



# RELAZIONE ANNUALE 2023





# RELAZIONE ANNUALE 2023





# EXECUTIVE SUMMARY

## Il contesto energetico e i mercati del GME

L'evoluzione osservata nel corso degli ultimi anni sui sistemi e sui mercati energetici europei appare il riflesso delle profonde trasformazioni strutturali causate da fattori contingenti di portata straordinaria.

Nel triennio 2020-2022 la pandemia Covid-19 e il successivo avvio del conflitto tra Russia e Ucraina hanno infatti determinato ripetute tensioni sull'equilibrio domanda-offerta di energia in Europa, imponendo l'adozione di interventi finalizzati a riportare i sistemi e i mercati verso condizioni di rinnovata stabilità.

In Europa il pieno riempimento degli stoccaggi di gas, sostenuto sia da bassi livelli di domanda sia dal consolidamento delle importazioni via GNL, ha generato un effetto distensivo sui mercati, favorendo il ritorno dei prezzi del gas e dell'energia elettrica su valori decisamente inferiori ai record del 2022, ma comunque tra i più alti del decennio.

In tale contesto si sono inserite le dinamiche osservate sui mercati del GME.

In particolare, in ambito elettrico, dopo un anno influenzato da eventi contingenti ed eccezionali, i prezzi sono tornati a scendere, seguendo un andamento comune in tutta Europa grazie al ribasso delle quotazioni del gas. Il calo osservato sul prezzo unico nazionale (127,24 €/MWh), indice di riferimento per il mercato nazionale, ha generato effetti positivi per tutto il sistema, favorendo una progressiva mitigazione del costo dell'elettricità in Italia.

In termini di liquidità, anche a fronte di un deciso calo dei consumi, i volumi scambiati direttamente nella borsa del GME hanno evidenziato una sostanziale stabilità sull'orizzonte day ahead (209,9 TWh) e un aumento al loro massimo storico sull'orizzonte infragiornaliero (29,1 TWh), trainato soprattutto dalle negoziazioni svolte nel mercato XBID, gestito in base al meccanismo di market coupling in negoziazione continua con il resto d'Europa.

Con riferimento alle politiche energetiche nazionali, inoltre, il MGP ha registrato una generale crescita delle vendite di elettricità prodotta dagli impianti rinnovabili, in ripresa per la componente idroelettrica e in progressiva e costante ascesa per tutte le altre fonti, fornendo al riguardo un segnale incoraggiante nell'ottica del perseguimento degli obiettivi di transizione energetica verso sistemi di produzione eco-sostenibili.

Positivi i risultati riscontrati anche in ambito gas, in cui si è consolidato il trend pluriennale di crescita dei volumi scambiati sui mercati più liquidi (MGP-GAS e MI-GAS in negoziazione continua) con conseguente incremento della rappresentatività delle quotazioni espresse dai medesimi.

Alla luce dell'accresciuta affermazione di tali mercati, il GME ha elaborato e reso disponibile in corso d'anno un nuovo indice di prezzo del gas, denominato IG Index GME (*Italian Gas Index*), con l'obiettivo di fornire agli operatori un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati a pronti del gas, ponendosi, al contempo, come riferimento per operazioni di hedging, contratti di fornitura nonché ai fini dell'utilizzo da parte dei soggetti istituzionali per le attività di competenza.

## Il GME e il futuro dei mercati energetici

Pur nell'inattesa e imprevedibile complessità generata da eventi straordinari ed esterni ai mercati dell'energia, prosegue il percorso di attuazione delle politiche energetiche europee e nazionali finalizzate a completare l'evoluzione dei sistemi energetici verso soluzioni sia sostenibili in termini economici e ambientali che volte a garantire la massima integrazione tra i mercati.

Con riferimento a tali processi, il GME ha portato avanti il suo impegno sia a livello nazionale che internazionale, supportando le Istituzioni e agendo in coordinamento con i TSO e i NEMO europei, per favorire, nell'esercizio del proprio ruolo di gestore dei mercati energetici in Italia, il raggiungimento dei suddetti obiettivi.

In particolare, procedendo sulla strada dell'integrazione europea dei mercati elettrici, al fine di estenderne i benefici anche all'orizzonte infragiornaliero, il GME nel 2023 ha collaborato con gli altri soggetti coinvolti nella implementazione delle attività regolatorie e operative propedeutiche al go-live delle aste pan-europee (IDA) previste, in attuazione del Regolamento CACM, ai fini dell'allocazione congiunta e coordinata della capacità di trasmissione intraday. Le IDA andranno a rafforzare la gamma di opzioni a disposizione degli operatori per l'ottimizzazione dei programmi commerciali risultanti in esito ai mercati day ahead, garantendo al contempo scambi di energia tra le aree mercato coerenti con i differenziali di prezzo che si verranno a formare lungo le frontiere.

Inoltre, in un contesto di progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e delle smart grid, il GME ha dato avvio al Mercato Locale della Flessibilità (MLF), mettendo la sua esperienza e il suo know-how a disposizione del progetto pilota realizzato, ai sensi di quanto previsto da ARERA nella Deliberazione 352/2021/R/EEL, nel settore della distribuzione elettrica. Il MLF offre ai gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) la possibilità di approvvigionarsi, attraverso meccanismi trasparenti e non discriminatori, dei servizi ancillari necessari ad una gestione efficiente delle reti locali di distribuzione, garantendo loro, inoltre, un miglior coordinamento operativo con i TSO.

L'impegno profuso per assicurare una positiva evoluzione ai processi di transizione ed integrazione dei mercati energetici proseguirà nel corso del 2024, anno in cui il GME sarà soprattutto chiamato a realizzare le attività necessarie a garantire, a partire da gennaio 2025, l'adeguamento del disegno del mercato elettrico alle disposizioni contenute nel Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), approvato da ARERA con la Deliberazione 345/2023/R/EEL.

Il GME continuerà a mettere la sua competenza a disposizione dell'evoluzione del sistema energetico nel suo complesso, seguitando a lavorare per assicurare efficacia ed efficienza nell'organizzazione e nella gestione delle piattaforme di mercato.

*Il Presidente*

Prof. Angelo Spena



*L'Amministratore Delegato*

Prof. Pietro Maria Putti



# Indice

1	LA SOCIETÀ	9
2	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	19
2.1	I mercati energetici	20
2.2	I mercati elettrici in Italia	24
2.2.1	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	24
2.2.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	33
2.2.3	Altri mercati elettrici	36
2.3	Il mercato del gas in Italia	40
2.3.1	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)	40
2.3.2	Altri mercati del gas	43
2.4	I mercati ambientali	47
2.4.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	47
2.4.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	48
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	55
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	59
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	65

## INDICE DELLE FIGURE

### 1. LA SOCIETÀ

Fig. 1.1 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2023	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. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 2.1 I mercati energetici

Fig. 2.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua	21
Fig. 2.1.2 - Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2022-2023	22
Fig. 2.1.3 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua	22
Fig. 2.1.4 - Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2022-2023	22
Fig. 2.1.5 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua	23
Fig. 2.1.6 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2022-2023	23
Fig. 2.1.7 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload	23

#### 2.2 I mercati elettrici in Italia

Fig. 2.2.1 - Andamento del prezzo unico nazionale e delle sue determinanti	26
Fig. 2.2.2 - Prezzo unico nazionale per gruppi di ore. Media annua	27
Fig. 2.2.3 - Prezzi zonali su MGP. Media annua	27
Fig. 2.2.4 - Prezzi zonali. Andamento mensile anni 2022-2023	27
Fig. 2.2.5 - Volatilità dei prezzi	28
Fig. 2.2.6 - Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2022-2023	28
Fig. 2.2.7 - Liquidità del MGP	29
Fig. 2.2.8 - Offerta sul MGP	29
Fig. 2.2.9 - Volumi MGP. Andamento mensile anni 2022-2023	30
Fig. 2.2.10 - Quota delle vendite FER	31
Fig. 2.2.11 - Indicatori di competitività	32
Fig. 2.2.12 - Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2022-2023	32
Fig. 2.2.13 - Distribuzione delle ore di attivazione del vincolo generalizzato. Anno 2023	33
Fig. 2.2.14 - Volumi scambiati sul MI	34
Fig. 2.2.15 - Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2022-2023	34
Fig. 2.2.16 - Prezzi MI. Evoluzione annuale	35
Fig. 2.2.17 - Prezzi MI. Andamento mensile 2022-2023	35
Fig. 2.2.18 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	37
Fig. 2.2.19 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	38
Fig. 2.2.20 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	39

#### 2.3 Il mercato del gas in Italia

Fig. 2.3.1 - Andamento dei consumi di gas naturale	43
Fig. 2.3.2 - Domanda di gas naturale in Italia	43
Fig. 2.3.3 - Andamento mensile della domanda di gas naturale in Italia	44
Fig. 2.3.4 - Andamento delle importazioni di gas	44
Fig. 2.3.5 - Livello della giacenza in stoccaggio a fine anno	44
Fig. 2.3.6 - Andamento degli scambi	45
Fig. 2.3.7 - Prezzi medi e volatilità MPGAS	45
Fig. 2.3.8 - Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF	45
Fig. 2.3.9 - Quote di mercato (CR5)	46

<b>2.4 I mercati ambientali</b>	
Fig. 2.4.1 - Titoli disponibili e obblighi	50
Fig. 2.4.2 - Volumi scambiati TEE	51
Fig. 2.4.3 - Prezzi TEE. Media annua	51
Fig. 2.4.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2023	51
Fig. 2.4.5 - Volatilità dei prezzi TEE	52
Fig. 2.4.6 - Concentrazione del mercato	52
Fig. 2.4.7 - Volumi scambiati GO	52
Fig. 2.4.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	53
Fig. 2.4.9 - Prezzi GO. Media annua	53
Fig. 2.4.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	53
Fig. 2.4.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione	54

## INDICE DELLE TABELLE

### 2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 2.2 I mercati elettrici in Italia

Tab. 2.2.1 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2023	28
Tab. 2.2.2 - Andamento dei volumi sul MGP	29
Tab. 2.2.3 - Volumi zonalì su MGP (TWh). Anno 2023	30
Tab. 2.2.4 - Vendite zonalì per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2023	31
Tab. 2.2.5 - Acquisti e vendite zonalì sul MI. Anno 2023	36
Tab. 2.2.6 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	38
Tab. 2.2.7 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	39

#### 2.3 I mercati del gas

Tab. 2.3.1 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2023	46
---	----

#### 2.4 I mercati ambientali

Tab. 2.4.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	50
--	----

### Appendice 3 - Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati	66
Tab. 2 - Operatori iscritti	67





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, il GME gestisce:

- ▶ 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 di 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)<sup>1</sup>, 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 l'operatività del 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 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);
- ▶ 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).

