per effetto delle differenze strutturali esistenti tra i parchi di generazione nazionali (si veda Box I Mercati energetici in Europa). La dinamica è confermata anche dall'analisi della microstruttura oraria del mercato che ha evidenziato una riduzione della frequenza in cui il prezzo del Nord è risultato allineato o inferiore a quello estero: il calo è apparso significativo nel confronto con il prezzo francese (Nord ≤ Francia: 315 ore, 4% del totale, -13 p.p.) e meno intenso nel confronto con quello tedesco (1.151 ore, pari al 13% del totale, era il 16% lo scorso anno). Tuttavia, a fronte di ciò, nel 2024, nel perimetro definito dalle 962 ore in cui il prezzo del Nord è risultato strettamente inferiore a quello della Germania, lo spread tra le due quotazioni è salito a 25 €/MWh contro i 9 €/MWh del 2023 (859 ore).

L'ampliamento dei differenziali ha favorito un incremento delle importazioni al loro nuovo massimo storico (57,4 TWh, +1,5 TWh), con una copertura degli acquisti sul MGP pressoché analoga allo scorso anno (20%). L'aumento è stato trainato dai flussi in ingresso dalla frontiera settentrionale (51,1 TWh, +1,6 TWh), mentre in lieve calo è risultato quello dalle altre zone (6,3 TWh, -0,1 TWh) (Fig. 2.1.11).

Con riferimento alla gestione dei flussi da coupling lungo il confine nord-italiano si è inoltre registrata una maggior frequenza di attivazione del vincolo generalizzato, ovvero il meccanismo attraverso il quale Terna, in qualità di Gestore della Rete Nazionale e ai fini della sicurezza del sistema, ha la facoltà di imporre una limitazione alla capacità di import complessivamente disponibile lungo i confini Nord-Francia, Nord-Austria e Nord-Slovenia. Nel dettaglio, tale meccanismo è stato attivato in import da Terna nel 21% delle ore (era il 17% lo scorso anno e il 6% nel 2022), generando una limitazione alle importazioni nel 7% dei casi (era 8% nel 2023), controflussi nel 12% (era 6% lo scorso anno) - prevalentemente verso Austria e Slovenia caratterizzate da prezzi spesso più elevati di quello francese¹⁴ - e non provocando impatti nel rimanente 2% delle ore (era 3% nel 2023)¹⁵. Tale fenomeno infine, pur concentrandosi prevalentemente nelle giornate festive (2024: 1107 ore, 2023: 1.090 ore), ha manifestato un aumento più significativo nei lavorativi (2024: 777 ore, 2023: 425 ore) (Fig. 2.1.12).

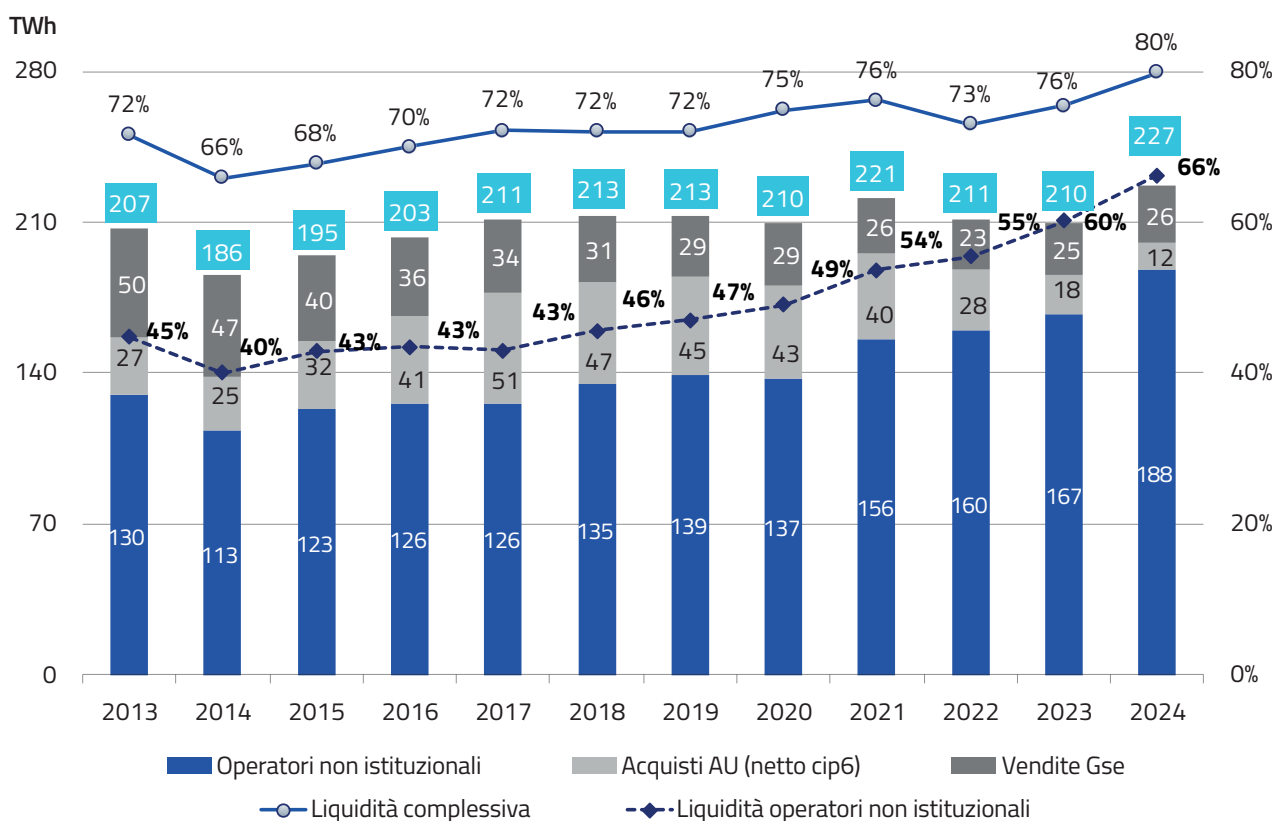
¹⁴ Nei casi di controflusso, l'energia, senza entrare mai in Italia, è indirizzata dall'algoritmo dalla zona in coupling con il prezzo più basso a quella con il prezzo più alto.

¹⁵ Per garantire il soddisfacimento del vincolo di rete imposto da Terna l'algoritmo potrebbe generare flussi di export dalla zona fittizia COUP, atta a gestire il vincolo generalizzato, verso una delle frontiere in coupling anche in presenza di un prezzo di quest'ultima inferiore a quello italiano.

Tab. 2.1.1 | Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variazione '24/'23
Richiesta Terna	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	319,9	315,0	305,6	312,3	2,2%
Domanda	305,3	301,5	297,4	301,6	302,3	287,2	298,6	296,1	288,2	295,5	2,2%
<i>rifiutata</i>	<i>18,2</i>	<i>11,8</i>	<i>5,2</i>	<i>6,0</i>	<i>6,5</i>	<i>7,1</i>	<i>8,2</i>	<i>6,9</i>	<i>10,3</i>	<i>11,5</i>	<i>11,9%</i>
Acquisti	287,1	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	290,4	289,2	278,0	283,9	1,9%
% su richiesta Terna	90,6%	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	93,0%	90,8%	91,8%	91,0%	90,9%	-0,3%
Offerta	500,2	502,4	489,9	507,5	503,6	496,7	472,4	455,5	485,5	518,5	6,5%
Vendite	287,1	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	290,4	289,2	278,0	283,9	1,9%
a prezzo <= 0	190,5	172,2	162,6	165,6	166,2	168,8	166,2	156,5	164,3	169,6	2,9%

Fig. 2.1.1 | Liquidità del MPG



Tab. 2.1.2 | Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2024

Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	156,64	(+1,3%)	119,83	(+7,0%)	236,03	(+9,2%)	158,63	(+1,5%)	116,21	(+11,6%)
Centro Nord	23,90	(+0,4%)	14,85	(-0,5%)	18,45	(+3,9%)	24,55	(+1,0%)	3,60	(+27,4%)
Centro Sud	49,92	(+2,4%)	27,28	(+7,9%)	75,79	(+14,0%)	50,74	(+3,3%)	48,51	(+17,7%)
Sud	17,79	(+0,6%)	27,69	(-11,0%)	57,53	(-3,0%)	18,25	(+2,2%)	29,85	(+5,9%)
Calabria	5,53	(+2,6%)	12,29	(-6,9%)	27,58	(+1,8%)	5,66	(+4,5%)	15,29	(+10,1%)
Sicilia	16,57	(+0,2%)	12,74	(-12,4%)	29,49	(+3,8%)	16,84	(+0,5%)	16,75	(+20,7%)
Sardegna	8,19	(+0,4%)	11,89	(+2,0%)	15,51	(+4,0%)	8,48	(+2,1%)	3,62	(+11,0%)
Estero	5,37	(+40,5%)	57,36	(+2,5%)	58,09	(+2,4%)	12,31	(+12,0%)	0,73	(-1,9%)
Italia	283,93	(+1,9%)	283,93	(+1,9%)	518,49	(+6,5%)	295,46	(+2,2%)	234,56	(+12,7%)

() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Tab. 2.1.3 | Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2024

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.693	-12,5%	642	-0,7%	1.611	+16,3%	1.445	-18,0%	982	-9,7%	693	-31,3%	918	+0,4%	12.984	-10,2%
Gas	5.818	-10,8%	586	+0,5%	1.333	+78,8%	1.210	+8,9%	858	-14,4%	623	-26,6%	470	+6,0%	10.898	-3,2%
Carbone	0	-100,0%	-	-	42	-89,6%	-	-100,0%	-	-	-	-	377	-6,1%	418	-70,5%
Altre	875	-3,4%	56	-11,6%	236	-1,1%	235	-9,0%	124	+45,7%	70	-56,0%	71	+2,7%	1.668	-6,3%
Fonti rinnovabili	6.562	+33,9%	1.048	-0,4%	1.458	-0,3%	1.707	-4,1%	416	+0,5%	756	+17,7%	433	+5,5%	12.381	+16,1%
Idraulica	4.722	+46,8%	210	+2,9%	563	-9,1%	431	-0,6%	110	-	156	+6,1%	67	-10,1%	6.259	+30,3%
Geotermica	-	-	599	-2,0%	-	-	0	-	0	-100,0%	-	-	-	-	599	-2,0%
Eolica	28	+15,8%	24	-11,8%	471	-3,9%	986	-7,8%	238	-2,3%	417	+12,2%	209	-7,5%	2.374	-3,2%
Solare e altre	1.812	+9,1%	215	+2,5%	424	+20,0%	290	+4,8%	68	+6,4%	182	+48,0%	157	+42,7%	3.148	+12,6%
Pompaggio	386	+91,4%	-	-	37	+24,6%	0,06	-	-	-	1	-67,7%	3	+23,8%	428	+79,5%
Totale	13.641	+7,0%	1.690	-0,5%	3.106	+7,9%	3.152	-11,0%	1.399	-6,9%	1.451	-12,4%	1.354	+2,0%	25.793	+1,7%