<sup>1</sup> Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo NUOVE INIZIATIVE della presente Relazione.

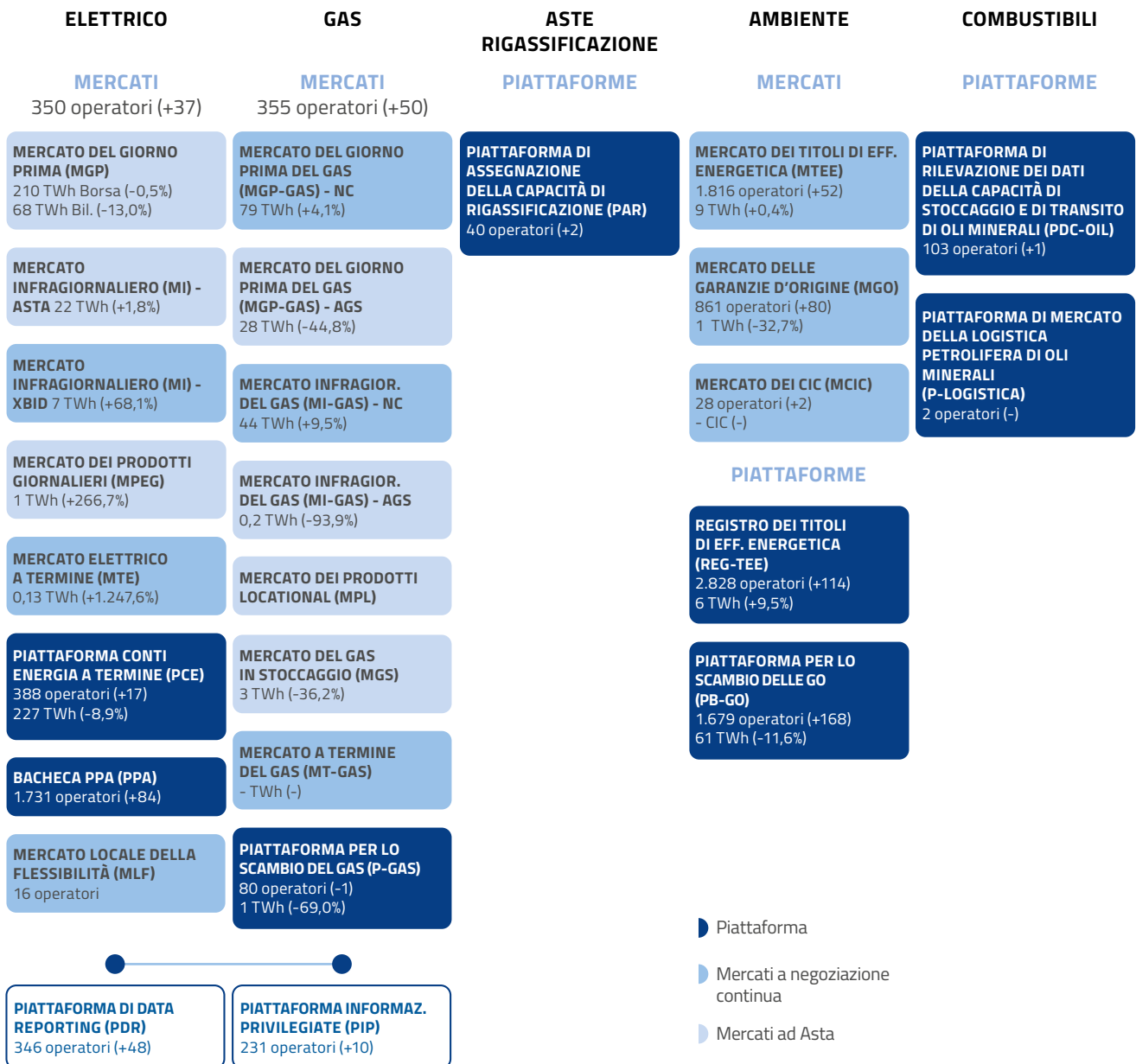
Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati e piattaforme, ad eccezione del MSD, in cui la controparte centrale è Terna, della Bachecca PPA, della P-GAS, della PAR e delle Piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali delle GO e dei TEE.

Su tali mercati/piattaforme, nel 2023 si è ulteriormente consolidato il trend pluriennale di crescita degli operatori iscritti, saliti a 3.033 unità (+182 rispetto al 2022), mentre i volumi complessivamente scambiati hanno segnato una lieve contrazione del tutto compatibile con la diminuzione della domanda di energia indotta dalla spirale inflazionistica innescatasi nel 2022. Ciononostante, nel settore elettrico si è registrata una sostanziale stabilità delle quantità scambiate direttamente nella borsa gestita dal GME (MGP Borsa + MI: 239,02 TWh), mentre nel settore del gas, il livello degli scambi, pur calando, si è mantenuto a ridosso dei massimi storici, sostenuto dal nuovo significativo aumento registrato nei mercati più liquidi (MGP-GAS + MI-GAS in negoziazione continua: 123,13 TWh). Appare opportuno evidenziare, infatti, che la dinamica ribassista osservata dalle contrattazioni in ambito gas è esclusivamente il riflesso della fisiologica contrazione dei volumi scambiati nel comparto AGS nel corso del 2023, il quale fu utilizzato da Snam nel 2022 per fronteggiare l'emergenza scaturita dalla scarsità della materia prima al fine di approvvigionarsi delle risorse necessarie a garantire il riempimento degli stoccaggi<sup>2</sup> (da Fig. 1.1 a Fig. 1.3).

---

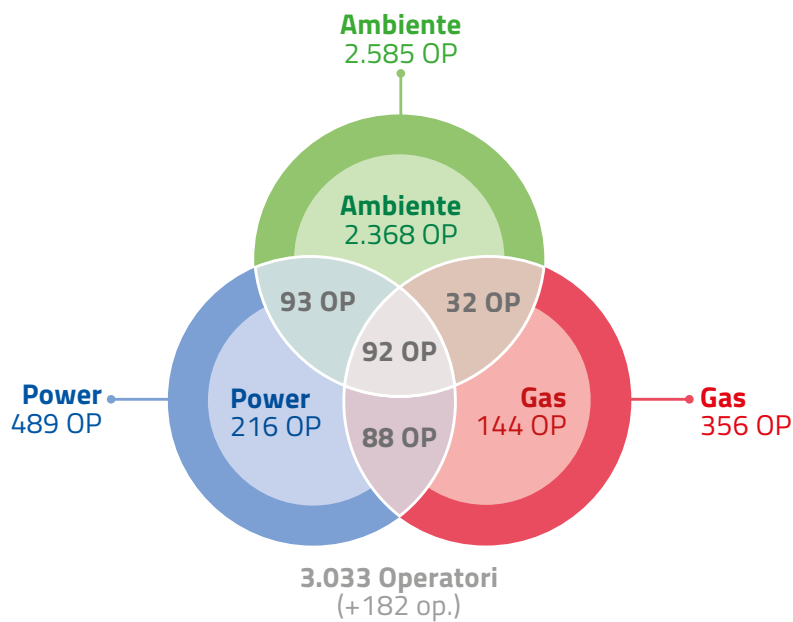
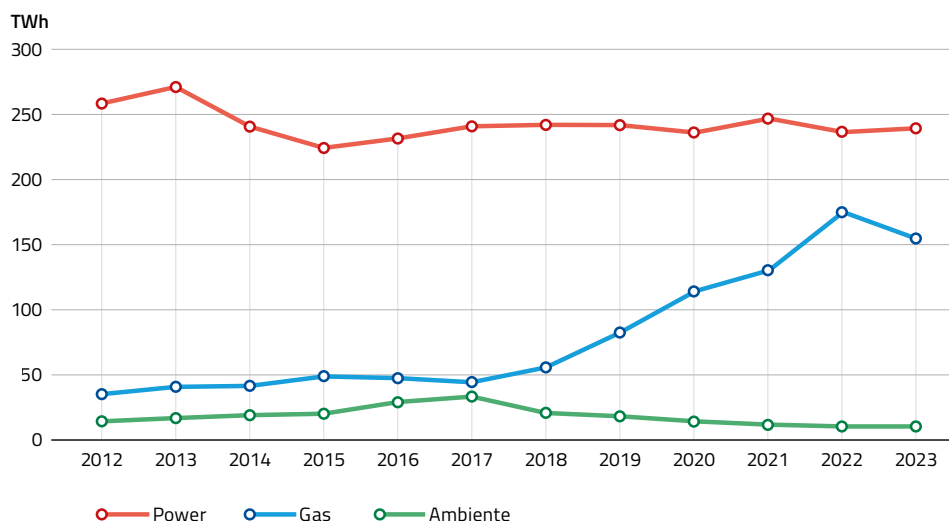
<sup>2</sup> Per maggiori dettagli sugli andamenti dei mercati si rimanda alla sezione 2.

Fig. 1.1 Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2023



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

Fig. 1.2 Operatori iscritti ai mercati del GME

Fig. 1.3 Andamento dei volumi per settore<sup>3</sup>

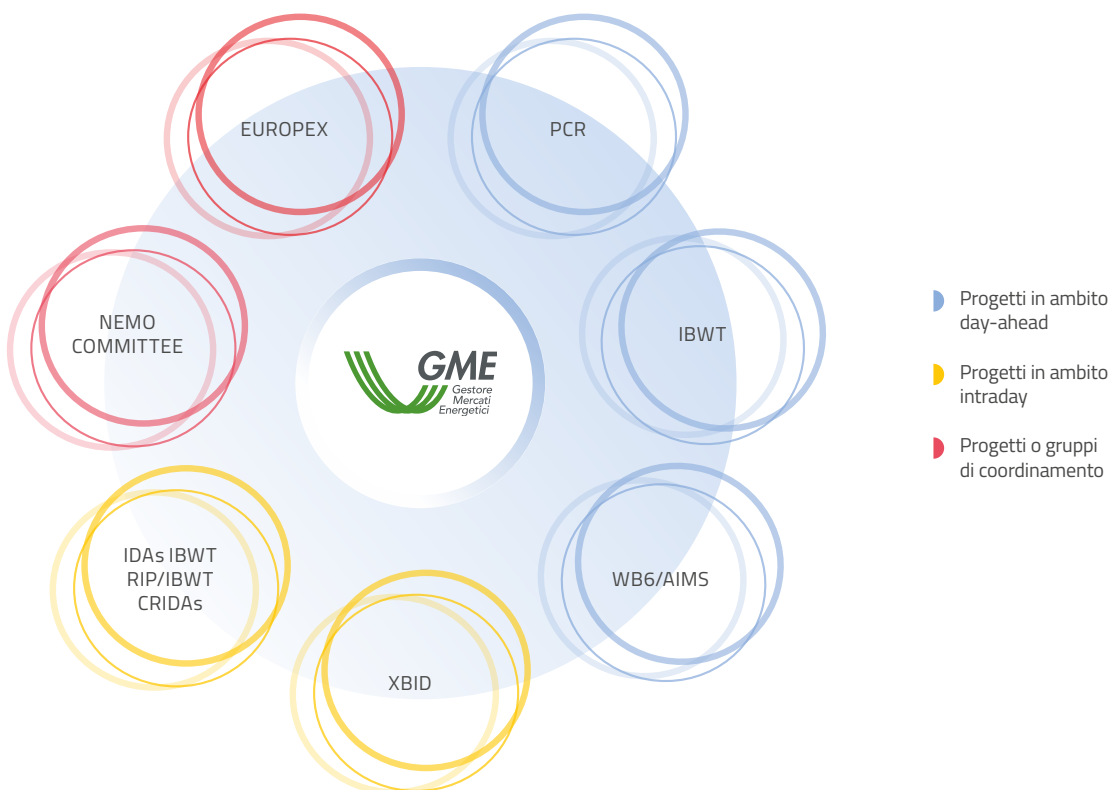
<sup>3</sup> Nel settore Power sono inclusi i volumi relativi a MGP Borsa, MI (asta+XBID), MPEG. Nel settore Gas sono inclusi i volumi relativi a MGP-GAS (asta+contrattazione continua), MI-GAS (asta+contrattazione continua), MGS, MPL. Nel settore Ambiente sono inclusi i volumi relativi a MTEE, MGO e MCIC.

## LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Il GME è membro di Europex, l'associazione delle borse europee dell'energia, e coopera, in qualità di NEMO<sup>4</sup>, con le altre borse europee designate e con i gestori di rete europei (c.d. TSO<sup>5</sup>) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici day-ahead e intraday (NEMO Cooperation, SDAC, SIDC)<sup>6</sup> 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 Balcan 6)<sup>7</sup>, finalizzato a promuovere l'integrazione dei paesi dell'area Balcanica con lo 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 2023, il GME ha contribuito, in coordinamento con i NEMO e i TSO europei, a finalizzare tutto quanto necessario all'avvio delle aste pan-europee infragiornaliere (IDA) previste, in attuazione del CACM, dalla ACER Decision n. 01/2019 ai fini dell'allocazione congiunta e coordinata della capacità di trasmissione sull'orizzonte intraday, impegnandosi, al contempo, nell'implementazione delle attività funzionali a garantirne il go-live, ad oggi pianificato nel corso del 2024 (Fig. 1.4).

**Fig. 1.4 Progetti internazionali**



<sup>4</sup> 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).

<sup>5</sup> Transmission System Operator.

<sup>6</sup> 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 sotto il profilo della *governance* all'interno del c.d. Market Coupling Steering Committee (MCSC).

<sup>7</sup> 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 2023 il GME ha avviato e/o completato progetti nei diversi settori di interesse, confermando la sua funzione di supporto alle politiche nazionali e comunitarie volte 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'avvio del Mercato Locale della Flessibilità (MLF)** a decorrere del 7 agosto 2023 a seguito dell'approvazione dell'ARERA con Deliberazione 372/2023/R/eel. Il MLF, organizzato e gestito dal GME, consente ai gestori delle reti di distribuzione – che istituiscano progetti analoghi a *RomeFlex* - l'approvvigionamento di servizi ancillari locali necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione nell'ambito dei progetti pilota istituiti ai sensi della Deliberazione 352/2021/R/EEL. In particolare, il MLF è articolato in un mercato locale a termine della flessibilità (MLT-Flex), per l'approvvigionamento di servizi di flessibilità in un orizzonte di lungo periodo e nell'ambito del quale il 22 novembre 2023 si è tenuta la prima asta a termine, e in mercato locale a pronti della flessibilità (MLP-Flex), il cui avvio è ad oggi previsto nel corso del 2024;
- **l'esecuzione delle attività necessarie a garantire il superamento del prezzo unico nazionale**, a partire dal 1° gennaio 2025, quale prezzo di valorizzazione delle offerte di acquisto di energia elettrica sul Mercato del giorno prima e la contestuale definizione e calcolo, in continuità con il prezzo unico nazionale stesso, dell'indice di riferimento per la valorizzazione dell'energia elettrica scambiata nel mercato nazionale all'ingrosso, anche ai fini della quotazione dei contratti di lungo termine di energia elettrica;
- **l'avvio delle attività finalizzate a dare attuazione alle disposizioni del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)**, approvato da ARERA con la Deliberazione 345/2023/R/EEL del 25 luglio 2023. Con l'adozione del TIDE, la cui entrata in vigore è prevista per il 1° gennaio 2025, il GME sarà chiamato ad adeguare il disegno del mercato elettrico e della PCE e, con esso, le previsioni contenute nella Disciplina del Mercato Elettrico e nel Regolamento PCE, in coordinamento con Terna e con le Istituzioni di riferimento;
- **l'avvio delle attività funzionali all'implementazione di una piattaforma per l'allocatione della capacità di stoccaggio elettrico**, in attuazione di quanto previsto dal D. Lgs. n. 210/2021 sulle condizioni di organizzazione e funzionamento definite da ARERA con la Deliberazione 247/2023/R/EEL del 6 giugno 2023.

### ► Nel settore del gas:

- **l'introduzione dell'IG Index GME**, un indice di prezzo reso disponibile dal GME a partire dal 19 luglio 2023 e calcolato, per ciascun giorno-gas, sulla base dei prezzi delle transazioni concluse sul MGP-GAS a negoziazione continua con l'obiettivo di fornire agli operatori un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche di prezzo osservate sui mercati del gas con consegna al PSV. L'IG Index GME è un indice market-based, caratterizzato da una forte robustezza e affidabilità, in quanto calcolato su un mercato caratterizzato da un adeguato livello di liquidità;
- **l'introduzione della procedura di Trade Cancellation (TC)**, quale ulteriore strumento messo a disposizione degli operatori in aggiunta ai presidi già adottati per mitigare e gestire il rischio di errori nella fase di inserimento delle offerte sul mercato del gas a negoziazione continua. La procedura, approvata dal MASE e attiva dal 28 novembre 2023, è finalizzata a consentire la cancellazione di negoziazioni concluse sul MGAS indotte da errori commessi in sede di sottomissione delle offerte, qualora la richiesta di cancellazione sia presentata in modo valido e superi le verifiche di ammissibilità previste;



- **l'introduzione del comparto FSRU Italia** nell'ambito della PAR, al fine di consentire a Snam FSRU Italia S.r.l. di avvalersi dei servizi offerti da detta piattaforma per l'allocazione della capacità di rigassificazione del terminale di Piombino dalla stessa gestito. La prima asta per il conferimento di capacità su tale comparto si è tenuta il 28 giugno 2023;
  - **l'avvio delle attività per l'implementazione della Piattaforma Gas Release**, nell'ambito della quale verranno eseguite le procedure di allocazione gas release di cui all'articolo 16, comma 8, del Decreto legge 1 marzo 2022, n. 17, convertito dalla Legge 27 aprile 2022 n. 34, come sostituito dall'articolo 2 del Decreto Legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11. Tali procedure saranno finalizzate a garantire ai clienti finali l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale, derivante da produzione nazionale, a prezzi ragionevoli.
- Nel settore ambientale:
- **l'introduzione di ulteriori tipologie contrattabili sul M-GO, sulla PB-GO e sul MCIC**, in attuazione alle disposizioni previste dal Decreto MASE n. 224 del 14 luglio 2023 e dalla Deliberazione 496/2023/R/COM di ARERA, per quanto riguarda le GO, e del Decreto MASE n. 107 del 16 marzo 2023, per quel che concerne i CIC.

## 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 tutela l'integrità, in coordinamento con le principali Istituzioni di riferimento in materia (in particolare ACER<sup>8</sup> e ARERA) e ai sensi delle vigenti normative europee e nazionali (REMIT<sup>9</sup>, TIMM<sup>10</sup> e TIMMIG<sup>11</sup>).

Inoltre, il GME, in qualità di RRM (Registered Reporting Mechanism)<sup>12</sup> e di fornitore di una IIP (Inside Information Platform) certificata da ACER, supporta gli operatori nell'adempimento degli obblighi di data reporting e di pubblicazione delle informazioni privilegiate previsti dal Regolamento REMIT. A tale scopo gestisce due piattaforme, la Piattaforma di Data Reporting (PDR) e la Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP), a cui risultano iscritti rispettivamente 346 e 231 operatori, per un totale annuo di circa 119 milioni di record trasmessi ad ACER dalla PDR e di circa 186.000 messaggi registrati sulla PIP.

Nel corso del 2024 le attività di monitoraggio e quelle associate alle funzioni di RRM e IIP saranno oggetto di significativi adeguamenti, funzionali a recepire le modifiche approvate dal Parlamento Europeo a febbraio 2024 per rafforzare le disposizioni in materia di segnalazione e monitoraggio e per rafforzare il quadro volto ad affrontare e prevenire gli abusi di mercato (c.d. REMIT 2).