Fig. 2.1.2 | Offerta sul MGP

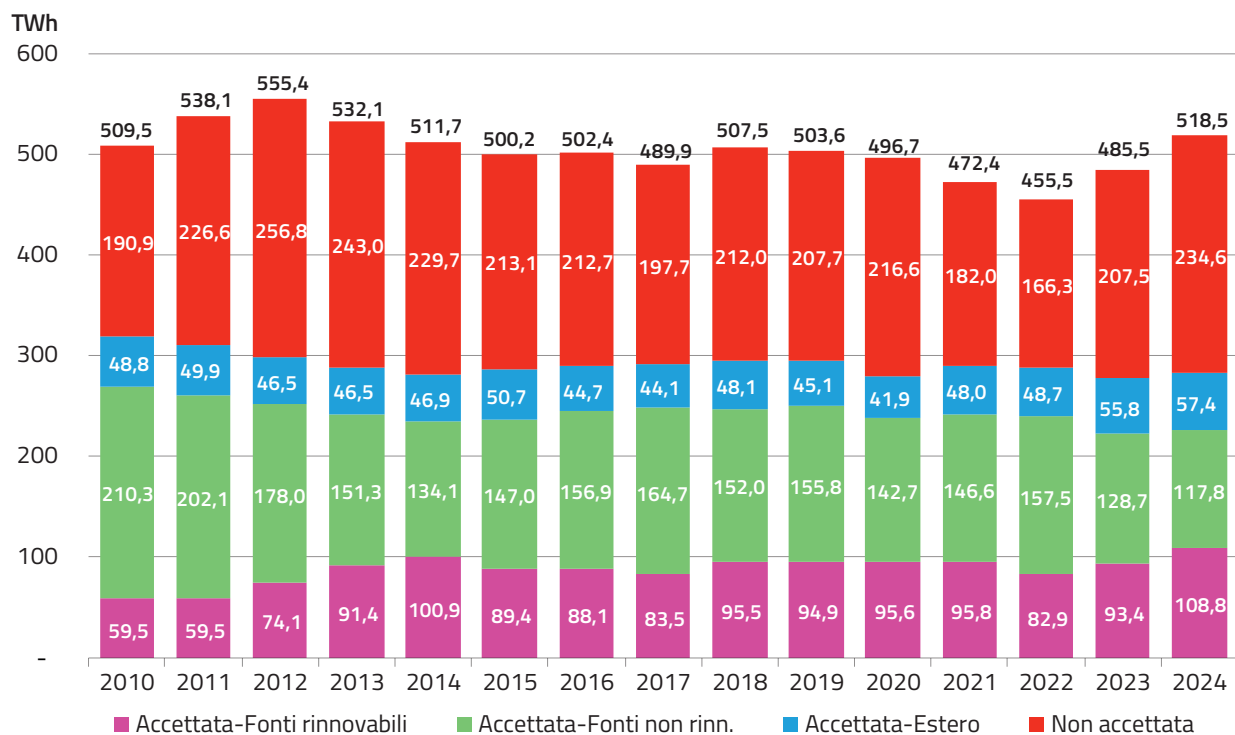


Fig. 2.1.3 | Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2023-2024

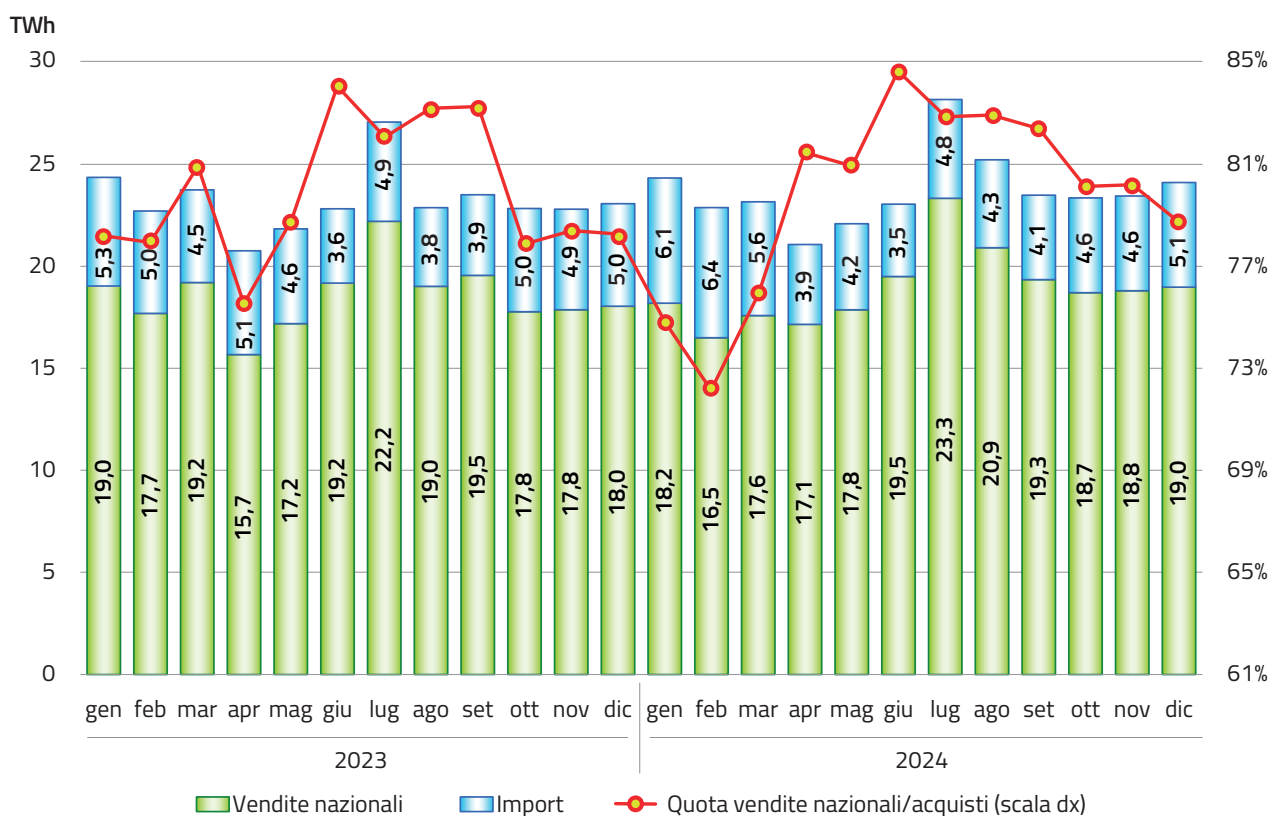


Fig. 2.1.4 | Indicatori di competitività

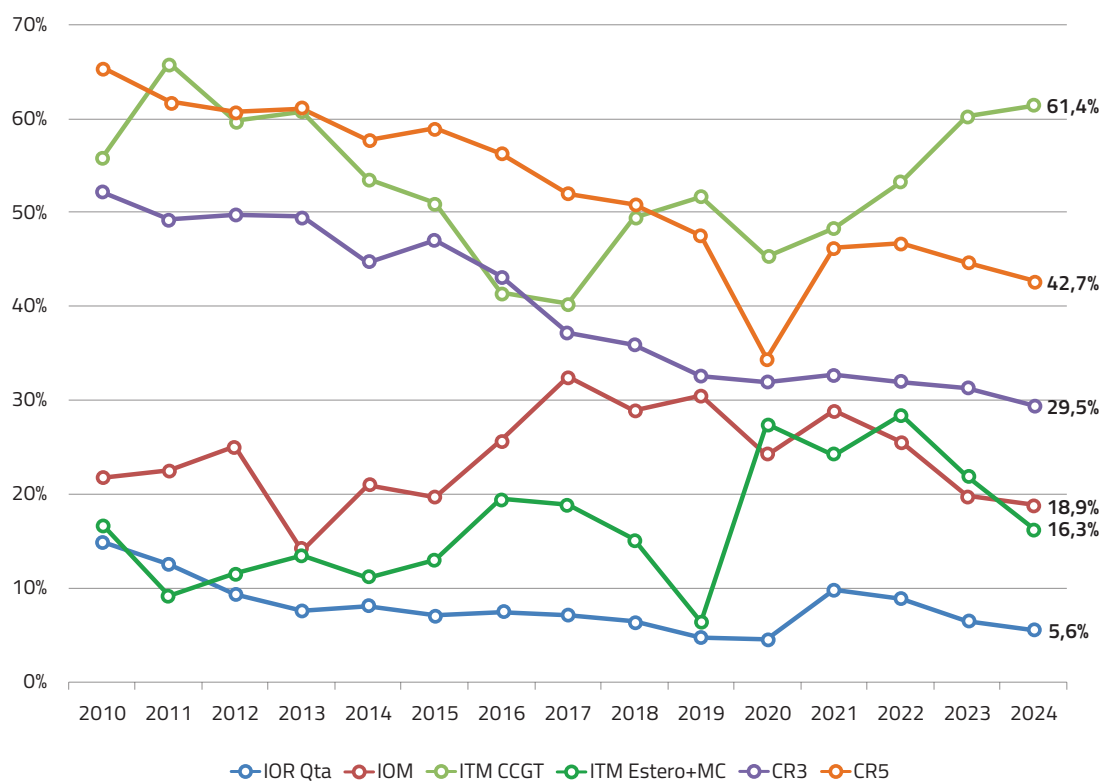


Fig. 2.1.5 | Andamento del PUN Index GME e delle sue determinanti

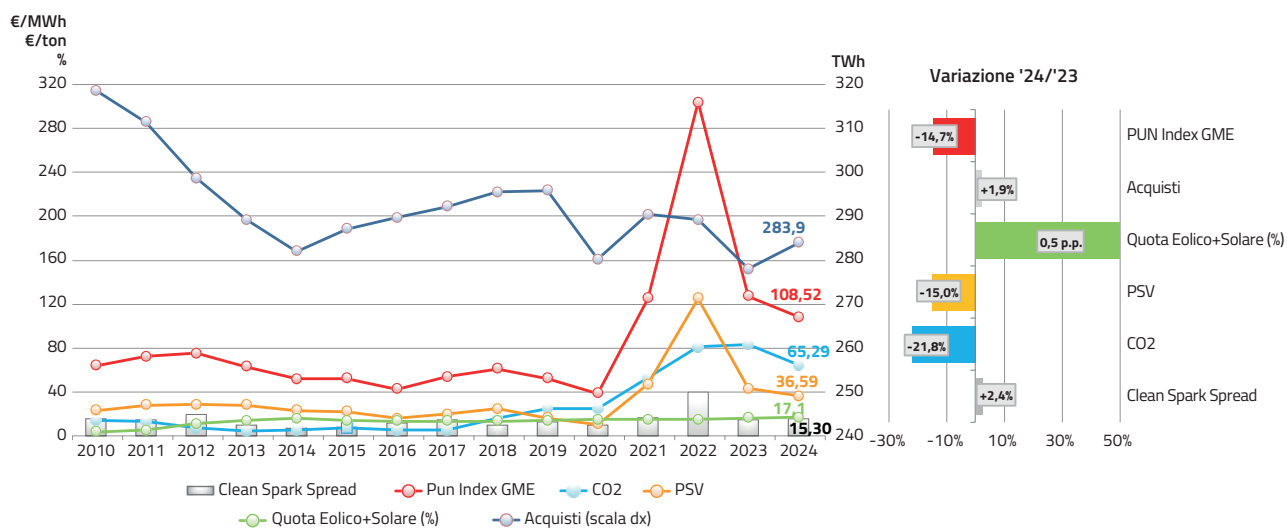


Fig. 2.1.6 | PUN Index GME per gruppi di ore. Media annua

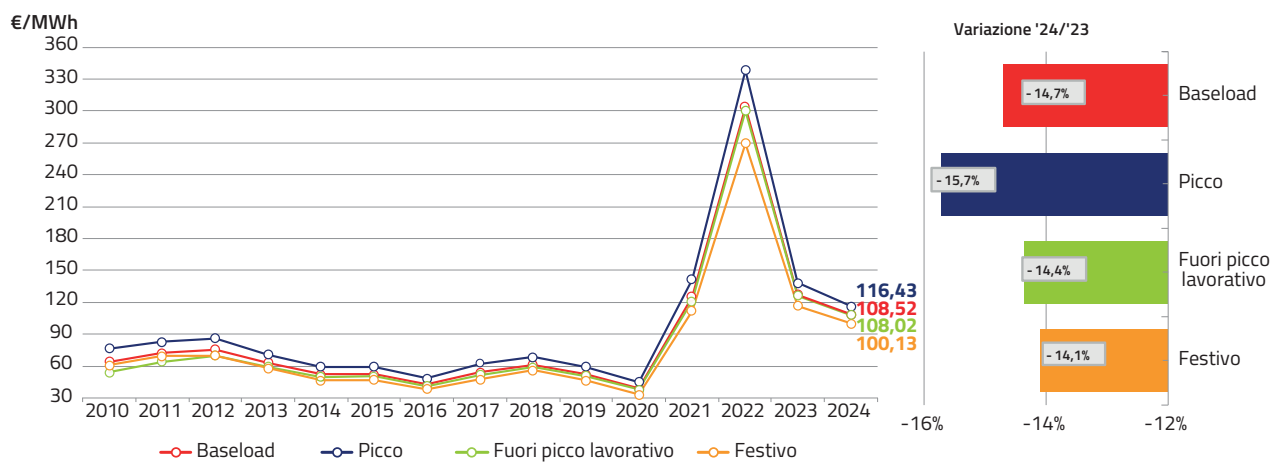


Fig. 2.1.7 | Prezzi zonal su MGP. Media annua

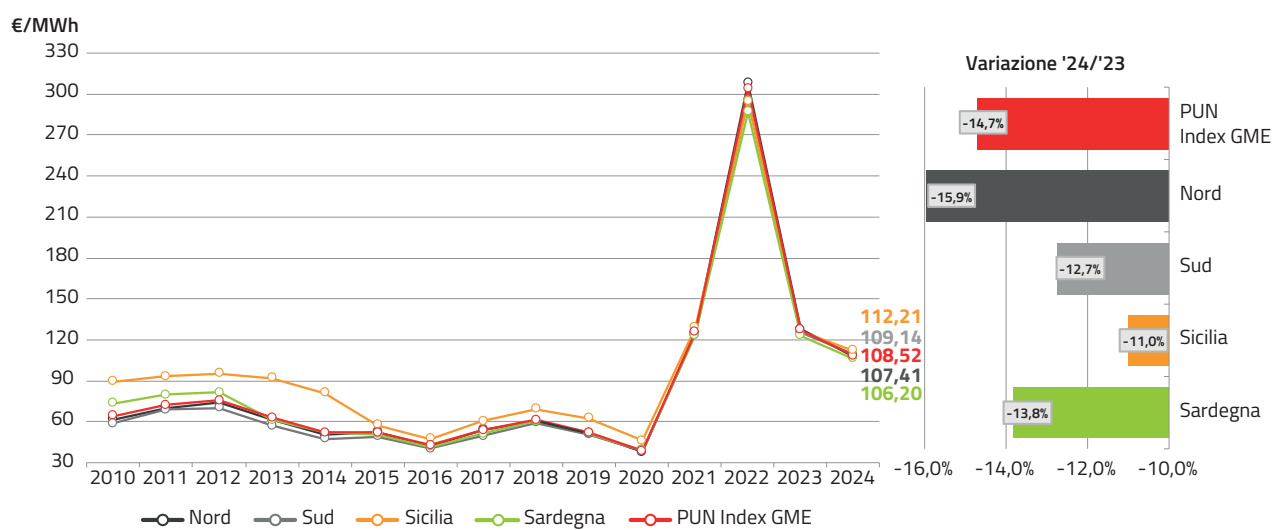


Fig. 2.1.8 | Prezzi zonali. Andamento mensile anni 2023-2024

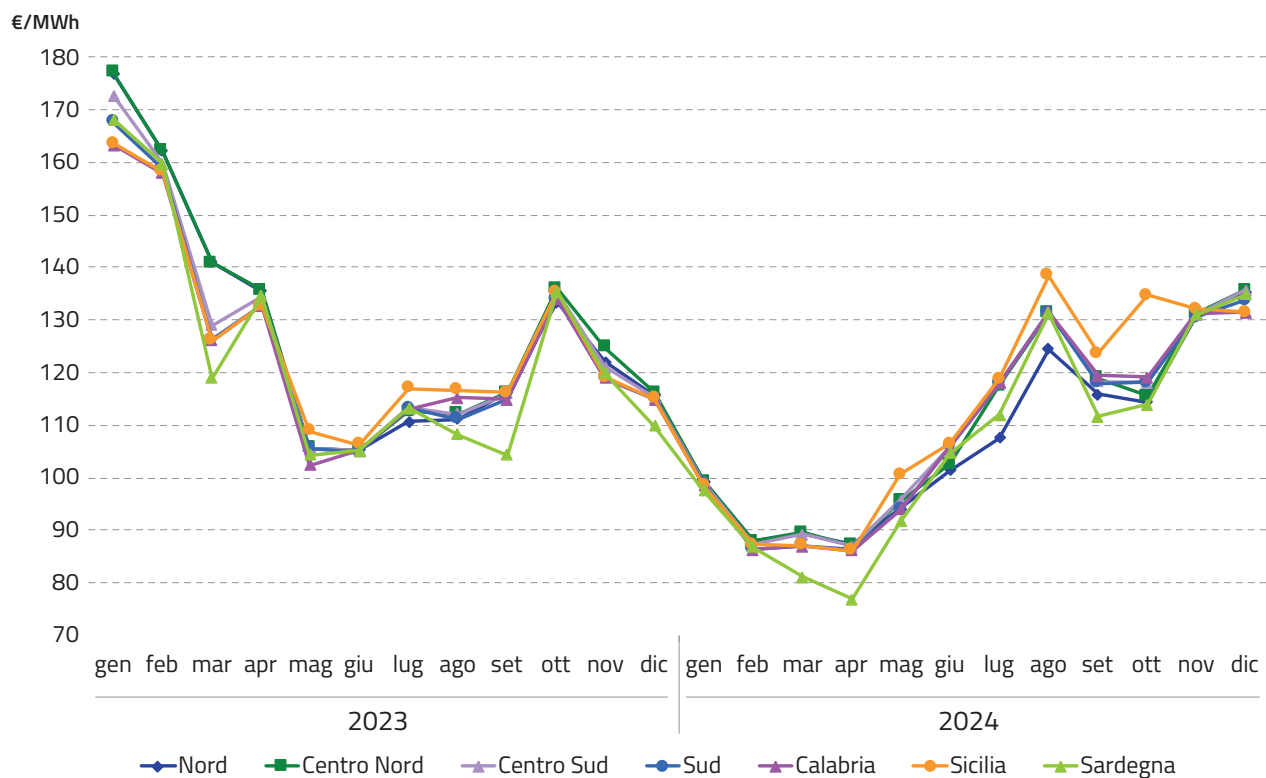


Fig. 2.1.9 | Volatilità dei prezzi

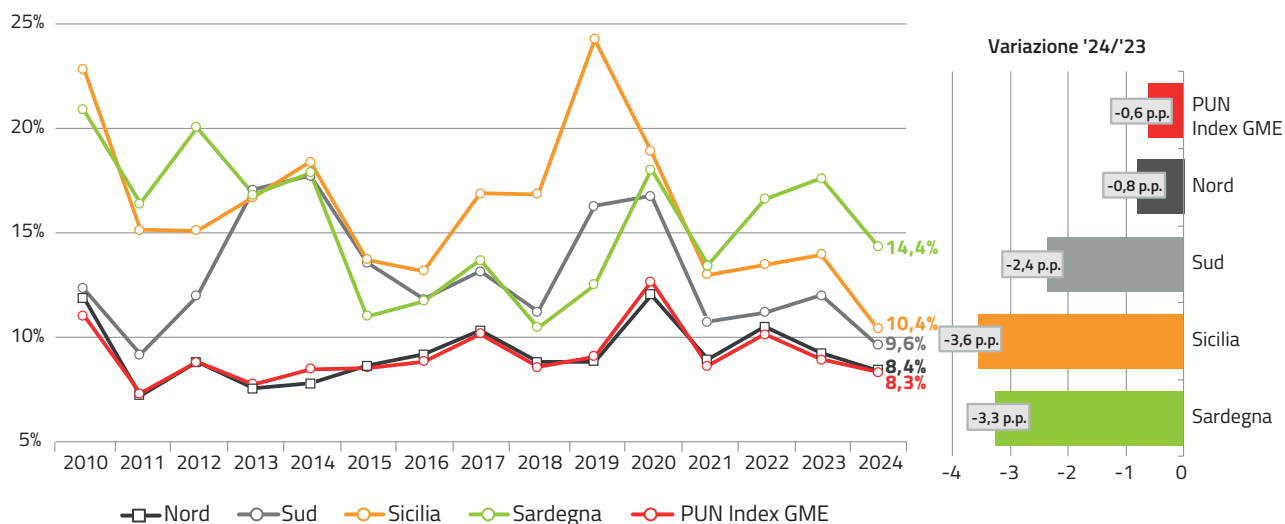
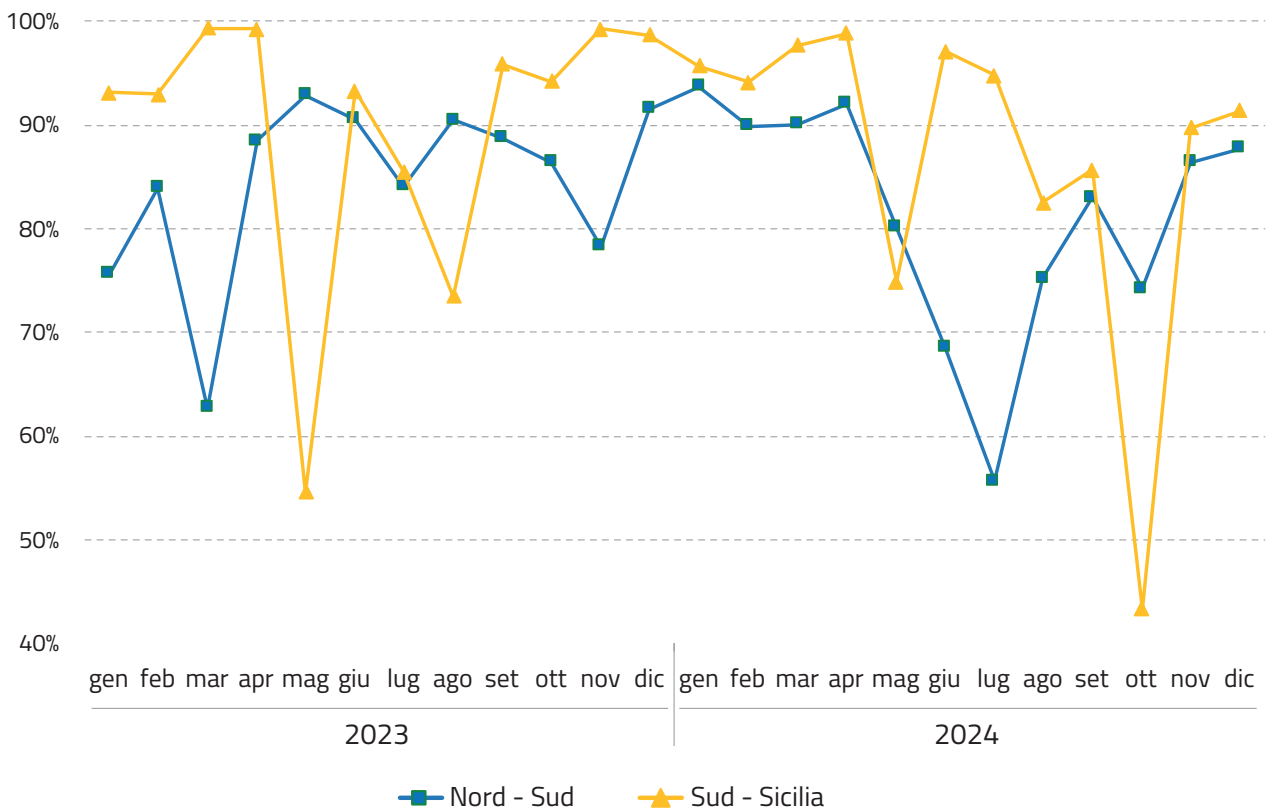