<sup>8</sup> European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

<sup>9</sup> Regolamento europeo n. 1227/2011.

<sup>10</sup> "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).

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

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





# 02

L'andamento  
dei mercati



## 2.1 I MERCATI ENERGETICI

**I MERCATI ENERGETICI EUROPEI.** Nel 2023 si è registrata una progressiva e significativa inversione dei trend fortemente crescenti registrati, nel corso del 2022, dai prezzi delle principali commodities energetiche europee, risultati tra i più elevati della storia recente.

In particolare, le quotazioni del Brent sono scese a ridosso di 84 \$/bbl (-19% sul 2022), mostrando variazioni inferiori ai ribassi rilevati sul prezzo del carbone, prossimo ai 135 \$/MT (-53%), e soprattutto del gas, tornato attorno a 41 €/MWh (-67%) in virtù di una serie prolungata di riduzioni susseguitesesi nell'anno.

La medesima dinamica ha interessato i prezzi dell'elettricità, tornati sostanzialmente sui valori del 2021, come riflesso dell'evoluzione osservata nei mercati del gas e di una stagnazione dei consumi su livelli molto bassi e inferiori anche al 2020, anno di esplosione della pandemia Covid-19 (Italia: 127,2 €/MWh, Francia: 96,9 €/MWh, Germania: 95,2 €/MWh) (da Fig. 2.1.1 a Fig. 2.1.6).

**I NUOVI EQUILIBRI NEL SISTEMA GAS.** Gli effetti del conflitto tra Russia e Ucraina sui sistemi gas europei emergono piuttosto chiaramente da una analisi della domanda, degli stoccaggi e della struttura delle importazioni.

Nel 2023, infatti, *i*) i consumi dei Paesi europei centro-settentrionali e dell'Italia sono molto diminuiti, riflettendo l'onda lunga dei record dei prezzi registrati nel corso del 2022, oltre che le favorevoli condizioni climatiche e i crescenti investimenti destinati al risparmio energetico; *ii*) il riempimento degli stoccaggi è tornato su valori molto elevati, favorito in parte dalla debole domanda, ma soprattutto dalle massicce immissioni di gas realizzate dai Paesi europei nel 2022; *iii*) i flussi di approvvigionamento della materia prima hanno consolidato la profonda trasformazione strutturale avviata nel 2022, confermando il sostanziale azzeramento delle forniture provenienti via pipeline dalla Russia, sostituite soprattutto dalla crescita del GNL (prevalentemente statunitense).

Tali andamenti hanno guidato la forte riduzione delle quotazioni del gas europeo, le quali pur se sono tornate ai livelli del 2021, continuano comunque a collocarsi a un livello pari al doppio dei valori osservati prima della pandemia (TTF: 40,8 €/MWh, -67%; PSV: 43,0 €/MWh, -66%).

La maggiore stabilità del sistema ha inoltre agito nella direzione di una diminuzione generale della volatilità dei prezzi, sebbene, pur in presenza di un'ampia disponibilità di materia prima, l'equilibrio e le aspettative dei mercati del gas in Europa siano apparsi ancora instabili come evidenziato, ad esempio, dalle oscillazioni rilevate sulle quotazioni tra agosto e settembre in corrispondenza di un paventato sciopero di alcuni siti di rigassificazione in Australia e conseguentemente di una possibile riduzione dei carichi di GNL previsti in Europa per l'inizio del semestre invernale (Fig. 2.1.3, Fig. 2.1.4).

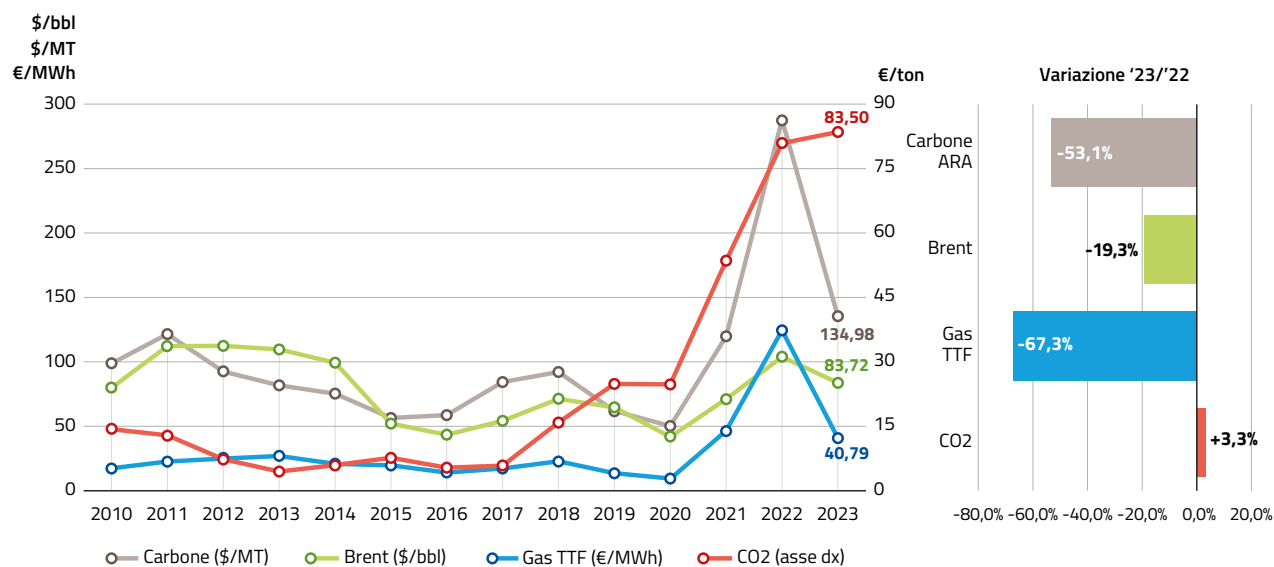
**LA TRANSIZIONE NEI MERCATI ELETTRICI EUROPEI.** I riflessi di quanto registrato nei mercati del gas si sono proiettati sui mercati elettrici europei, i cui prezzi, pur risultando nettamente inferiori ai livelli record del 2022 e alle aspettative espresse dai mercati a termine alla fine del medesimo anno, si sono attestati tuttavia su valori ancora decisamente superiori a quelli storicamente osservati sulle borse prima del 2021.

La variazione annua dei prezzi è risultata più accentuata in Italia e in Francia (-179/-180 €/MWh) che in Germania (-140,3 €/MWh) e ciò ha comportato una sostanziale stabilità del differenziale Italia Nord-Francia sui valori elevati dello scorso anno (circa 30,9 €/MWh) e una riduzione degli spread Italia Nord-Germania (32,6 €/MWh, poco sopra il 2021) e, soprattutto, Francia-Germania (1,68 €/MWh, minimo dal 2011). L'analisi della microstruttura oraria del mercato ha inoltre evidenziato una crescita della frequenza di ore in cui il prezzo tedesco è risultato superiore a quello della zona Nord (859 ore, pari al 10% del totale, massimo dal 2010) e maggiore o uguale a quello francese (4.988

ore, pari al 57% del totale), condizioni che nel mercato hanno indotto l'inversione dei flussi di energia lungo la frontiera franco-tedesca, con la Francia tornata ad essere dopo due anni esportatrice netta verso la Germania<sup>13</sup>. L'assottigliamento delle differenze di prezzo tra la Germania e gli altri Paesi si è realizzata nel contesto di un parco di produzione tedesco, in cui *i)* a maggio 2023 è stato completato il phase out degli impianti nucleari, con il contestuale importante incremento dei flussi di importazione dalla Francia, *ii)* si è ridotta drasticamente la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti a carbone e lignite.

Questa seconda dinamica, sicuramente ancora poco matura e potenzialmente influenzata da altri fattori contingenti (ad esempio, il basso livello della domanda e una maggiore disponibilità di generazione rinnovabile), merita di essere segnalata in quanto inserita all'interno di un processo di decarbonizzazione e di transizione verso sistemi di produzione eco-sostenibili, promosso dall'UE e noto come Green Deal<sup>14</sup>, che coinvolgerà in misura crescente tutti i Paesi nel corso dei prossimi anni. Segnali di tale evoluzione sono riscontrabili anche in Italia, dove, dopo la richiesta di rientro in servizio resasi necessaria per far fronte all'eccezionale crisi del gas del 2022, è prevista per gli anni a venire la progressiva dismissione o la riconversione degli impianti a carbone nazionali, a vantaggio di una crescente quota di domanda soddisfatta da fonti rinnovabili (al 36,8% nel 2023 contro il 31% del 2022 e il 35,4% del 2021)<sup>15</sup> (da Fig. 2.1.5 a Fig. 2.1.7).

**Fig. 2.1.1 Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua**

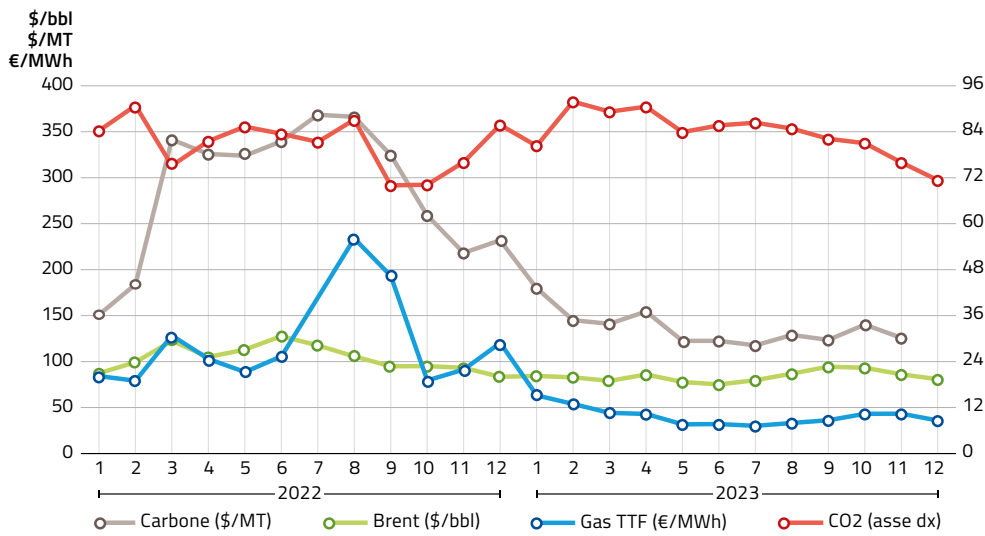


<sup>13</sup> Fonte: RTE-France (<https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/markets/imports-exports>).