Fig. 2.1.10 | Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2023-2024



Tab. 2.1.4 | Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2024

	PUN Index GME		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sardegna		Sicilia	
N° ore con prezzo a zero	-	(0)	-	(0)	1	(0)	2	(2)	8	(3)	8	(4)	263	(167)	12	(5)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	-	(0)	-	(0)	1	(0)	2	(1)	4	(2)	4	(3)	55	(24)	6	(4)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	160	(141)	136	(128)	151	(135)	167	(150)	174	(166)	179	(175)	201	(171)	187	(184)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	43,7%	(38,6%)	37,2%	(35,1%)	41,3%	(37,0%)	45,6%	(41,1%)	47,5%	(45,5%)	48,9%	(47,9%)	54,9%	(46,8%)	51,1%	(50,4%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni. €/MWh	-13,03	(-15,69)	-12,05	(-15,59)	-14,71	(-15,61)	-15,62	(-17,82)	-16,39	(-18,28)	-16,17	(-18,84)	-24,05	(-21,19)	-17,67	(-18,67)

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig. 2.1.11 | Prezzi dell'energia elettrica in Europa. Anno 2024

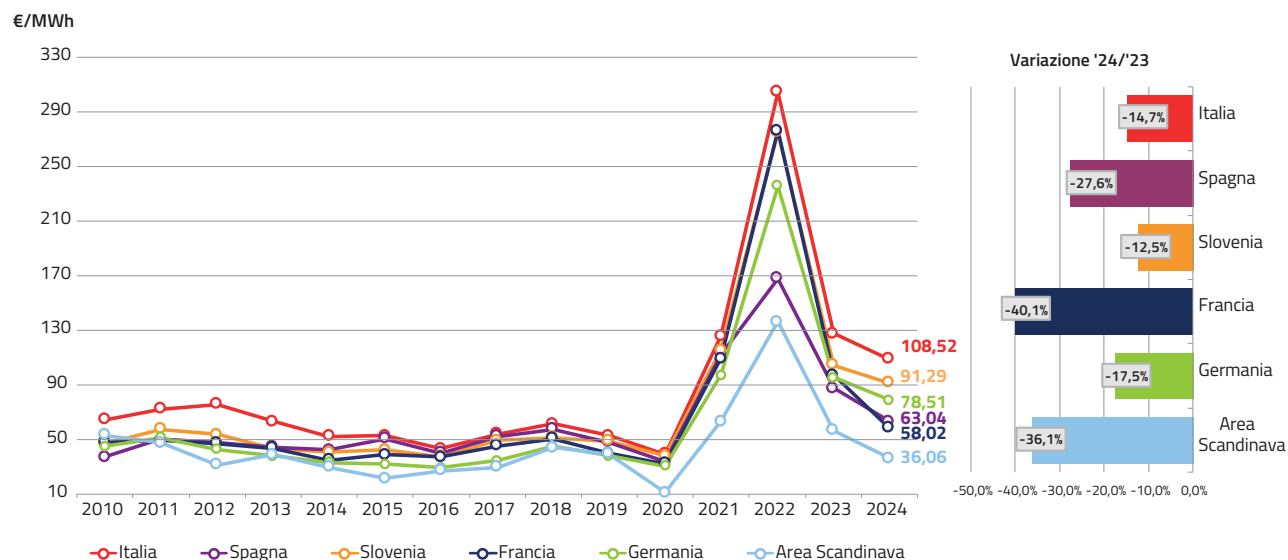
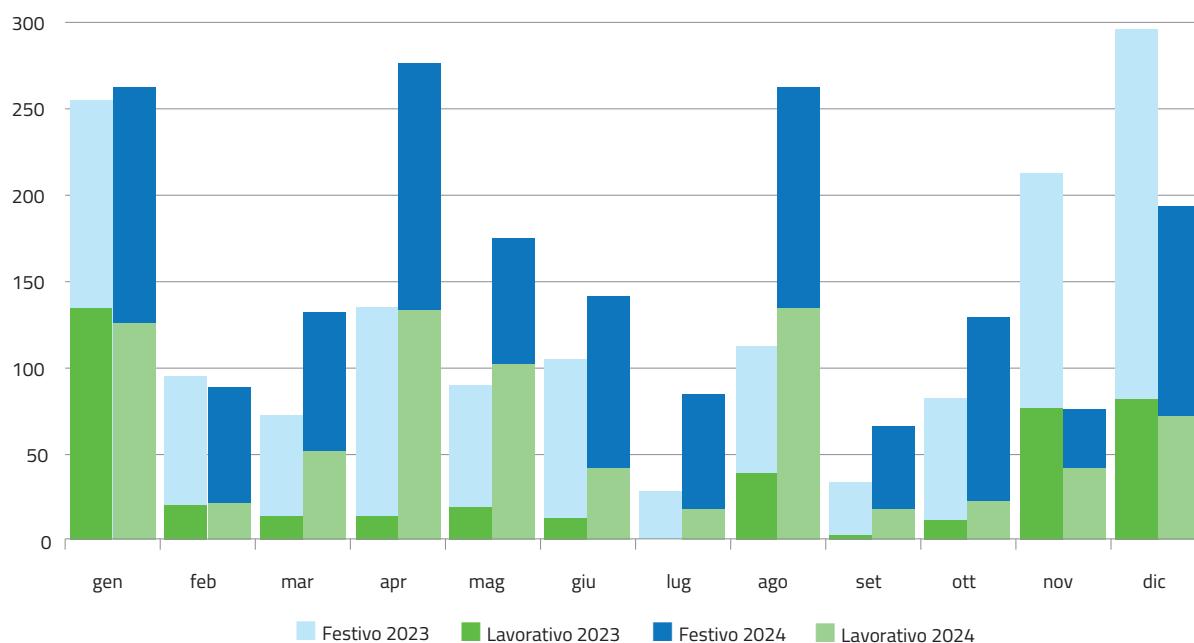


Fig. 2.1.12 | Distribuzione delle ore di attivazione del vincolo generalizzato. Anno 2024

	Senza controflussi	Con controflussi	Senza impatti	Totale
Numero ore	621	1.080	183	1.884
	(-87)	(+550)	(-94)	1.515
Quota sul totale	7%	12%	2%	21%
	(-1 p.p.)	(+6 p.p.)	(-1 p.p.)	(+4 p.p.)



() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

2.1.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

I VOLUMI E I PREZZI. Nel corso del 2024, il MI è stato caratterizzato da importanti novità, a seguito delle quali i mercati in asta già precedentemente attivi in Italia sull'orizzonte infragiornaliero (c.d. MI-A o CRIDA) sono confluiti, a partire da giugno, nelle nuove Intraday Auctions (IDA), armonizzate a livello europeo e finalizzate a rafforzare ulteriormente l'integrazione dei mercati elettrici in ambito comunitario.

In tale contesto, i volumi complessivamente scambiati nel mercato del GME raggiungono il loro massimo storico (35,4 TWh, +6,3 TWh), per effetto prevalentemente della maggiore liquidità del XBID, misurata in termini sia di quantità scambiate, sul livello più alto di sempre (11,5 TWh, +4,7 TWh), sia di abbinamenti (5,8 milioni, +2,3 milioni). In crescita anche i volumi nelle sessioni in asta (23,9 TWh, +1,6 TWh), in particolare sul MI-A1 (15,1 TWh, +0,7 TWh), su cui continua a concentrarsi la quota di mercato più rilevante (circa il 43% del totale).

Con riferimento al XBID, l'analisi degli scambi avvenuti nel corso dell'anno ha evidenziato un crescente impiego da parte degli impianti rinnovabili, controparti per il 67% dei volumi abbinati in acquisto e per il 69% in vendita (+11/+3 p.p.), accompagnato da un buon utilizzo da parte degli operatori degli strumenti di bidding messi a disposizione per la contrattazione continua, quali le offerte a portafoglio (intorno al 14% in acquisto e all'11% in vendita) e le offerte basket (il 28% del totale). Si è osservata, inoltre, una maggiore distribuzione delle transazioni tra le tre fasi di contrattazione, come testimoniato dalla crescita della quota di scambi in fase 1 (19%, +7 p.p.) e nelle dodici ore antecedenti la consegna (26%, +8 p.p.), nonché una progressiva crescita del peso delle negoziazioni avvenute tra zone nazionali (51%, +16 p.p.) e all'interno della medesima zona nazionale (14%, +4 p.p.), a scapito di quelle con controparte estera (35%, -20 p.p.).

Con riferimento, invece, ai mercati in asta l'aumento degli scambi in vendita è risultato particolarmente rilevante al Sud e al Nord, concentrandosi su quest'ultima zona in acquisto.

Le dinamiche dei prezzi hanno seguito quanto osservato sul MGP, con quotazioni che, sebbene in progressiva crescita nel corso dell'anno, sono comunque scese rispetto al 2023. I prezzi medi si sono attestati sui 108/113 €/MWh (-18/-16 €/MWh) in asta e sui 109 €/MWh (-19 €/MWh) sul XBID, mostrando valori sostanzialmente in linea con i riferimenti MGP. Si è confermata elevata, infine, la volatilità infraseSSIONE sul XBID, con minimi orari negativi concentrati in particolare a marzo e a maggio in Sardegna, Sud e Sicilia (da Fig. 2.1.13 a Fig. 2.1.16, Tab. 2.1.5).