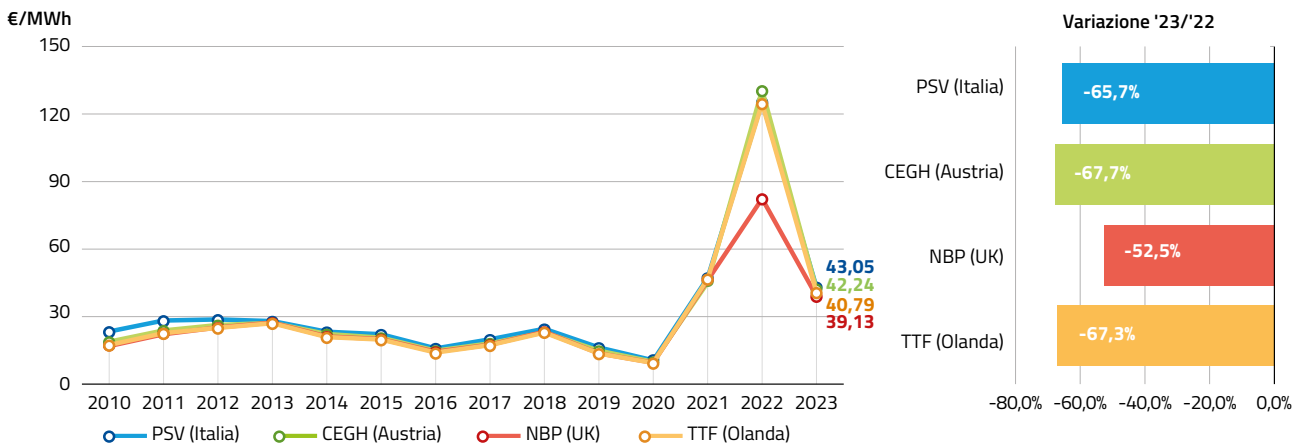
<sup>14</sup> Si tratta di un pacchetto di misure ed iniziative adottato dall'Unione Europea volte a garantire la neutralità climatica, ossia l'obiettivo delle "zero emissioni nette", da raggiungere attraverso un progressivo abbandono dell'uso di fonti fossili climalteranti (prime fra tutte il carbone) e una contestuale espansione delle energie rinnovabili.

<sup>15</sup> Fonte: Terna - Rapporto mensile sul Sistema Elettrico Dicembre 2023.

**Fig. 2.1.2 Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2022-2023**



**Fig. 2.1.3 Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua**



**Fig. 2.1.4 Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2022-2023**

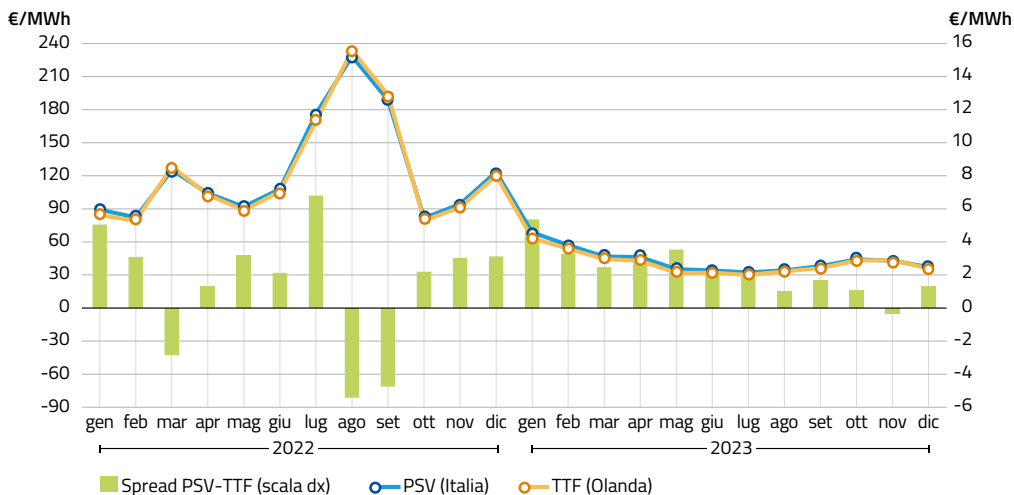


Fig. 2.1.5 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua

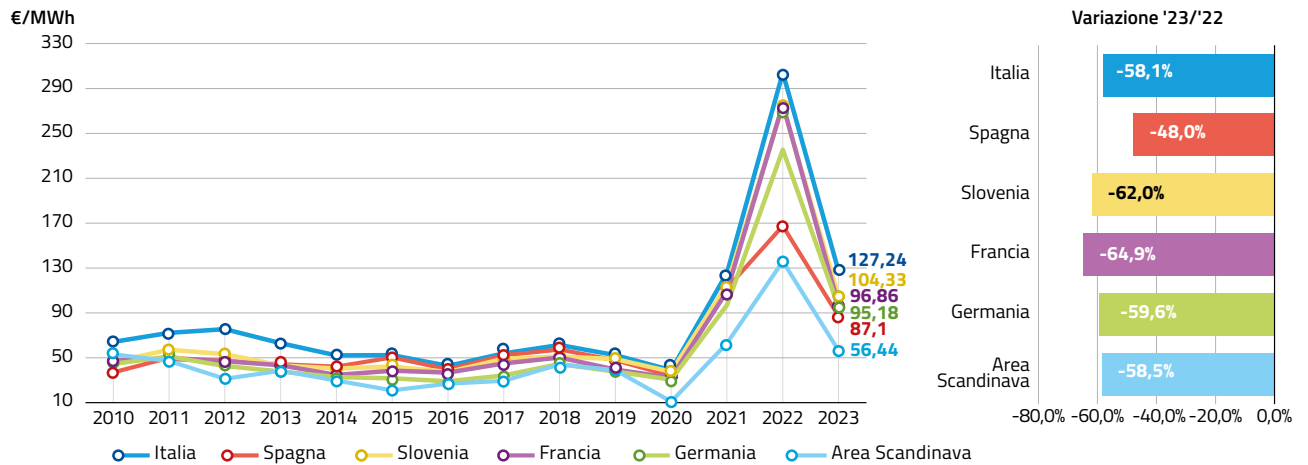


Fig. 2.1.6 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2022-2023

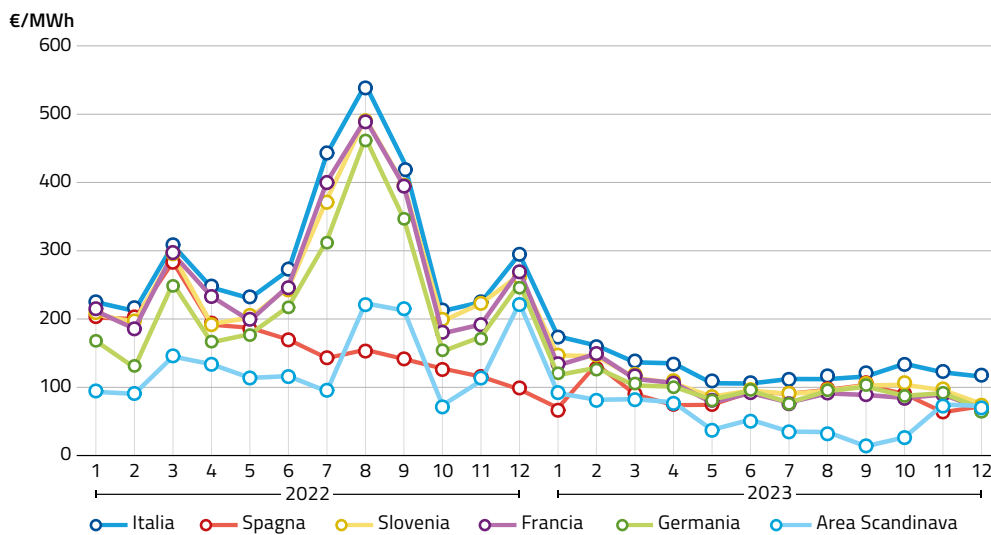
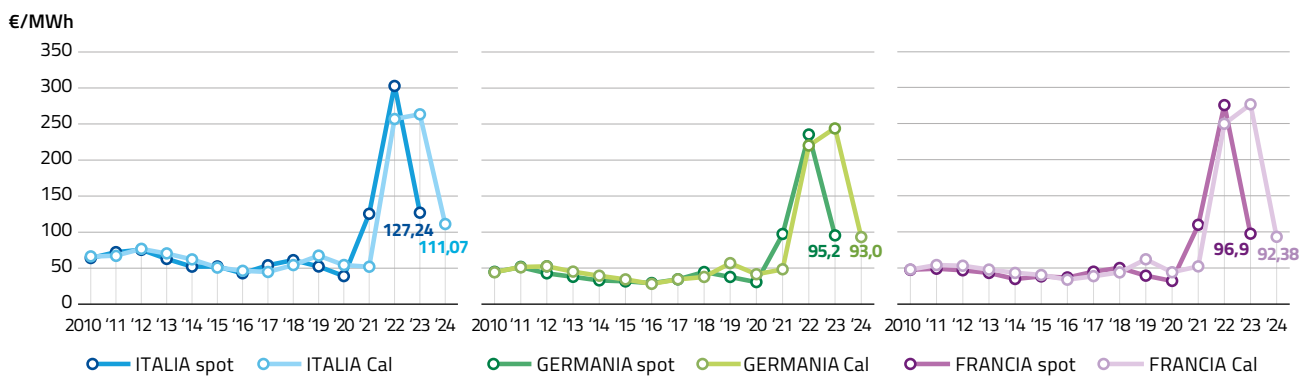


Fig. 2.1.7 Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload





## 2.2 I MERCATI ELETTRICI IN ITALIA

### 2.2.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

**IL MERCATO IN SINTESI.** Le dinamiche generali osservate a livello europeo si sono ripetute in maniera analoga sul MGP italiano, pur se intrecciandosi con le peculiarità di un mercato in cui il ruolo del gas è apparso ancora determinante nel guidare gli andamenti dei prezzi. Tutti i principali indicatori, clean spark spread (CSS) e differenziali di prezzo zonali *in primis*, hanno evidenziato nel 2023 un progressivo ritorno del mercato verso condizioni di “fisiologica normalità” dopo un anno influenzato da eventi contingenti ed eccezionali. Al calo della domanda, ancora influenzata dalla spirale inflazionistica innescatasi nel 2022, si sono contrapposti i segnali positivi, da monitorare comunque nel corso dei prossimi anni, emersi nella ripartizione per fonte delle vendite nazionali. Tale ripartizione risulta infatti interessata, oltre che da un complessivo incremento dei volumi delle fonti rinnovabili (FER), prevalentemente idroelettrici, anche da una quota delle FER non idroelettriche in continua crescita, fenomeno incoraggiante nell’ottica di proseguimento del processo di transizione energetica verso sistemi di produzione green.