Fig. 2.1.13 | Volumi scambiati sul MI

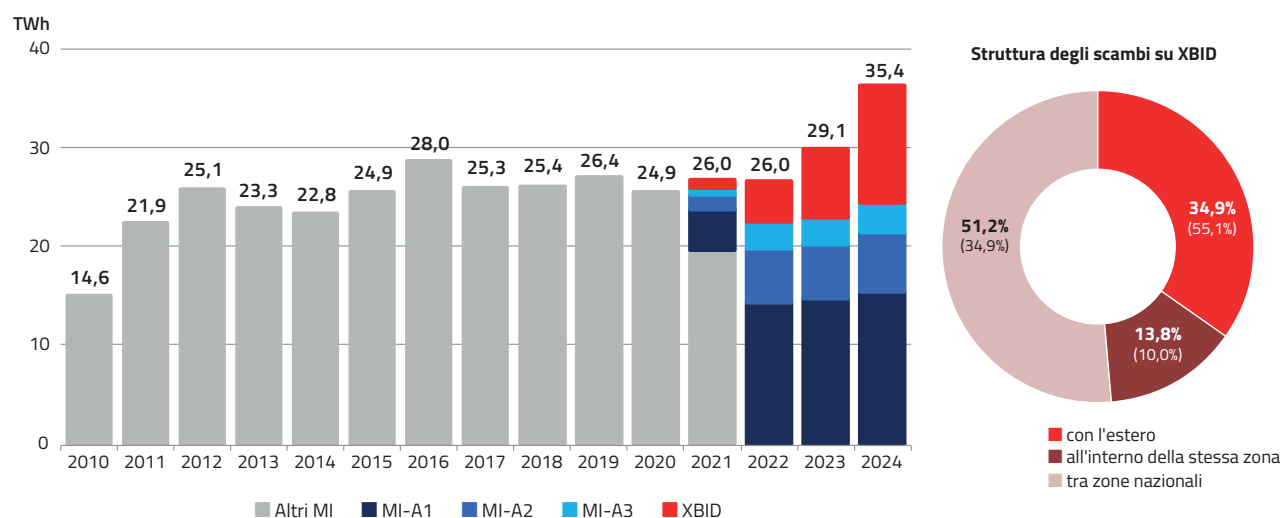


Fig. 2.1.14 | Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2023-2024

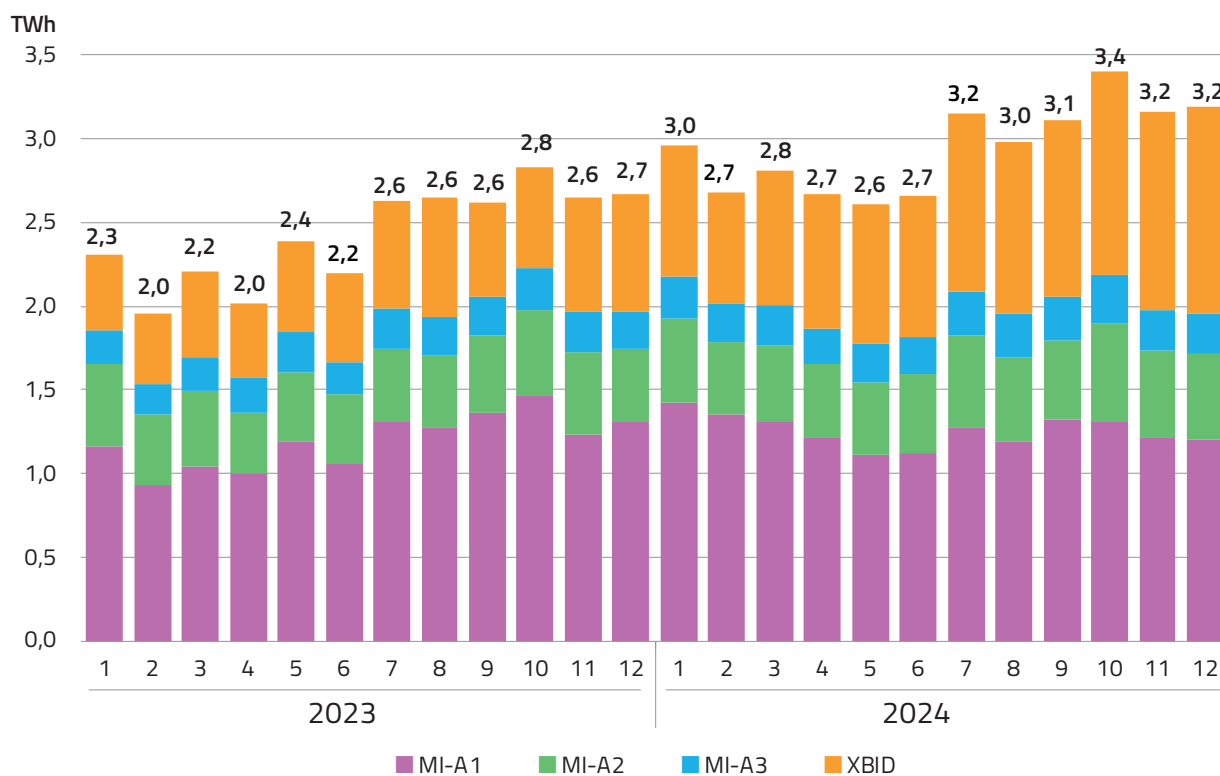


Fig. 2.1.15 | Prezzi MI. Evoluzione annuale

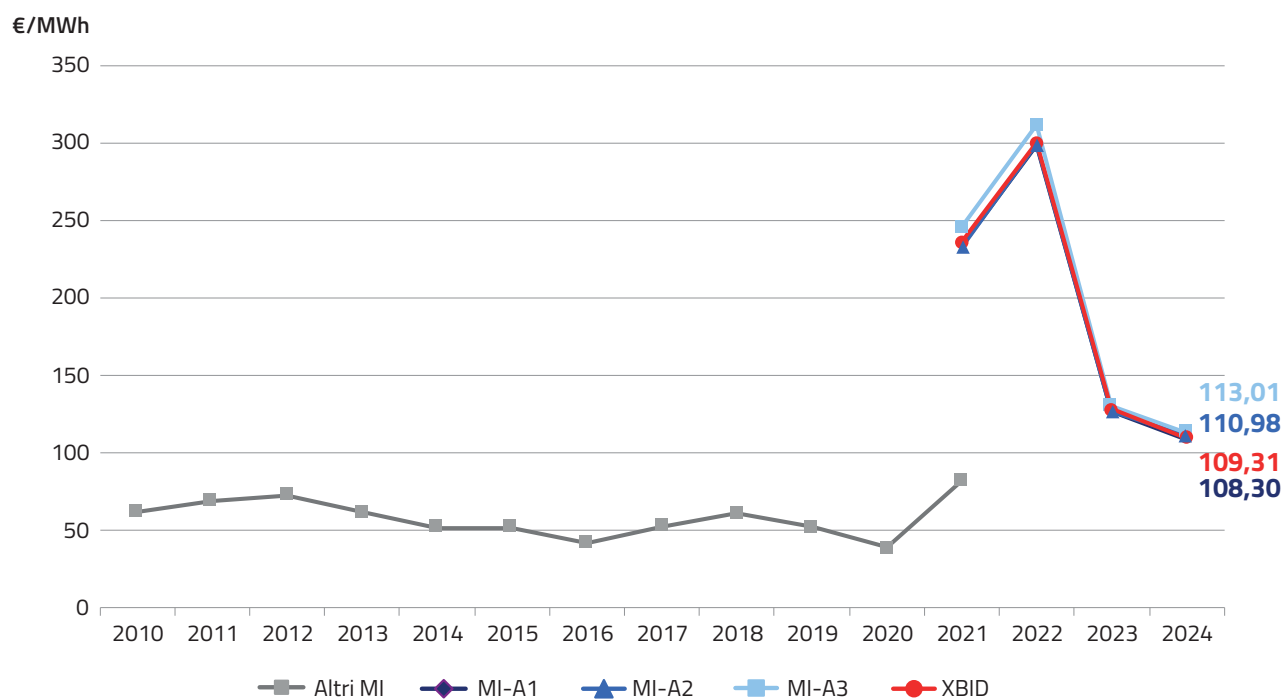
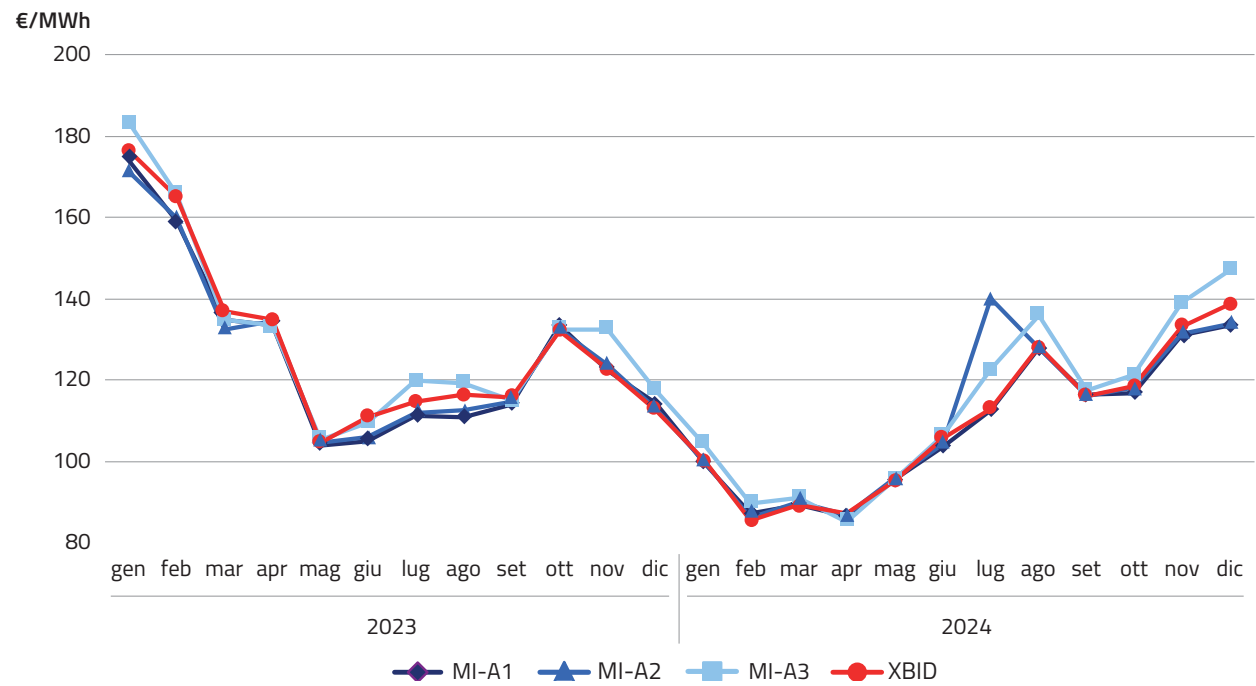


Fig. 2.1.16 | Prezzi MI. Andamento mensile 2023-2024



Tab. 2.1.5 | Acquisti e vendite zonalì sul MI. Anno 2024

ACQUISTI	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	MERCATO INFRAGIORNALIERO	
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	TOTALE	XBID (1-24H)	TOTALE	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	var %
Nord	7.205.577	2.210.845	1.247.692	10.664.113	3.099.378	13.763.491	20,0%
Centro Nord	980.116	449.327	178.053	1.607.495	586.629	2.194.124	16,1%
Centro Sud	2.091.594	1.069.342	496.821	3.657.757	1.106.915	4.764.671	16,1%
Sud	2.037.762	897.958	465.659	3.401.378	1.392.524	4.793.902	17,8%
Calabria	319.378	140.488	77.401	537.267	228.566	765.834	17,6%
Sicilia	1.162.205	394.110	208.662	1.764.977	549.741	2.314.718	23,1%
Sardegna	336.208	200.315	120.338	656.861	199.695	856.555	3,4%
Estero	923.149	499.345	185.049	1.607.544	4.343.388	5.950.931	38,3%
Totale	15.055.988	5.861.729	2.979.675	23.897.392	11.506.835	35.404.227	21,3%

VENDITE	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	MERCATO INFRAGIORNALIERO	
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	TOTALE	XBID (1-24H)	TOTALE	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	var %
Nord	7.702.915	2.566.601	1.235.371	11.504.887	3.565.999	15.070.886	18,6%
Centro Nord	896.399	262.530	127.760	1.286.690	569.966	1.856.656	24,0%
Centro Sud	2.082.402	943.035	431.731	3.457.168	1.459.051	4.916.219	26,8%
Sud	1.960.151	919.407	450.616	3.330.174	1.332.826	4.663.000	31,8%
Calabria	579.280	176.910	85.461	841.652	257.471	1.099.122	10,6%
Sicilia	1.087.444	366.195	200.211	1.653.849	509.713	2.163.562	0,4%
Sardegna	244.831	148.596	91.255	484.682	196.722	681.404	8,4%
Estero	502.565	478.451	357.272	1.338.289	3.615.088	4.953.377	30,4%
Totale	15.055.988	5.861.729	2.979.675	23.897.392	11.506.837	35.404.227	21,3%

2.1.3. Altri mercati elettrici

MPEG. Le movimentazioni sul prodotto “differenziale unitario di prezzo” sono salite ai massimi dal 2020 in termini di volumi (0,75 TWh contro 0,55 TWh del 2023), accompagnate anche da una crescita degli abbinamenti (509 contro 299). A differenza degli anni precedenti, si è osservato anche un buon numero di scambi sul prodotto peakload, concentrati nei mesi centrali e assenti o quasi dal 2020. In decisa riduzione rispetto ai massimi storici del 2023, invece, sono risultati i prezzi medi, attestatisi a 0,91 €/MWh sul profilo baseload (-0,34 €/MWh) e a 0,80 €/MWh su quello peakload (-0,60 €/MWh) (Fig. 2.1.17).

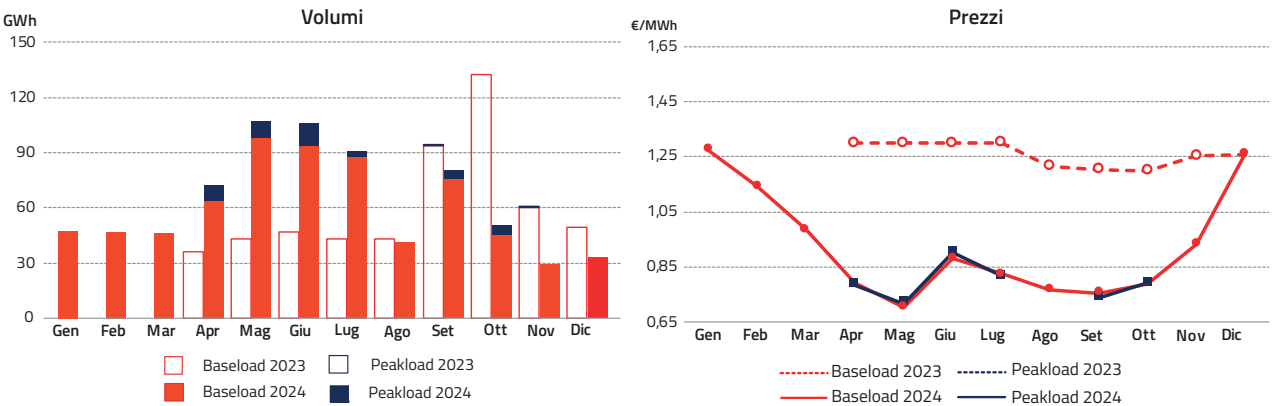
PCE. Nel 2024 si è osservata una generale riduzione degli indicatori di volume relativi alla PCE. Infatti, sono risultate in ulteriore calo le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro nel 2024 (194,6 TWh, -15,3%), prevalentemente in corrispondenza della riduzione di quelle derivanti da contratti bilaterali (-15,4%), nonché la posizione netta determinata dal complesso delle transazioni, scesa sul livello più basso dal 2009 (124,1 TWh, -8,6%), e il turnover¹⁶ (1,57, -0,12). Dinamica ribassista anche per i programmi registrati nei conti in immissione (57,1 TWh, -16,3%) e in prelievo (90,1 TWh, -7,3%) e per i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 66,9 TWh, -0,7%, e 34,0 TWh, -11,8%) (Fig. 2.1.18, Fig. 2.1.19, Tab. 2.1.6).

MTE. Nel 2024 sul MTE si sono registrate esclusivamente 19 transazioni a fini di clearing (-5 sul 2023) per 85 GWh complessivi (Tab. 2.1.7).

Fig. 2.1.17 | Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

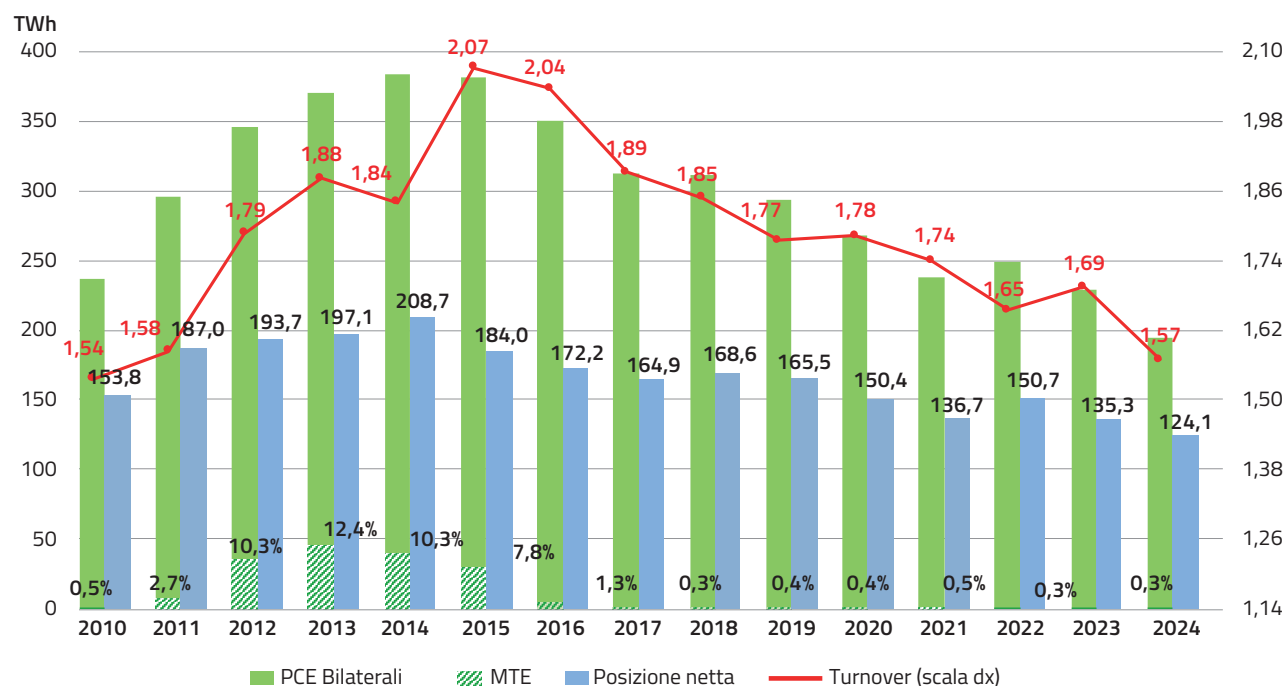
Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	438 (297)	185/364 (128/362)	0,91 (1,25)	0,70 (1,20)	1,60 (1,50)	709.488 (548.400)	3.835 (4.284)
Peakload	71 (2)	46/260 (2/259)	0,80 (1,40)	0,65 (1,20)	0,95 (1,60)	42.600 (840)	926 (420)
Totale	509 (299)					752.088 (549.240)	

() Tra parentesi il valore dell'anno precedente



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

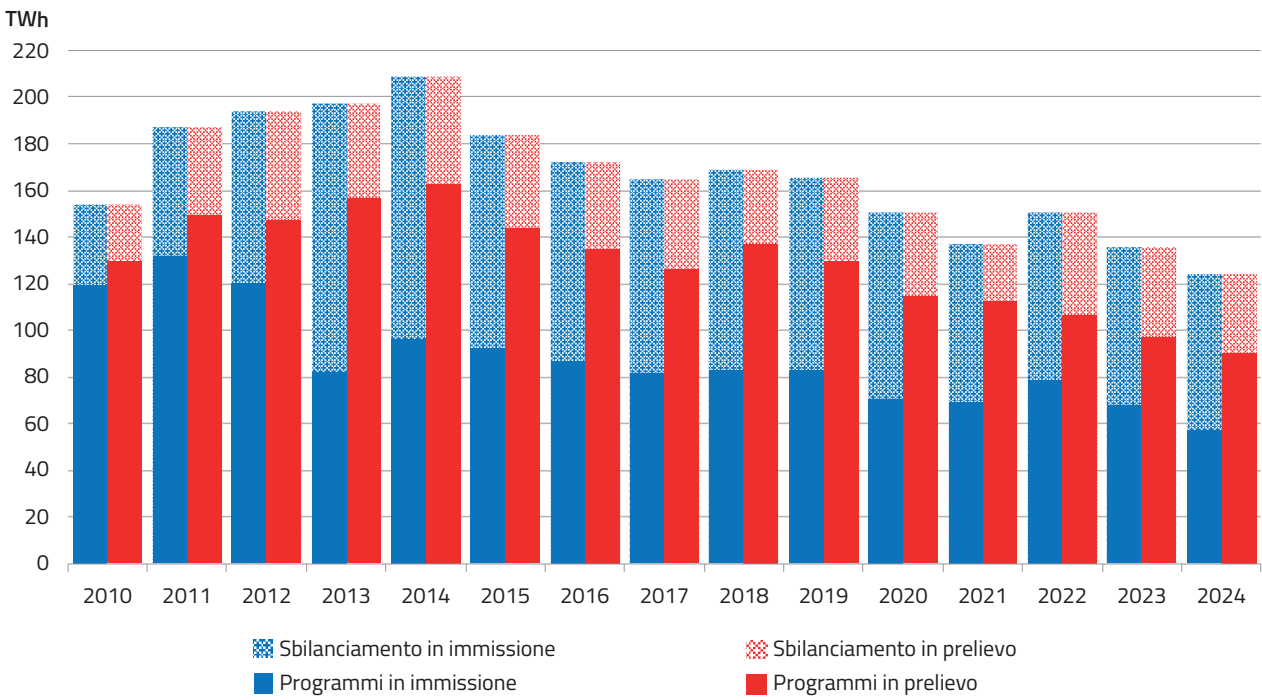
Fig. 2.1.18 | Transazioni registrate, posizione netta e turnover