**I PREZZI.** Analogamente a quanto osservato sui mercati del gas e sugli altri mercati elettrici europei, nel 2023 sul MGP italiano il prezzo unico nazionale ha mostrato una riduzione rilevante sia nel valore che nella volatilità, pari rispettivamente a 127,24 €/MWh (-176,72 €/MWh) e al 8,9% (-1,2 p.p.), che ne ha di fatto annullato gli incrementi record registrati nel 2022. La flessione del prezzo unico nazionale ha interessato tutti i gruppi di ore, per un generale appiattimento del profilo di prezzo espresso sia dalla riduzione del rapporto picco/baseload al minimo storico di 1,09, sia dalla maggior frequenza di osservazione di sessioni con prezzi diurni inferiori a quelli notturni (38,6%, era 26,6% nel 2022).

Il prezzo dell’energia elettrica italiana ha seguito di pari passo le dinamiche registrate sul gas: l’andamento delle due commodities è risultato, infatti, simile nei mesi, evidenziando, in particolare, una tendenza decrescente nel primo semestre, quando il Pun dal massimo annuale di gennaio (174,49 €/MWh) si è portato al minimo di giugno (prezzo unico nazionale: 105,34 €/MWh), per poi tornare a salire fino a ottobre, prima di una nuova diminuzione nell’ultimo bimestre dell’anno. Alla luce di quanto appena descritto, oltre al prezzo, è tornato a posizionarsi all’interno dei range fisiologici rilevati prima del 2022 anche il CSS, in ripiego su base annua a ridosso di 15 €/MWh (circa -25 €/MWh) e compreso nell’anno tra circa 7 €/MWh di maggio e circa 20 €/MWh di ottobre.

Le considerazioni si ripetono su base locale, in cui i prezzi si sono attestati a 128/129 €/MWh nelle zone centro-settentrionali (-180/-179 €/MWh), a 125/126 €/MWh in quelle centro-meridionali e in Sicilia (-172/-169 €/MWh) e, infine, a 123 €/MWh in Sardegna (-164 €/MWh). L’attenuazione delle condizioni di criticità, in primis il basso livello di idraulicità e l’effetto-traino dell’estero, che nel 2022 avevano portato il Nord a segnare un differenziale record con il Sud, ha favorito quindi una rinnovata convergenza dei prezzi zonali, evidenziando una riduzione del differenziale Nord-Sud a 2,7 €/MWh (era 12 €/MWh nel 2022) e una crescita della loro frequenza di allineamento nelle ore al 84% (+5 p.p.) (da Fig. 2.2.1 a Fig. 2.2.6, Tab. 2.2.1).

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** L’onda lunga dei forti rialzi di prezzo registrati nel 2022 ha mostrato i suoi effetti sui consumi di energia elettrica anche nel 2023, anno in cui sia la richiesta di energia misurata da Terna (306,1 TWh, -2,8%), sia gli acquisti registrati dal GME sul MGP (278,0 TWh, -3,9%), strutturalmente attorno al 91% della domanda di sistema, sono scesi sui livelli minimi dal

2005 (o a ridosso di essi)<sup>16</sup>. Ciononostante la liquidità del mercato è tornata a salire toccando il secondo valore più alto di sempre (75,5%, +2,6 p.p.), per effetto della sostanziale tenuta dei volumi scambiati direttamente nella borsa del GME (209,9 TWh, -0,5%) e della concomitante riduzione al minimo storico delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (68,1 TWh, -13,0%). Con riferimento alla componente di borsa, il dato più rilevante è rappresentato dall'intensificazione del trend di crescita delle quantità e delle quote scambiate dagli operatori non istituzionali, salite rispettivamente a 167 TWh e al 60% (+30 TWh e +13 p.p. rispetto solo a 3 anni fa), complementare alla dinamica opposta, altrettanto forte, osservata sui volumi negoziati dall'Acquirente Unico, in calo a 18 TWh (-25 TWh rispetto a 3 anni fa) (Tab. 2.2.2, Tab. 2.2.3, da Fig. 2.2.7 a Fig. 2.2.9).

**LA STRUTTURA DELLE VENDITE NAZIONALI.** Il progressivo ritorno a condizioni di maggiore stabilità si è registrato anche sulla struttura delle vendite nazionali per fonti, in cui è inoltre tornato a crescere il peso delle fonti rinnovabili, sotto la spinta soprattutto di una maggiore idraulicità. Più precisamente, il livello delle vendite di energia prodotta dalle unità di produzione nazionale è sceso al minimo storico (222,1 TWh, -7,6%) coinvolgendo i volumi degli impianti termoelettrici (126,6 TWh, -29,7 TWh sul 2022), che furono sottoposti allo stress maggiore nel 2022. La riduzione ha interessato sia gli impianti a carbone (12,4 TWh, -8,6 TWh) – la cui produzione nel 2022 è stata massimizzata dalle Istituzioni e Terna per fronteggiare l'instabilità delle forniture di gas derivante dalla guerra in Ucraina – sia gli impianti Ccgt, che hanno assorbito la parte rilevante della flessione registrata dagli acquisti MGP e perso conseguentemente quote di mercato (96,8 TWh, -22 TWh), pur risultando più spesso al margine (ITM Ccgt: 60,2%) e quindi decisivi nella determinazione del prezzo. Un contributo alla riduzione dei volumi termoelettrici è arrivato anche dall'aumento delle vendite degli impianti rinnovabili (93 TWh circa, +10,5 TWh), secondo una dinamica alimentata dalle unità di produzione idroelettriche (42,1 TWh, +8,4 TWh), tornate a crescere dopo un anno di siccità estrema, e supportata dagli impianti eolici e solari fotovoltaici (46 TWh, +2,1 TWh). È salita così al 33,6% la quota dei volumi acquistati sul MGP soddisfatta da fonti rinnovabili (+4,9 p.p.), valore tra i più elevati dell'ultimo decennio (Tab. 2.2.4, da Fig. 2.2.10 a Fig. 2.2.11).

**GLI SCAMBI CON L'ESTERO.** Nel 2023, in un contesto risultato anche all'estero meno critico rispetto alle importazioni di gas, si è registrato un significativo aumento dei flussi di import dell'Italia, attestatisi al massimo storico di 52,7 TWh (+8,8 TWh sul 2022), valore che ha garantito la copertura del 20% degli acquisti sul MGP (+3,2 p.p.). A fronte di un moderato incremento dell'import sulla frontiera meridionale (5,1 TWh, +1,8 TWh), la crescita è stata trainata dai volumi in ingresso dalla frontiera settentrionale (43,4 TWh, +7,2 TWh), in virtù anche di quotazioni estere frequentemente inferiori al prezzo riferimento del Nord (nel caso Francia-Italia: circa 83% delle ore, +24 p.p.). In lieve diminuzione, tuttavia, è risultato l'import netto dall'Austria (1,5 TWh circa, -0,5 TWh), lungo un'interconnessione caratterizzata dall'azzeramento della capacità di transito da metà settembre fino agli ultimi giorni di ottobre, ma anche da uno strutturale aumento della NTC, operativo dalla metà di dicembre.

Infine, con riferimento alla gestione del coupling lungo il confine nord italiano, merita rilevare che nel 2023 si è registrata con maggior frequenza l'attivazione del cosiddetto "vincolo generalizzato", 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 congiuntamente

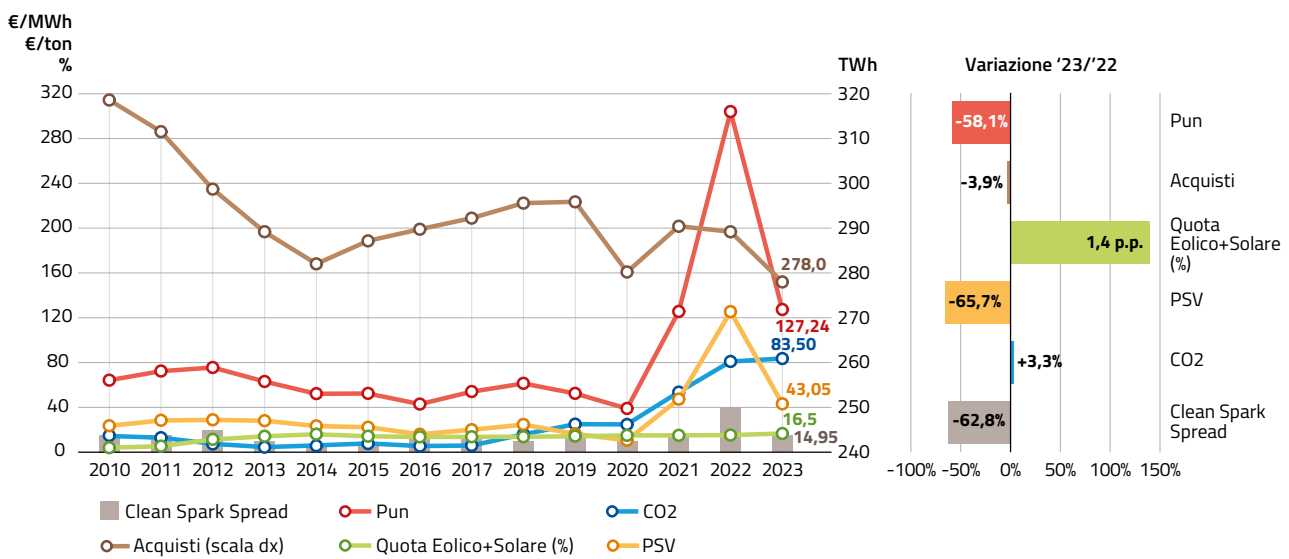
<sup>16</sup> Nel caso del dato di Terna dal 2005 si è registrato un livello più basso solo nel 2020, anno dei lockdown indotti dal Covid-19.

disponibile lungo i confini Nord-Francia, Nord-Austria e Nord-Slovenia. L'attivazione di tale meccanismo può comportare sul MGP la definizione di flussi di import inferiori alla somma delle capacità complessivamente disponibili sulle suddette frontiere (nel seguito: "riduzioni di import") o addirittura il verificarsi di casi con flussi contrari al delta prezzo (nel seguito: "controflussi"), finalizzati a garantire il rispetto del vincolo imposto da Terna<sup>17</sup>.