Tab. 2.1.6 | Profilo delle transazioni registrate e programmi

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI					
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	30.487.878	18,1%	15,7%	Richiesti	67.353.862	-17,9%	90.101.841	-7,3%	100,0%
Off Peak	93.007	140,8%	0,0%						
Peak	66.532	135,9%	0,0%	Registrati	57.128.021	-16,3%	90.094.533	-7,3%	100,0%
Week-end	-	-	0,0%						
Totale Standard	30.647.418	18,4%	15,7%	Rifiutati	10.225.841	-25,6%	7.309	-39,7%	0,0%
Totale Non standard	163.176.757	-19,8%	83,8%	Sbilanciamento a programma	66.926.585	-0,7%	33.960.073	-11,8%	
PCE bilaterali	193.824.174	-15,4%	99,6%	Saldo programmi	-	-	32.966.512	13,9%	
MTE	73.682	-13,4%	0,0%						
MPEG	752.088	36,6%	0,4%						
CDE	-	-	0,0%						
Totale	194.649.944	-15,3%	100,0%						
Posizione netta	124.054.606	-8,6%							

Fig. 2.1.19 | Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



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

	2023			2024			Δ% '24/'23		
	MERCATO	OTC	TOTALE	MERCATO	OTC	TOTALE	MERCATO	OTC	TOTALE
Numero Abbinamenti									
Totale	8	16	24	0	19	19	-8	3	-5
Baseload	8	15	23	0	19	19	-8	4	-4
Peakload	0	1	1	0	0	0	0	-1	-1
Volumi (MWh)									
Totale	26.970	107.525	134.495	0	84.671	84.671	-26.970	-22.854	-49.824
Baseload	26.970	101.237	128.207	0	84.671	84.671	-26.970	-16.566	-43.536
Peakload	0	6.288	6.288	0	0	0	0	-6.288	-6.288

2.2 I MERCATI DEL GAS

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

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. I volumi sul MP-Gas e la loro quota sul totale consumato nel sistema si sono portati ai rispettivi massimi storici di 180 TWh (+16,1% e +2,7% rispetto al precedente record) e 28% (con due picchi mensili superiori al 35%). La spinta propulsiva è arrivata dal MGP-Gas (111,1 TWh, +40,8%), anch'esso al suo massimo storico, in virtù di una tendenza estesa a tutti i mesi dell'anno e tale da compensare la riduzione indotta sul MI-Gas (39,2 TWh, -11,9%) dalla flessione delle movimentazioni del RdB (6,3 TWh, -28,2%) e degli scambi tra altri operatori (32,9 TWh, -7,9%). Oltre all'aumento dei volumi, la maggior liquidità dei mercati è attestata anche dall'aumento del numero di operatori con scambi sui due lati del mercato, dall'incremento del numero di transazioni (452 nel 2024, +40%) e dalla significativa crescita del trading in termini di operatori (36, +5) e di volumi coinvolti (51,9 TWh, +29,2%). In netto miglioramento anche gli indicatori relativi ai book di negoziazione, risultati sui due lati del mercato più profondi e meno ripidi nell'intorno di una fascia competitiva di prezzo e connotati da uno spread bid-ask competitivo più basso. Con riferimento ai mercati in asta ricompresi nel MP-Gas, nei due comparti AGS gli scambi si sono portati a 25,3 TWh sull'orizzonte day-ahead (-10,5%), di cui 20,7 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto, e a 1,0 TWh su quello intraday (erano 0,2 TWh nel 2023). Sono tornati ad aumentare, invece, i volumi registrati sul MGS (3,5 TWh, +7,1%), in cui si è osservato un rialzo dei volumi trattati da Snam per la finalità di bilanciamento, in particolare in acquisto (1,3 TWh contro 0,9 TWh del 2023), mentre si sono confermate sostanzialmente stabili le negoziazioni tra operatori terzi (1,5 TWh) (Fig. 2.2.1).

I PREZZI. La maturità raggiunta dal MP-Gas ha garantito un deciso rafforzamento della rappresentatività dei prezzi espressi dai mercati del GME, sostenendo l'affidabilità dell'IG Index GME, lanciato dal GME nel 2023 e pari nel 2024 a 36,4 €/MWh. L'indice si è mosso in piena sintonia con le principali quotazioni europee, seguendo dinamiche comuni ad esse anche nell'evoluzione mese su mese (TTF: 34,3 €/MWh, CEGH: 35,9 €/MWh). L'analisi delle negoziazioni del MGP-Gas, mercato su cui l'indice si forma, ha evidenziato una netta e progressiva crescita tra il 2023 e il 2024 degli abbinamenti medi osservati nelle sessioni in "fascia IG Index GME"¹⁷ (da 39 a 63), a tassi superiori al resto del mercato (61% vs. 36%), denotando, da un lato, l'apprezzamento degli operatori per l'indice market-based, dall'altro "l'effetto boosting" prodotto dall'indice stesso sulla liquidità del mercato. Mediamente nel 2024 i prezzi sui mercati del GME si sono attestati sostanzialmente sul valore dell'IG Index GME, in calo sia nel livello che nella volatilità, al pari dei prezzi di sbilanciamento (in acquisto: 36,9 €/MWh, -15,2%; in vendita: 36,2 €/MWh; -13,4%), mostrando in corso d'anno una progressione crescente che li ha portati a toccare a dicembre il loro massimo annuo (Fig. 2.2.2 e Fig. 2.2.3).

L'OPERATIVITÀ DEL RdB. Benefici ulteriori e non secondari derivanti dalla maggiore liquidità registrata sui mercati del gas si sono riscontrati sul funzionamento del meccanismo di bilanciamento del sistema. La crescita dei volumi ha, infatti, garantito agli operatori un bacino più ampio per il reperimento delle risorse necessarie alla gestione delle loro posizioni commerciali e agevolato l'operatività del RdB. Gli interventi del RdB sul mercato sono risultati, infatti, in riduzione sia in termini di frequenza che di volumi, confermandosi prevalentemente in acquisto (93 sessioni, -17% vs. 20 in vendita), determinando anche un calo della frequenza con cui il RdB ha determinato i prezzi di sbilanciamento e il suo impatto sui prezzi di sessione e sul book (Tab. 2.2.1).

¹⁷ L'IG Index GME è l'indice di riferimento del mercato del gas italiano, calcolato dal GME 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.

2.2.2. Altri mercati del gas

MT-GAS. Nel 2024 non si sono rilevati scambi sul mercato a termine MT-Gas.

P-GAS. Nel comparto Aliquote sono stati contrattati 1,0 TWh ad un prezzo medio di 45,04 €/MWh. Nessuno scambio, invece, nel comparto Import.

PAR. Nella Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione, sono stati complessivamente assegnati 20 slot (erano 42 nel 2023), tutti concentrati nei comparti dedicati a GNL Italia e FSRU Italia, per 1,7 milioni di m³ liquefatti (contro 5,5 milioni di m³ liquefatti dello scorso anno), ad un prezzo medio di 2,02 €/m³ liquefatti.

Fig. 2.2.1 | Andamento degli scambi

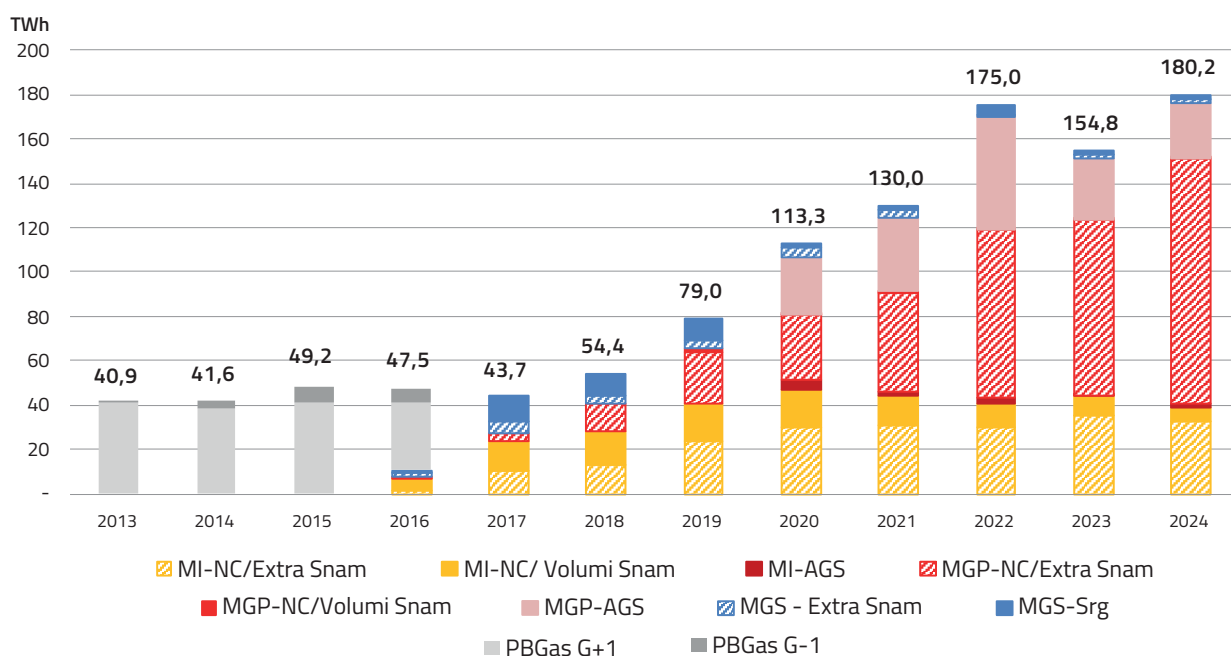
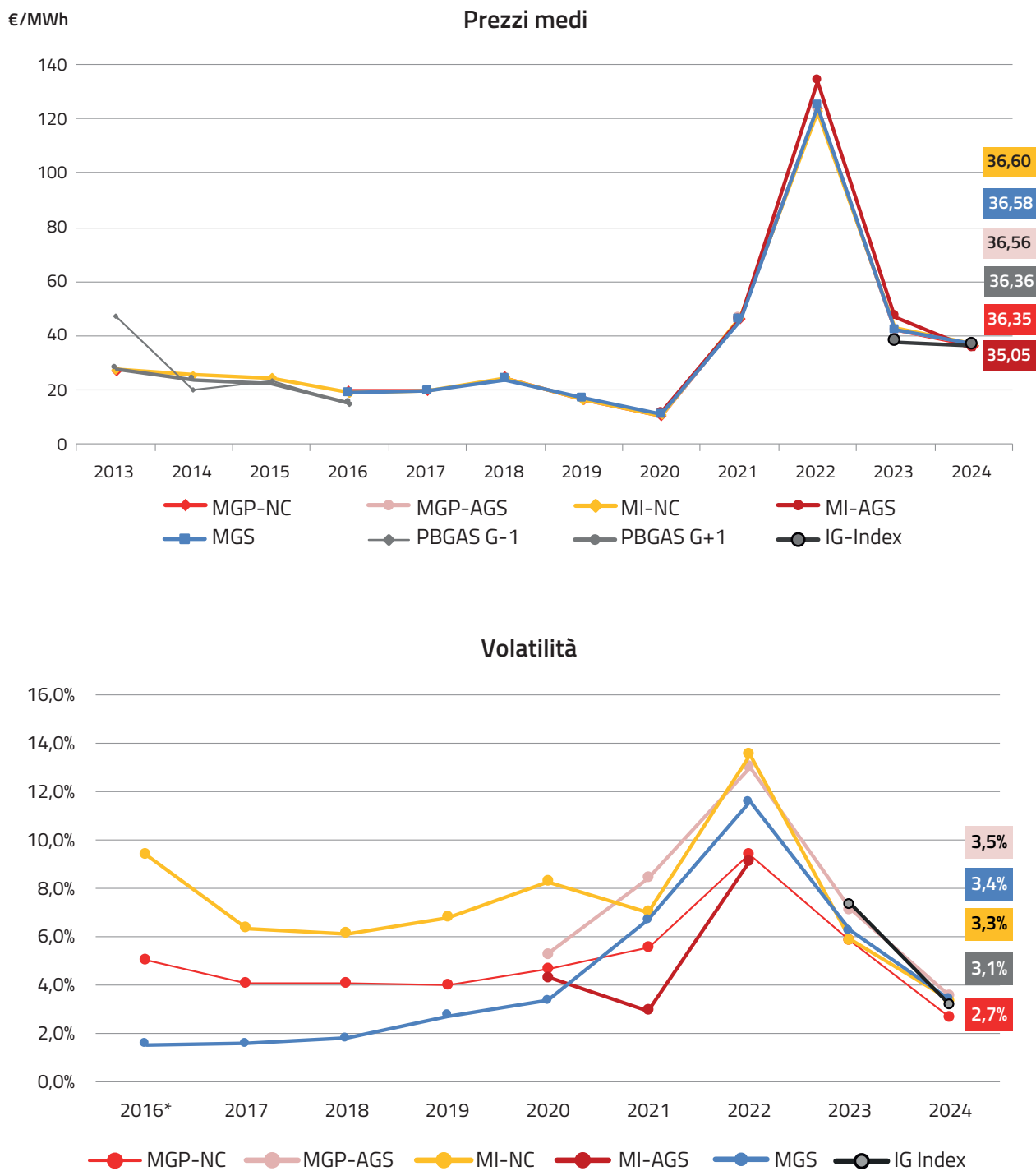
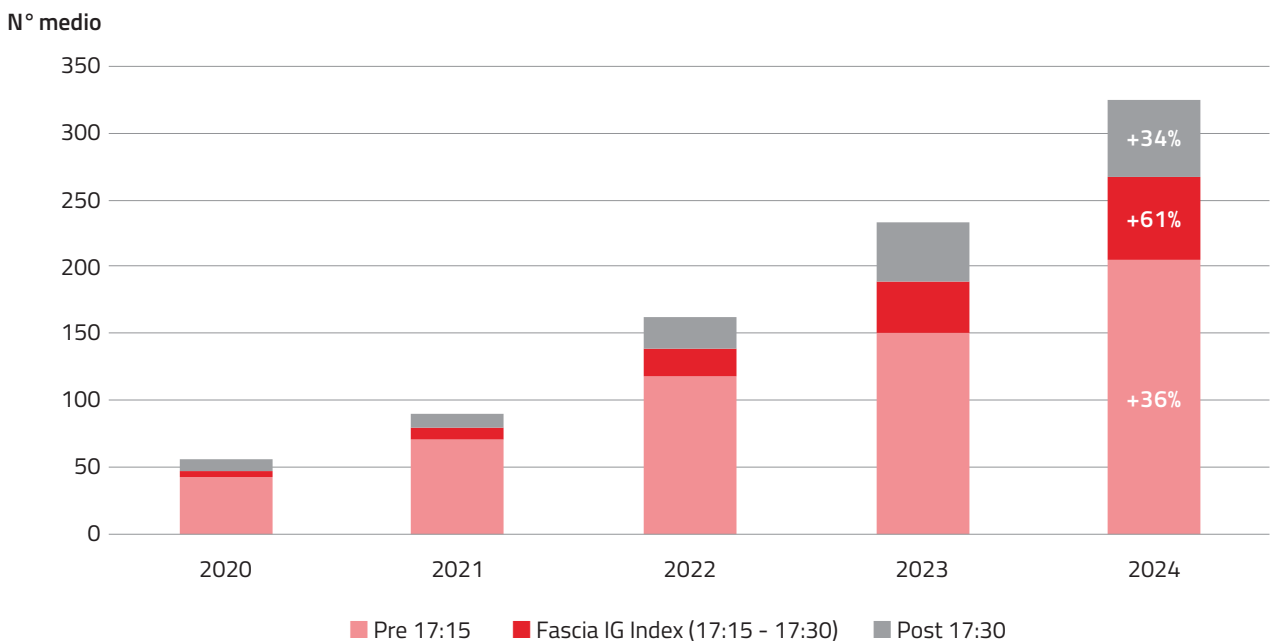