Nel dettaglio, nel 2023, tale meccanismo è stato attivato in import da Terna nel 17% delle ore (era il 6% nel 2022), generando esclusivamente riduzioni di import nell'8% dei casi, situazioni di riduzioni di import con controflussi nel 6% - prevalentemente verso Austria e Slovenia caratterizzate da prezzi spesso più elevati di quello francese<sup>18</sup> - e non provocando impatti nel 3% rimanente delle ore (in cui i flussi sono risultati inferiori al vincolo).

L'attivazione da parte di Terna del vincolo generalizzato ha trovato applicazione con netta prevalenza nelle giornate festive (72% dei casi), nelle quali il minor livello di domanda potrebbe determinare un basso tasso di accettazione degli impianti termoelettrici nazionali generando maggiori difficoltà di dispacciamento a Terna. Osservando la dinamica nei diversi mesi del 2023, tale corrispondenza si è ripetuta, evidenziando una maggiore frequenza di attivazione del meccanismo nei mesi connotati da un più elevato numero di giornate festive (gennaio e dicembre) (Fig. 2.2.12, Fig. 2.2.13).

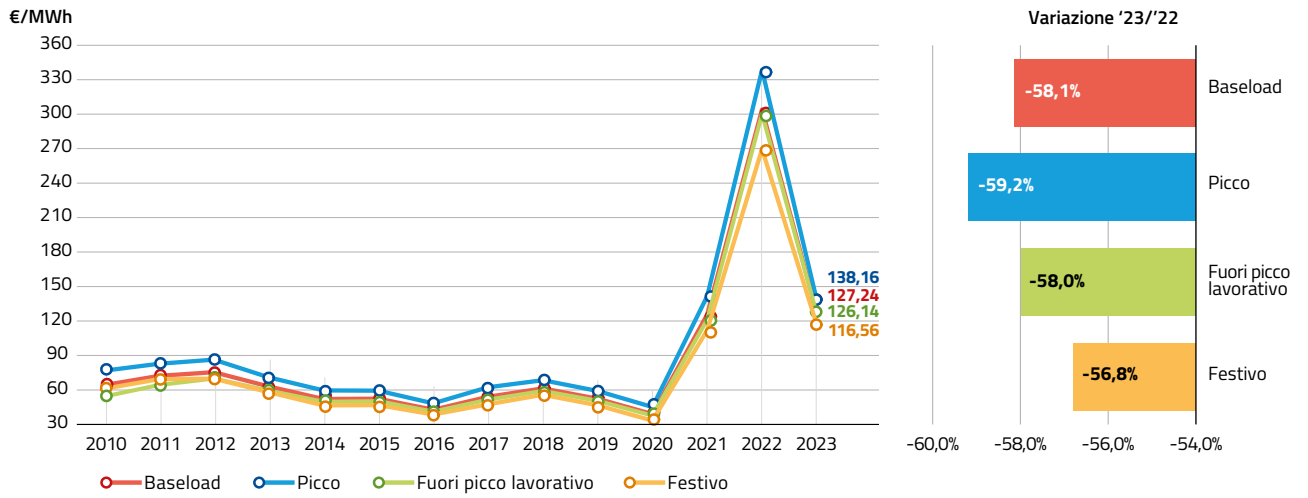
**Fig. 2.2.1 Andamento del prezzo unico nazionale e delle sue determinanti**



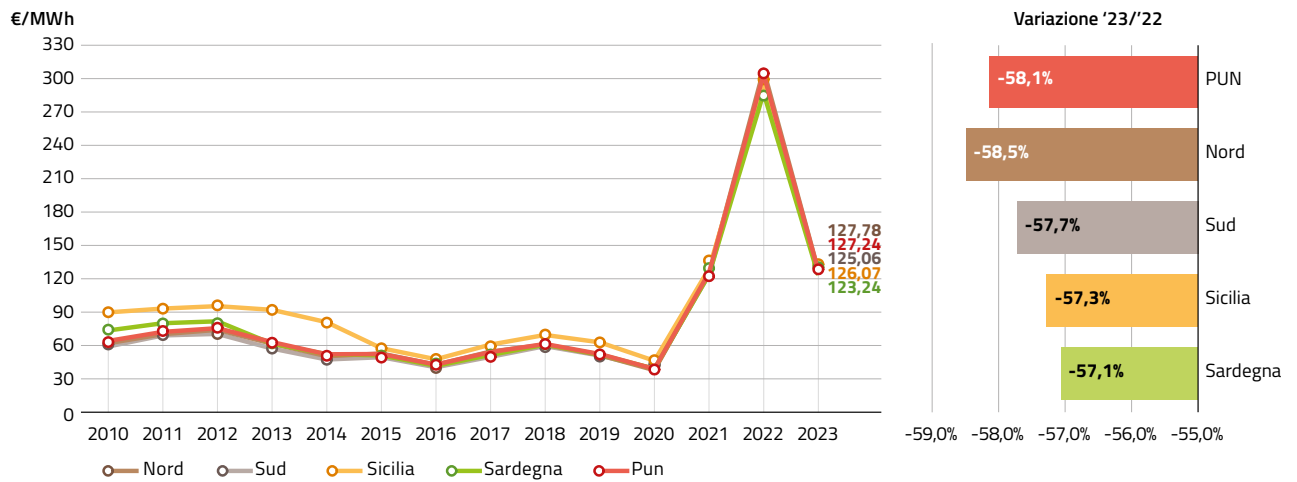
<sup>17</sup> Per garantire il soddisfacimento del vincolo di rete imposto da Terna l'algoritmo potrebbe generare flussi di export dalla zona fittizia COUP, atta a gestire il vincolo generalizzato, verso una delle frontiere in coupling anche in presenza di un prezzo di quest'ultima inferiore a quello italiano.

<sup>18</sup> 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.

**Fig. 2.2.2 Prezzo unico nazionale per gruppi di ore. Media annua**



**Fig. 2.2.3 Prezzi zonali su MGP. Media annua**



**Fig. 2.2.4 Prezzi zonali. Andamento mensile anni 2022-2023**

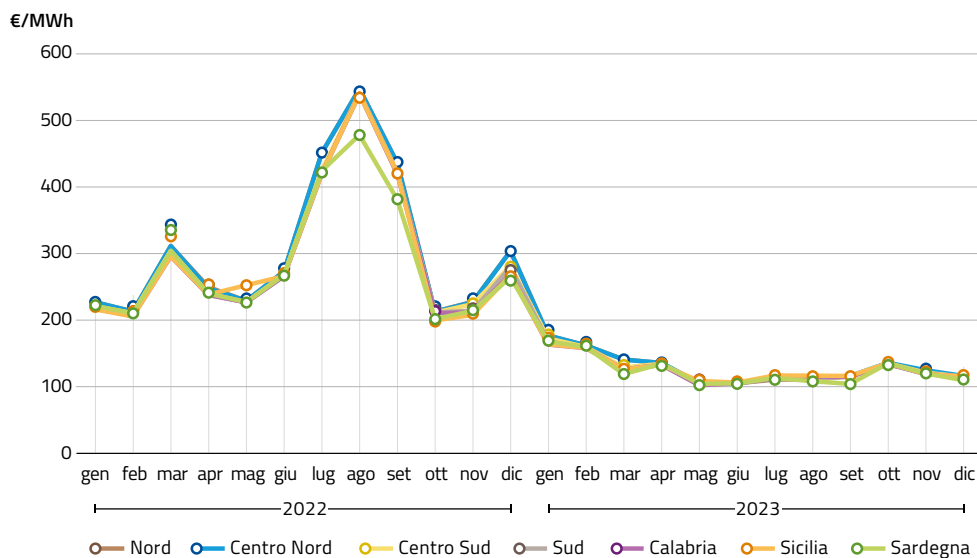
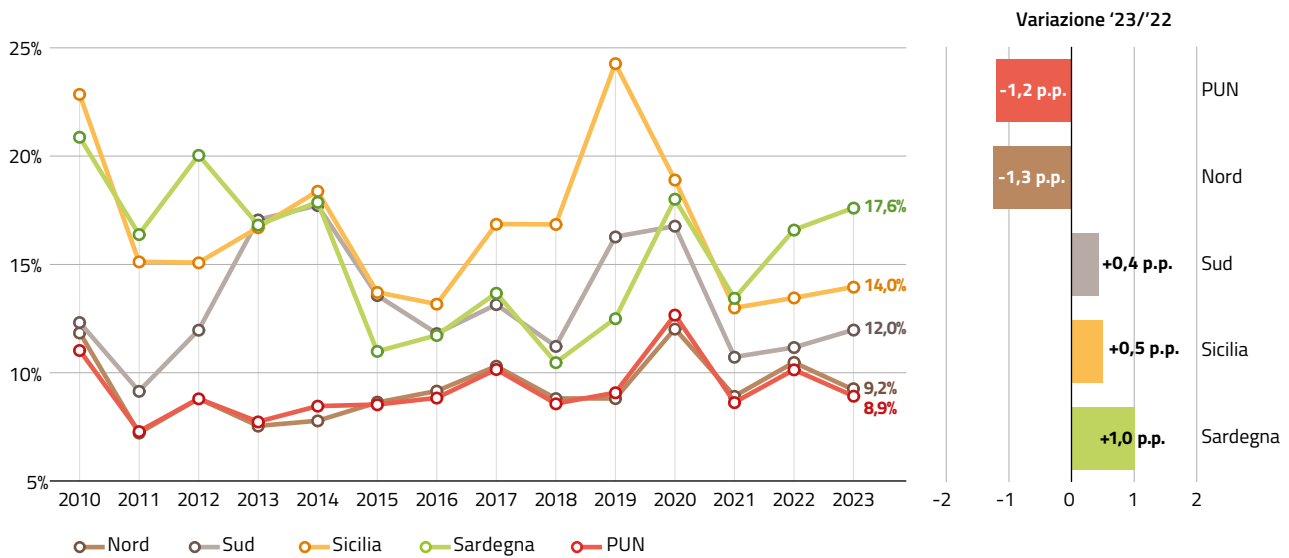