Fig. 2.2.2 | Prezzi medi e volatilità MP-Gas



*Periodo Ottobre-Dicembre

Fig. 2.2.3 | Abbinamenti sui prodotti sottostanti l'IG Index. N° medio



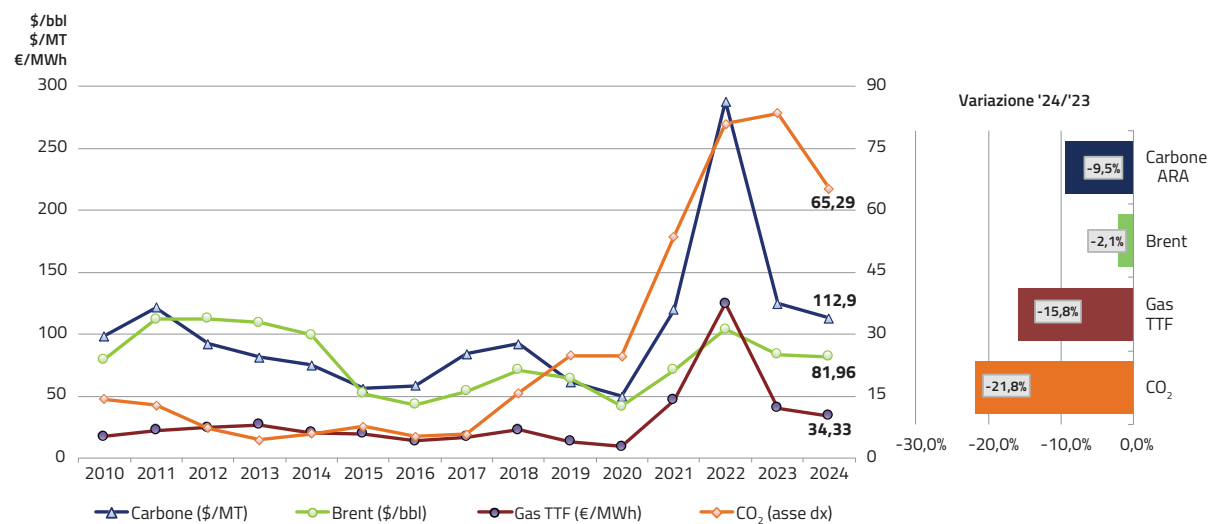
Tab. 2.2.1 | Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2024

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)
2020	120	102.591	1.200	283.248	57	80.392	24	259.224
2021	114	82.186	24	220.584	54	68.780	24	179.976
2022	64	54.260	24	200.472	97	68.213	24	280.320
2023	112	63.180	264	238.776	40	40.869	24	217.704
2024	93	61.504	72	191.784	20	27.944	120	83.472

BOX – I MERCATI ENERGETICI IN EUROPA

I PREZZI DELLE COMMODITIES DELL'ENERGIA. In uno scenario internazionale ancora incerto, le quotazioni delle commodities si sono confermate su valori elevati, sebbene tutte alla seconda flessione consecutiva. Le quotazioni di greggio e derivati sono scese a 81,96 \$/bbl per il Brent (-2%), a 537,67 \$/MT per l'olio combustibile (-1%) e a 732,05 \$/MT per il gasolio, in più decisa riduzione (-10%). Le dinamiche mensili hanno mostrato quotazioni generalmente più alte nella prima metà dell'anno, per poi calare ai minimi di settembre e mostrare successivamente una modesta variabilità. Diversa è risultata la dinamica del carbone che, mediamente pari a 112,90 \$/MT (-9%), si è attestato su bassi livelli nei primi due mesi dell'anno (meno di 96 \$/MT a febbraio), per poi crescere fino al massimo di settembre (oltre 124 \$/MT) e ripiegare verso fine anno.

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



I PREZZI DEL GAS. Nel 2024, i sistemi del gas europei hanno registrato un sostanziale consolidamento delle dinamiche emerse dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino, manifestando una generale debolezza della domanda e un rapporto sempre più stretto tra le dinamiche del prezzo e quelle del GNL, fonte che rappresenta ormai circa il 30% del gas importato nel Vecchio Continente. Il consumo di gas in Italia e in Europa centro-settentrionale (NWE) si è confermato su livelli bassi sia nel suo consolidato annuo (Italia: 630 TWh, NWE: 1.625 TWh) che nell'andamento nei mesi, nei quali si è posizionato spesso ai minimi dell'ultimo quinquennio, evidenziando una lieve ripresa solo nella parte finale dell'anno. L'analisi delle modalità d'approvvigionamento della materia prima ha confermato in Italia e in Europa il ruolo del GNL come prima fonte sostitutiva delle forniture russe via gasdotto (in Italia tornate comunque a crescere nel 2024). I volumi di GNL e la loro quota nella struttura dell'import sono, tuttavia, risultati in diminuzione in Italia e in Europa rispetto allo scorso anno, in particolare a partire dalla fine del primo trimestre dell'anno e soprattutto dagli USA e dall'Asia. In presenza di una bassa domanda, questa condizione si è tradotta in un minor flusso di iniezione nello stoccaggio nel semestre estivo, i cui impatti si sono concretizzati ad inizio del nuovo anno gas favorendo una più netta erosione della giacenza negli stoccaggi europei. Tale fenomeno si è realizzato in perfetta corrispondenza con la lenta ma progressiva ripresa dei prezzi europei del gas rilevata a partire dalla fine di febbraio. Le quotazioni, infatti, a fronte di un valore annuo comunque inferiore a quello del 2023 (TTF: 34,3 €/MWh, CEGH: 35,9 €/MWh; IG Index GME: 36,4 €/MWh), sono cresciute mese su mese sostanzialmente in tutto il 2024, raggiungendo i valori più alti proprio nel bimestre finale, quando gli aumenti sui massimi annui (45/48 €/MWh) hanno favorito una riduzione dello spread con la quotazione asiatica del GNL e i flussi di GNL sono tornati a crescere fino quasi a toccare i valori elevati di inizio 2024.

I PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA. La riduzione del costo dei combustibili ha contribuito al calo dei prezzi elettrici europei, anch'essi tuttavia ancora superiori a quelli osservati fino al 2020. L'indice italiano PUN Index GME, ancora fortemente dipendente dalla generazione a gas, si mantiene sopra 100 €/MWh (109 €/MWh, -15%), mentre scendono a 58/82 €/MWh i prezzi sul resto delle borse europee continentali (-18/-40%). Tra queste ultime, in evidenza in particolare, lo spread Germania-Francia (+20 €/MWh circa, massimo storico), positivo come raramente osservato nel passato, in ragione della differente evoluzione che ha interessato i rispettivi parchi di generazione nazionali: è infatti tornata a crescere la produzione nucleare e idroelettrica in Francia mentre si è progressivamente ridotta quella a carbone e a lignite in Germania, già interessata dal phase out del nucleare nel 2023. Il fenomeno si è confermato anche su base oraria, testimoniato dal forte calo della frequenza con cui il prezzo tedesco è risultato inferiore a quello francese (42% delle ore, -30 p.p.).

2.3 I MERCATI AMBIENTALI

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

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Nel sistema il numero dei titoli emessi, al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine 2024, ha raggiunto circa 73,6 milioni di tep, in aumento di 2,2 milioni di tep rispetto al 31 dicembre 2023. Il numero di titoli disponibili a fine anno, al lordo dei titoli registrati sul conto del GSE, si è attestato a 3,3 milioni di tep, in aumento di circa 61 mila tep rispetto a fine 2023. In tale contesto, nel 2024 le negoziazioni di TEE hanno segnato il secondo lieve aumento consecutivo, salendo a 1,83 milioni di tep (+4,2%) sul mercato organizzato (MTEE) e a 1,18 milioni di tep (+11,7%) sulla piattaforma bilaterale, con una liquidità del mercato al 61% (-1 p.p.). L'analisi mensile degli scambi sul mercato evidenzia una crescita delle contrattazioni in termini percentuali piuttosto uniforme in corso d'anno, con aumenti nella prima parte dell'anno relativa agli obblighi del 2023 simili a quelli registrati nel periodo successivo (**Tab. 2.3.1, Fig. 2.3.1, Fig. 2.3.2**).

I PREZZI. Nel 2024, il prezzo medio registrato sul MTEE è sceso a 248,51 €/tep (-1,3%), attestandosi mediamente sui 251 €/MWh nei primi cinque mesi dell'anno relativi all'anno d'obbligo 2023 e sui 247 €/MWh in quelli successivi. Il prezzo medio rilevato sulla piattaforma bilaterale è cresciuto, invece, a 228,80 €/tep (+2,0%), oscillando tra i 247 €/MWh del mese di maggio ed i 151 €/MWh di aprile. Il differenziale tra le due quotazioni si è ridotto a 19,71 €/tep, attestandosi, tuttavia, attorno a 3 €/tep con riferimento alle sole transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, pari al 93% del totale (91% nel 2023) (**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 2024 si è rilevato un incremento generalizzato su tutte le modalità di contrattazione. Prevalenti ancora le registrazioni sulla piattaforma bilaterale (PBGO), pari a 66,5 TWh (+9%), mentre gli scambi sul MGO sono cresciuti a 2,0 TWh (+191%) e le assegnazioni tramite asta a 21,4 TWh (+185%). L'analisi della struttura degli scambi cumulati fino a fine 2024 per tipologia di impianto e per periodo di produzione ha evidenziato, con riferimento all'anno di produzione 2023, quote più elevate della tipologia Idroelettrico sul MGO (34,8%) e sulla PBGO (49,5%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (41,8%). Con riferimento all'anno di produzione 2024, invece, le tipologie Idroelettrico, Solare e Bio presentano sul MGO ciascuna, una quota intorno al 30%, mentre sulla PBGO, sono state le tipologie Idroelettrico e Eolico a totalizzare, rispettivamente, maggiori scambi con il 45,5% e il 41,0% del totale. Sulle aste del GSE, la tipologia Solare si è confermata la più liquida con il 48,3% (**Fig. 2.3.6, Fig. 2.3.7, Fig. 2.3.8**).

I PREZZI. Nel 2024, il prezzo medio delle GO, indipendentemente dalle tipologie e dal periodo di produzione, ha registrato un netto calo sul MGO (0,77 €/MWh, -5,33 €/MWh) e sulle aste GSE (0,42 €/MWh, -5,24 €/MWh), a fronte di una crescita sulla PBGO a 2,82 €/MWh (+0,70 €/MWh). In virtù di tali variazioni, lo spread tra il prezzo di mercato e quello dei bilaterali ha invertito segno nel 2024, attestandosi a -2,05 €/MWh (era +3,98 €/MWh nel 2023), valore che sale a -2,21 €/MWh considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo (circa il 95% del totale scambiato sulla PBGO). Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, indipendentemente dal periodo di produzione, sul mercato MGO le categorie hanno mostrato prezzi compresi tra 0,30 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile, che risulta la meno cara anche sulla piattaforma PBGO (0,13 €/MWh), e 1,17 €/MWh

della tipologia Eolico. Sulla PBGO, invece, sono le tipologie Bio e Altro che hanno fatto segnare i prezzi più alti, pari rispettivamente a 4,04 €/MWh e 4,59 €/MWh. Sulle Aste GSE, infine, la categoria Gas Trasporti Non Esportabile fa registrare il prezzo più alto a 0,80 €/MWh. L'analisi mensile ha evidenziato un trend discendente sul MGO, con prezzi più elevati nel primo trimestre e più bassi nei mesi finali dell'anno, quando si sono toccati i minimi storici per le garanzie d'origine con anno di produzione 2023 (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	74,14*	-4,89	0,25*	2,29*

* Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2024.

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

Fig. 2.3.1 | Titoli disponibili e obblighi

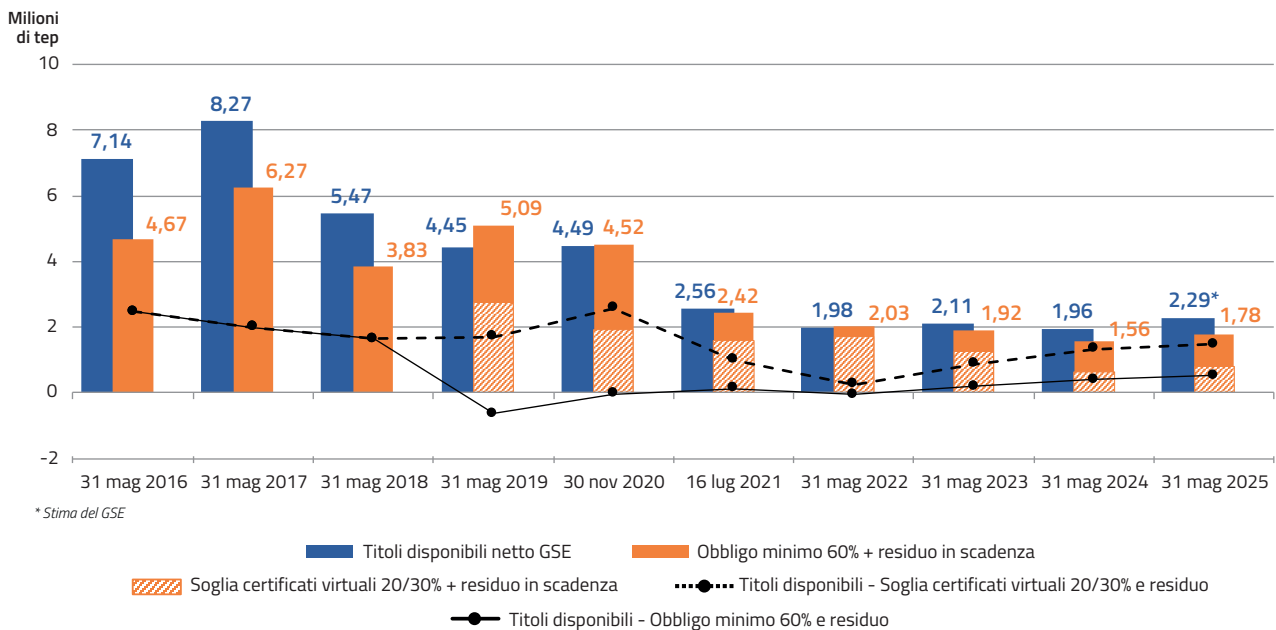


Fig. 2.3.2 | Volumi scambiati TEE

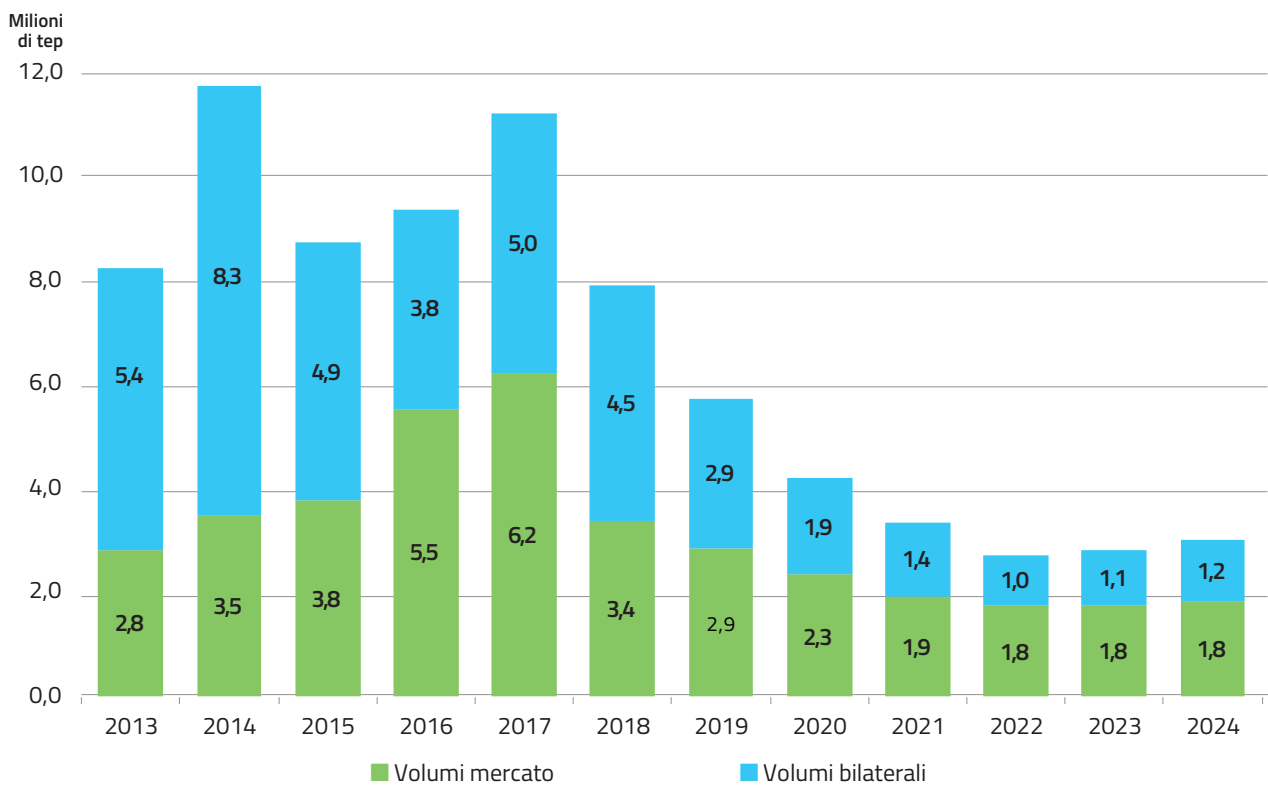


Fig. 2.3.3 | Prezzi TEE. Media annua

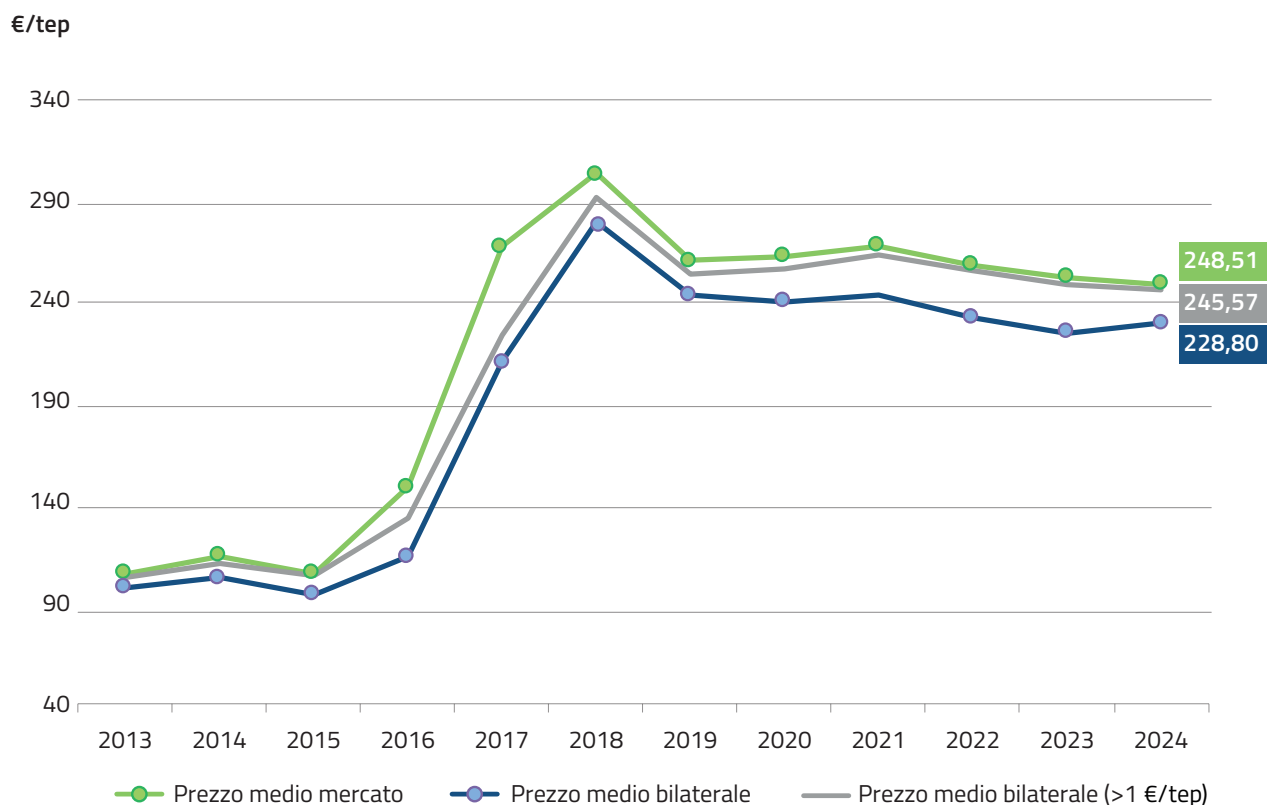


Fig. 2.3.4 | Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2024

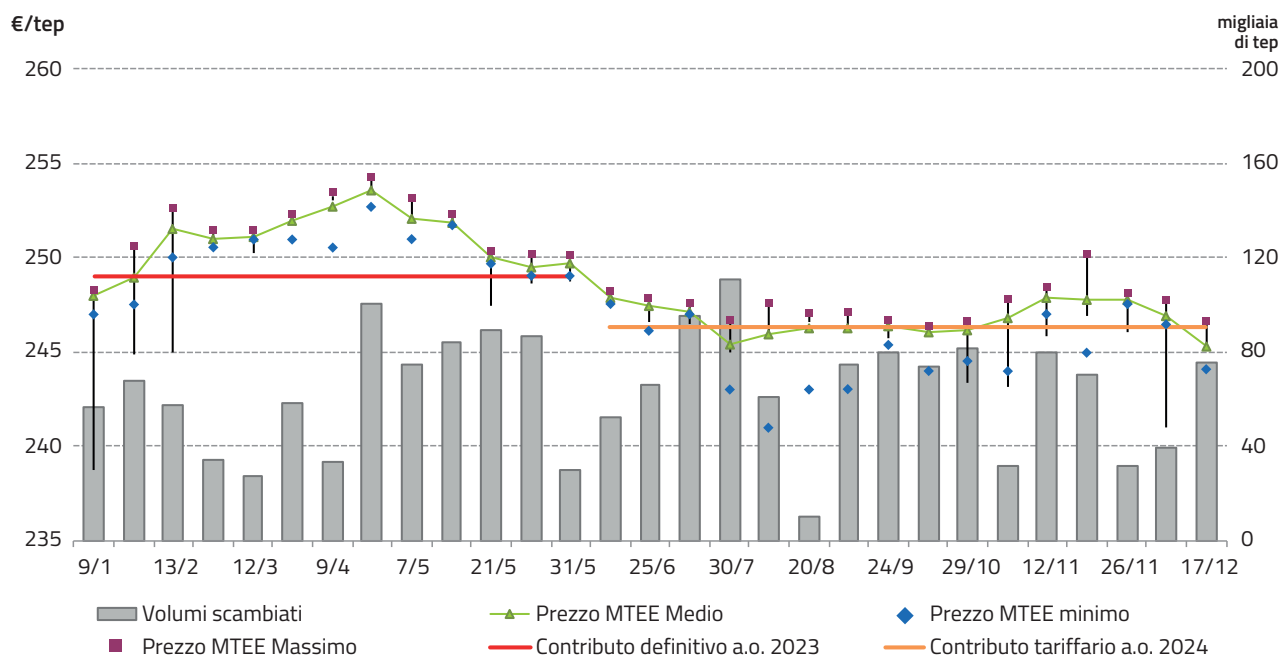
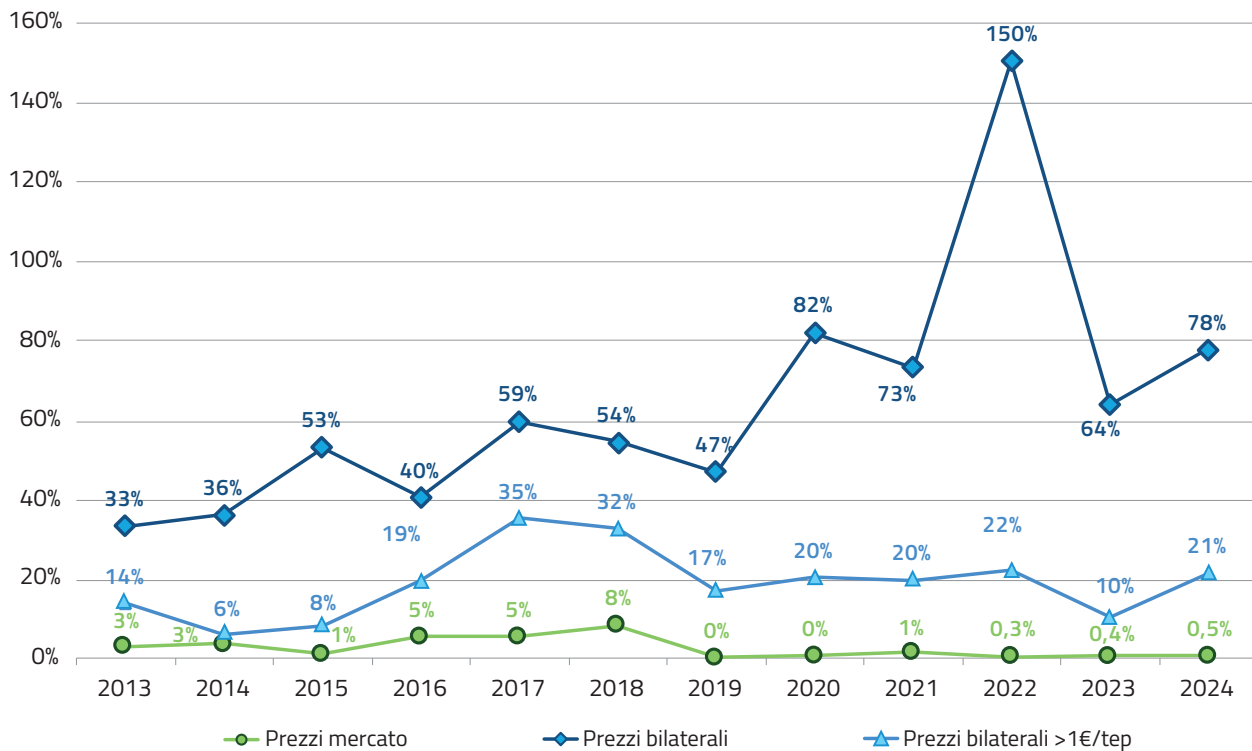


Fig. 2.3.5 | Volatilità dei prezzi TEE



* 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

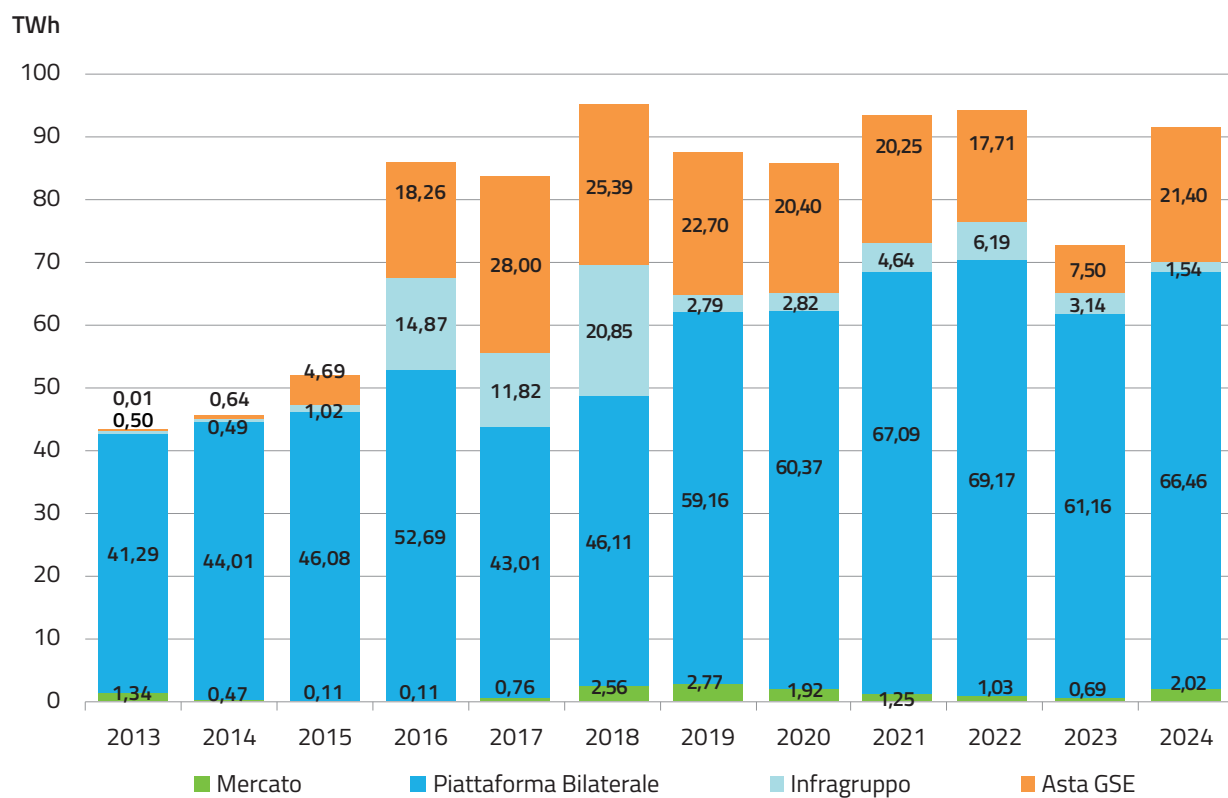


Fig. 2.3.7 | Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

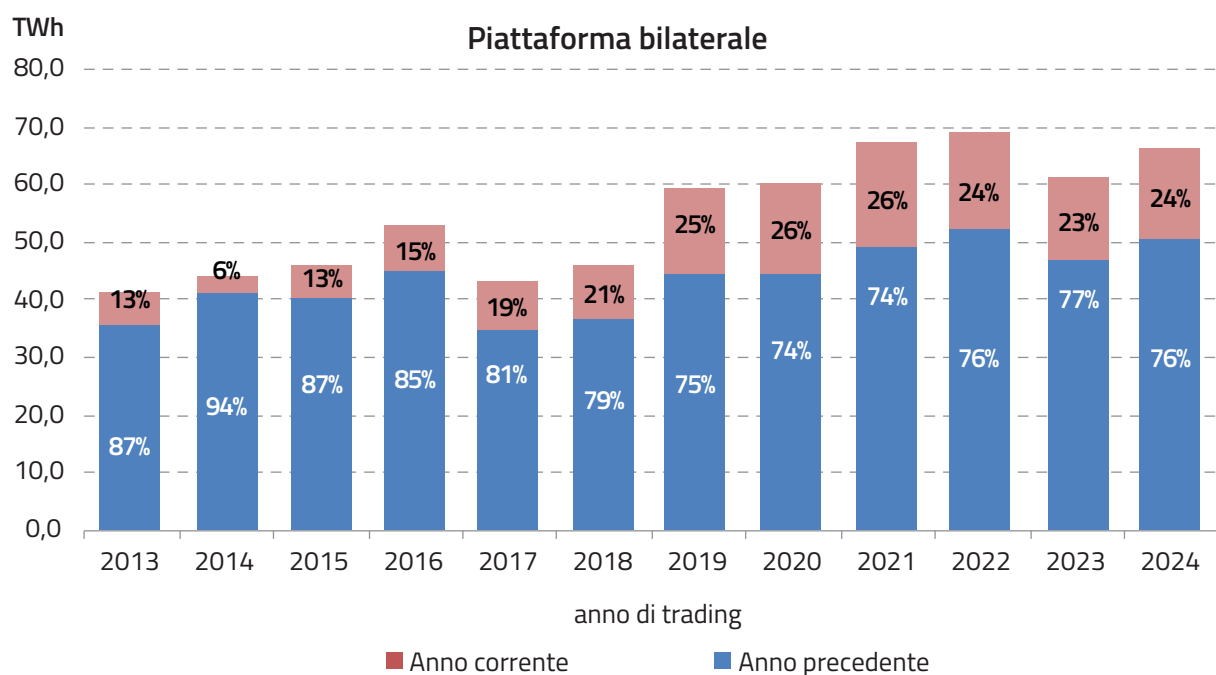
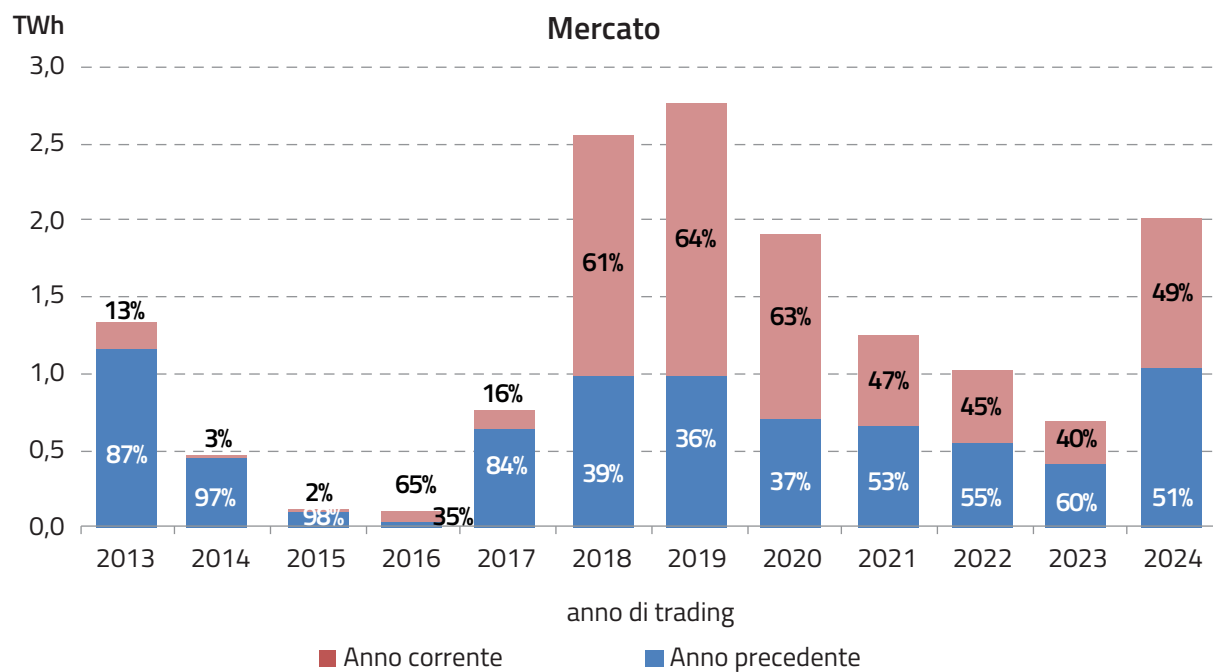


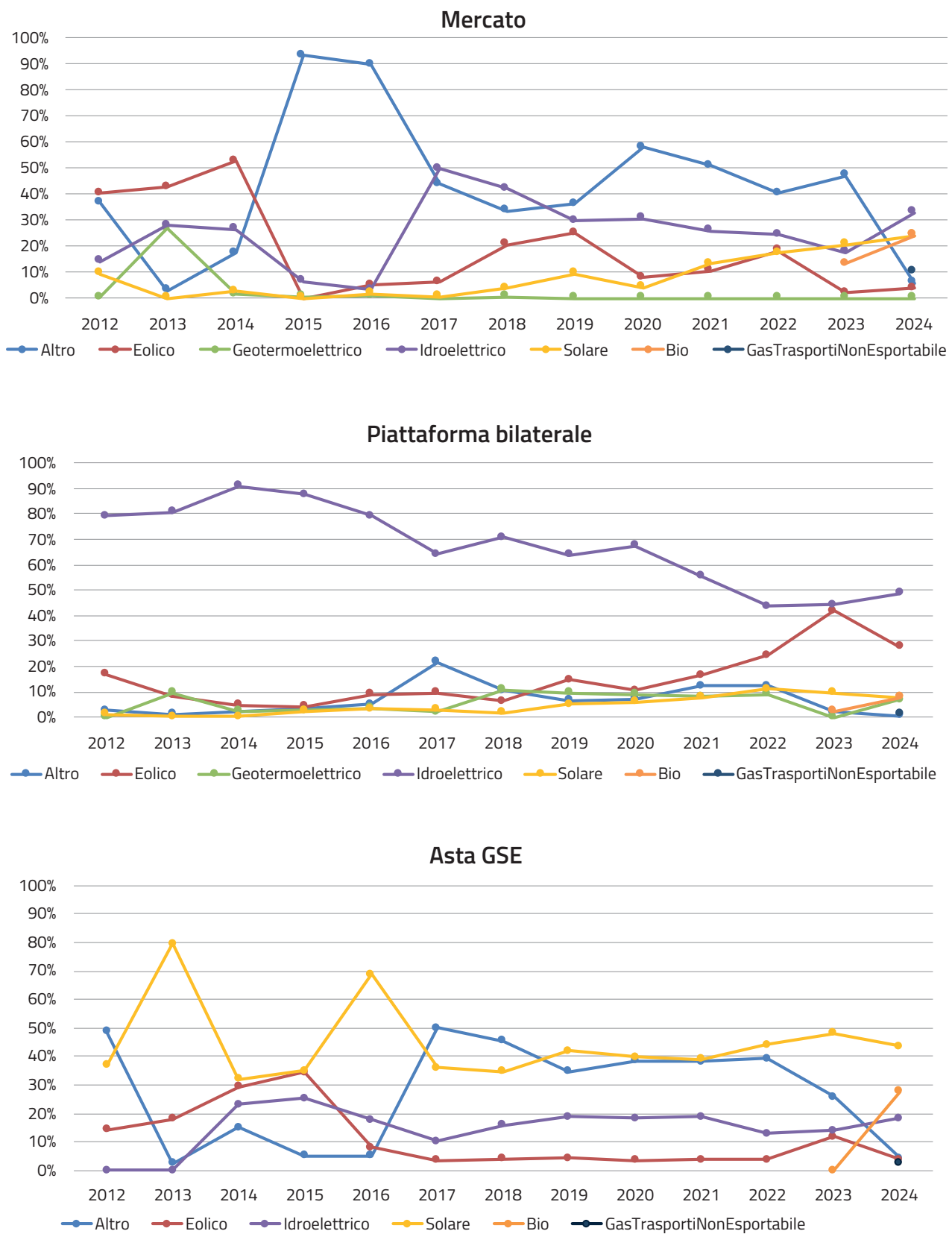
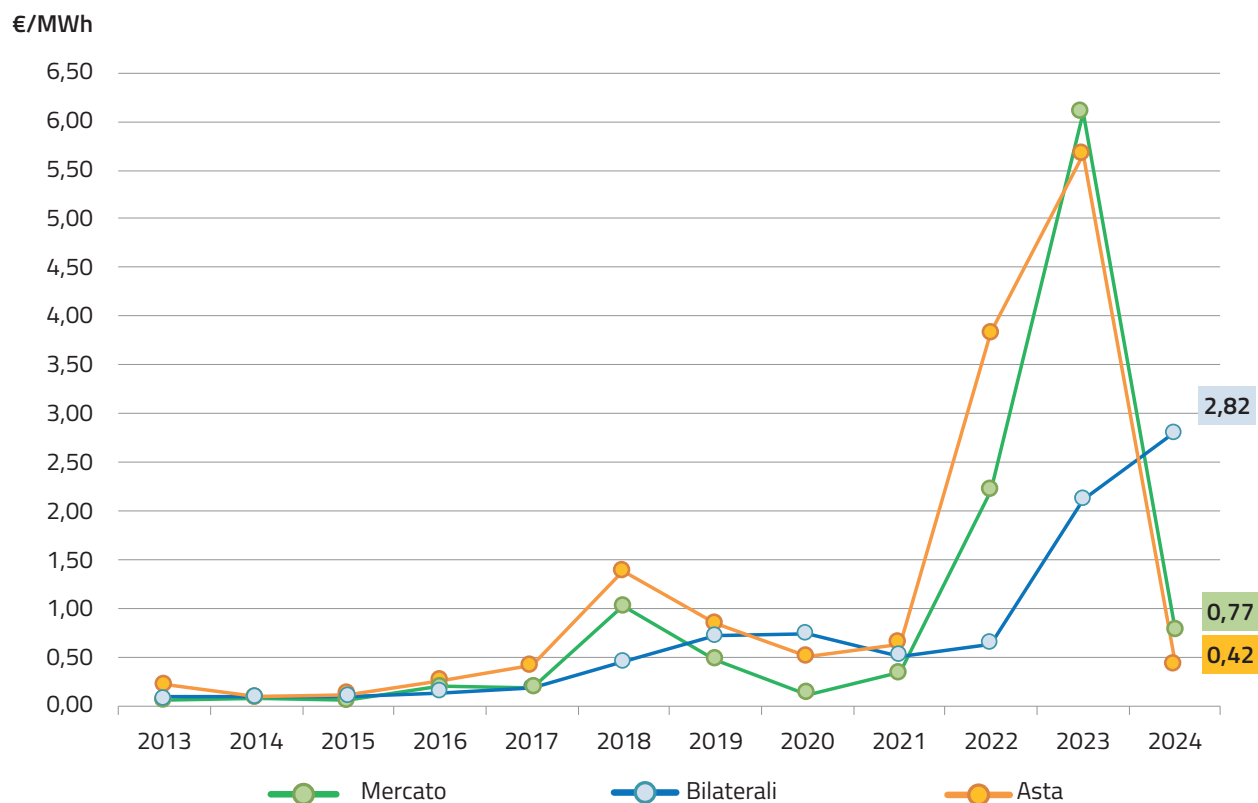
Fig. 2.3.8 | Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione¹⁸¹⁸ I dati sono calcolati al 31/12/2024.

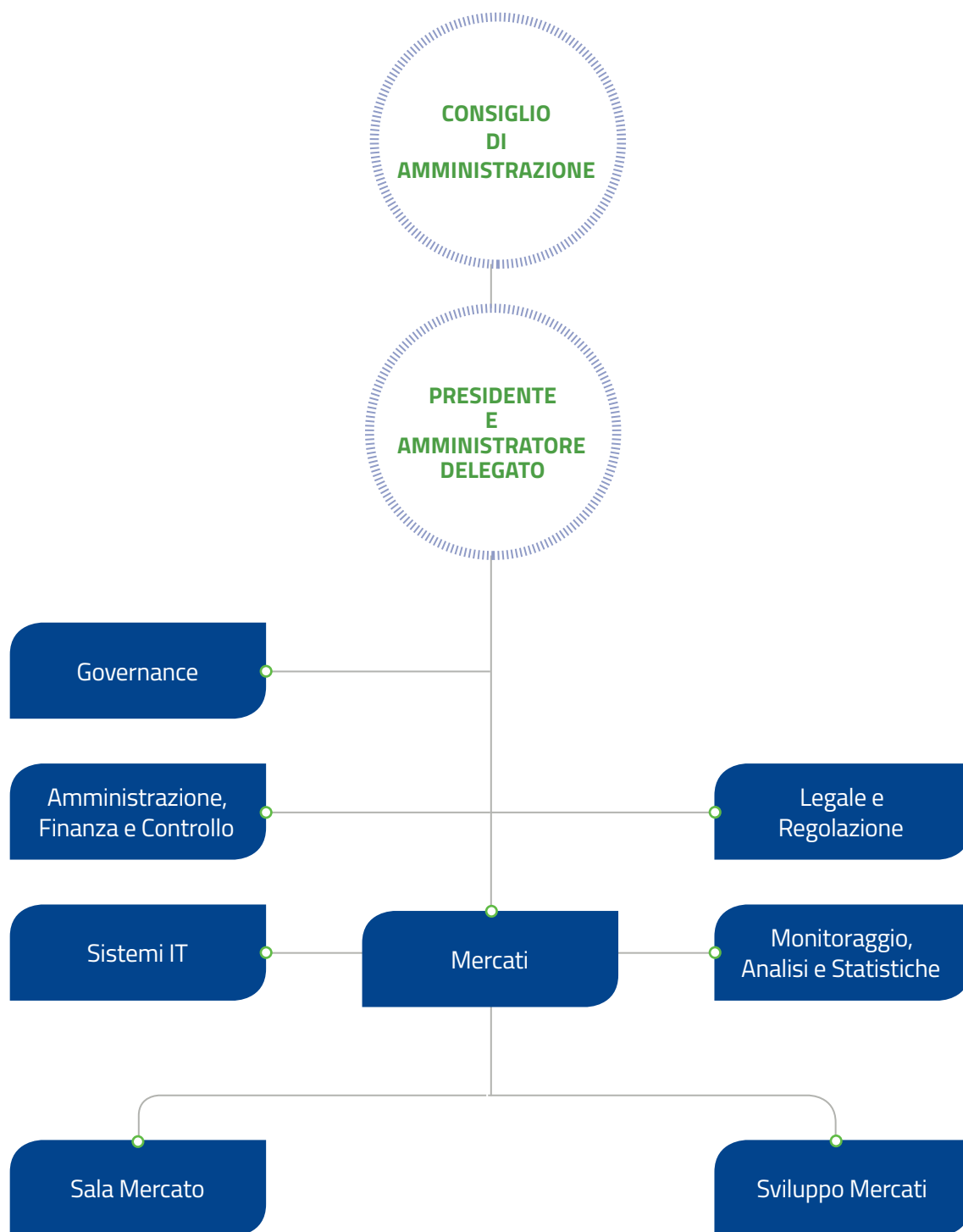
Fig. 2.3.9 | Prezzi GO. Media annua



1

Appendice

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	Negoziante continua	Negoziante 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	NA
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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. 24/23
MERCATI ELETTRICI													
MGP	289,15	281,98	287,13	289,70	292,20	295,56	295,83	280,18	290,40	289,17	277,97	283,93	+2,1%
Borsa	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	221,28	210,91	209,91	226,80	+8,0%
Bilaterale	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	69,12	78,27	68,05	57,13	-16,1%
MI	23,34	22,79	24,92	28,01	25,35	25,38	26,37	24,91	26,04	25,97	29,11	35,40	+21,6%
MI-A1									4,01	13,92	14,36	15,06	+4,8%
MI-A2									1,47	5,42	5,30	5,86	+10,5%
MI-A3									0,67	2,58	2,65	2,98	+12,4%
XBID									0,73	4,04	6,80	11,51	+69,2%
MI1	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	9,19				
MI2	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	3,10				
MI3	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	2,72				
MI4	2,47	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	41,10	32,27	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	0,13	0,08	-37,0%
Borsa	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	0,03		-100,0%
OTC clearing	33,10	13,87	-	-	-	-	-	-	-	-	0,11	0,08	-21,3%
MPEG				0,00	3,93	3,16	0,70	0,72	0,29	0,15	0,55	0,75	+36,9%
PCE *	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	311,57	291,74	265,14	232,22	249,72	227,39	195,32	-14,1%
MERCATI DEL GAS													
MGAS	0,02	0,10	1,01	10,69	43,92	55,16	82,17	113,79	129,99	175,01	154,75	180,18	+16,4%
MGP-NC	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	30,08	45,40	75,64	78,74	111,15	+41,2%
MGP-AGS								25,72	33,79	51,11	28,19	25,31	-10,2%
MI-NC	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	46,70	44,09	40,53	44,39	39,20	-11,7%
MI-AGS								4,36	1,61	2,60	0,16	1,01	+532,4%
MGS				3,27	16,63	13,50	13,37	6,45	5,08	5,13	3,27	3,52	+7,4%
MPL				-	-	-	-	-	-	-			
MTGAS	-	-	-	-	0,19	0,79	3,19	0,48	0,02	-			
PB-GAS	40,88	41,52	48,19	36,79									
Comparto G+1	40,83	38,58	40,86	30,57									
Comparto G-1	0,05	2,94	7,33	6,22									
P-GAS	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	0,63	0,96	52,2%
Import	-	-	-	-	-	-							
Ex d.lgs. 130/10	-	-	-	-	-	-							
Royalties	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	0,63	0,96	52,2%
MERCATI AMBIENTALI													
CV	44,81	43,05	36,78	9,23									
Borsa	7,57	8,20	6,95	1,26									
Bilaterale	37,25	34,85	29,84	7,98									
TEE	44,04	62,88	46,67	50,15	60,04	42,30	30,60	22,48	17,87	14,52	15,05	16,10	+7,0%
Borsa	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	12,55	10,32	9,36	9,40	9,79	+4,2%
Bilaterale	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	9,93	7,55	5,16	5,65	6,31	+11,7%
GO	42,63	44,48	46,18	52,80	43,77	48,67	61,93	62,29	68,35	70,21	61,86	68,48	+10,7%
Borsa	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	1,92	1,25	1,03	0,69	2,02	+191,0%
Bilaterale	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	60,37	67,09	69,17	61,16	66,46	+8,7%
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*	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. 24/23
MERCATI ELETTRICI														
IPEX	200	223	254	264	245	258	269	282	280	278	313	350	376	+26
PCE	259	287	317	321	321	331	332	350	345	352	371	388	417	+29
MERCATI DEL GAS														
MGAS	42	66	71	88	158	179	186	201	207	227	305	355	388	+33
PB-GAS	65	74	86	96	107									
P-GAS	72	77	78	80	86	85	85	80	80	81	81	80	80	0
MERCATI AMBIENTALI														
MCV **	745	852	901	908	911									
PBCV **	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509									
MTEE	447	588	838	1.055	1.281	1.499	1.558	1.623	1.673	1.730	1.764	1.816	1.854	+38
Registro TEE	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	2.529	2.643	2.714	2.828	2.908	+80
MGO	180	262	291	299	325	396	469	651	709	739	781	861	1.004	+143
PBGO	219	324	359	374	405	509	713	1.022	1.225	1.400	1.511	1.679	1.928	+249
MCIC									19	26	28	28	32	+4

* 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 2024

RELAZIONE ANNUALE 2024



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