Fig. 2.2.5 Volatilità dei prezzi

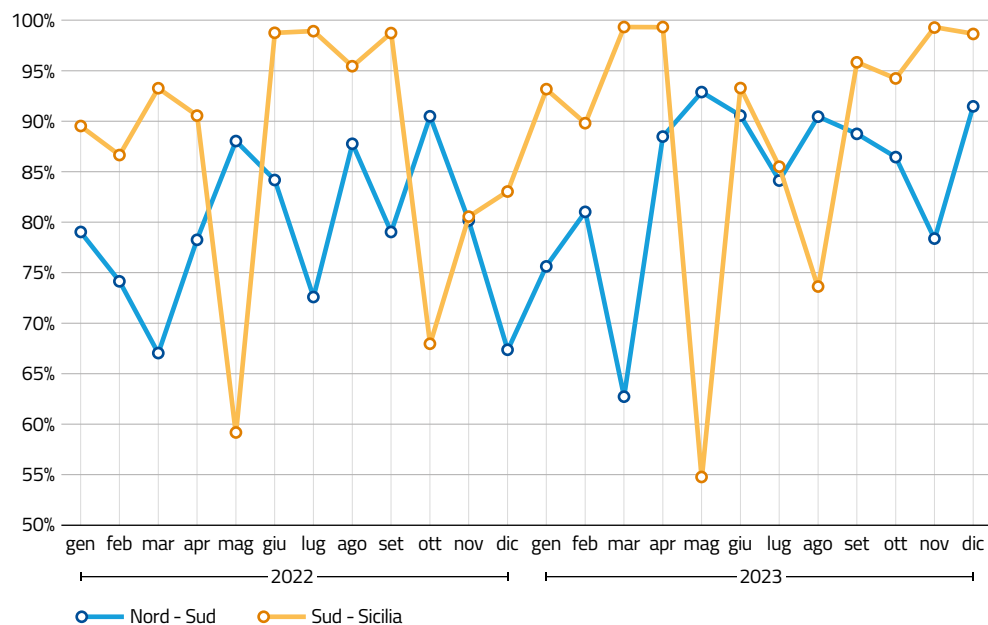


Tab. 2.2.1 Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2023

	PUN		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sardegna		Sicilia	
N. ore con prezzo a zero	-	(0)	-	(0)	-	(0)	2	(0)	3	(2)	4	(3)	167	(101)	5	(48)
N. sessioni con almeno un prezzo orario a zero	-	(0)	-	(0)	-	(0)	1	(0)	2	(1)	3	(1)	24	(18)	4	(8)
N. sessioni con prezzi diurni-prezzi notturni	141	(97)	128	(93)	135	(93)	150	(119)	166	(133)	175	(136)	171	(137)	184	(145)
% sessioni con prezzi diurni-prezzi notturni	38,6%	(26,6%)	35,1%	(25,5%)	37,0%	(25,5%)	41,1%	(32,6%)	45,5%	(36,4%)	47,9%	(37,3%)	46,8%	(37,5%)	50,4%	(39,7%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni-prezzi notturni. €/MWh	-15,69	(-36,84)	-15,59	(-36,45)	-15,61	(-37,72)	-17,82	(-35,52)	-18,28	(-36,34)	-18,84	(-35,87)	-21,19	(-62,89)	-18,67	(-37,34)

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig. 2.2.6 Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2022-2023



Tab. 2.2.2 Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variazione 2023/2022
<b>Richiesta Terna</b>	<b>316,9</b>	<b>314,3</b>	<b>320,5</b>	<b>321,4</b>	<b>319,6</b>	<b>301,2</b>	<b>319,9</b>	<b>315,0</b>	<b>306,1</b>	<b>-2,8%</b>
<b>Domanda</b>	<b>305,3</b>	<b>301,5</b>	<b>297,4</b>	<b>301,6</b>	<b>302,3</b>	<b>287,2</b>	<b>298,6</b>	<b>296,1</b>	<b>288,2</b>	<b>-2,7%</b>
<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>48,4%</i>
<b>Acquisti</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>292,2</b>	<b>295,6</b>	<b>295,8</b>	<b>280,2</b>	<b>290,4</b>	<b>289,2</b>	<b>278,0</b>	<b>-3,9%</b>
% su richiesta Terna	90,6%	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	93,0%	90,8%	91,8%	90,8%	-1,1%
<b>Offerta</b>	<b>500,2</b>	<b>502,4</b>	<b>489,9</b>	<b>507,5</b>	<b>503,6</b>	<b>496,7</b>	<b>472,4</b>	<b>455,5</b>	<b>485,5</b>	<b>6,6%</b>
<b>Vendite</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>292,2</b>	<b>295,6</b>	<b>295,8</b>	<b>280,2</b>	<b>290,4</b>	<b>289,2</b>	<b>278,0</b>	<b>-3,9%</b>
a prezzo <= 0	190,5	172,2	162,6	165,6	166,2	168,8	166,2	156,5	164,3	5,0%

Fig. 2.2.7 Liquidità del MGP

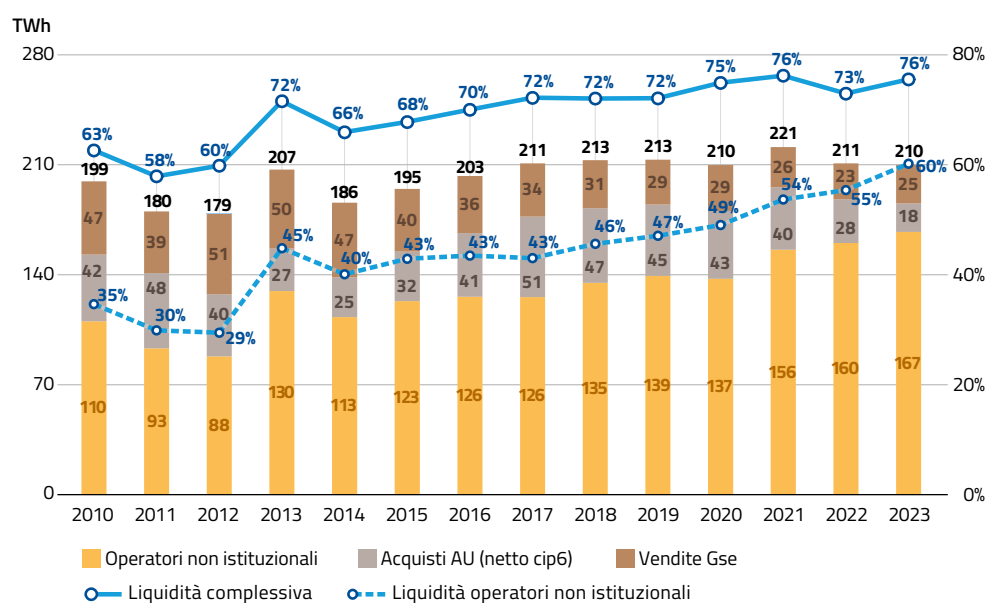


Fig. 2.2.8 Offerta sul MGP

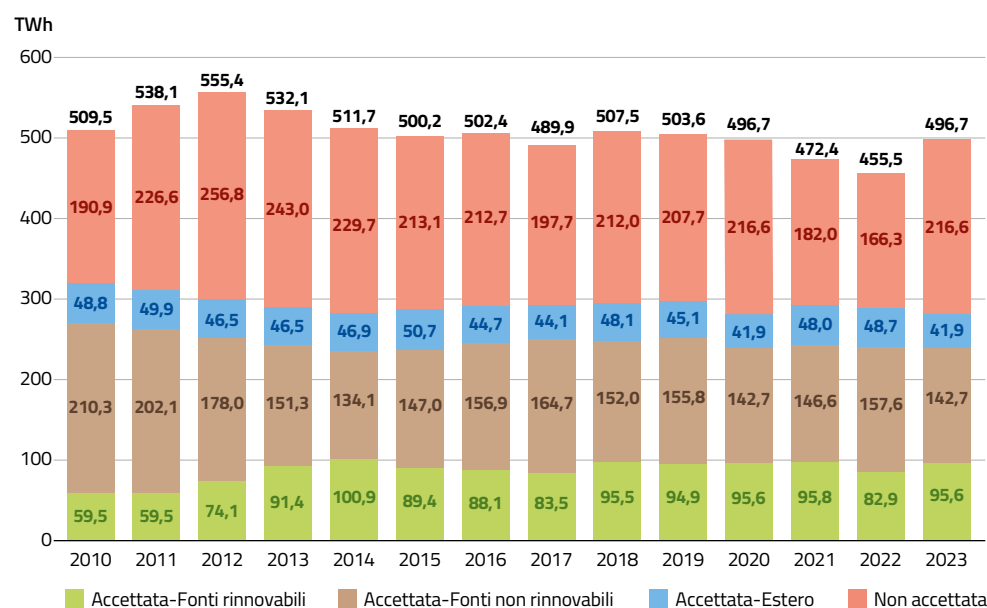
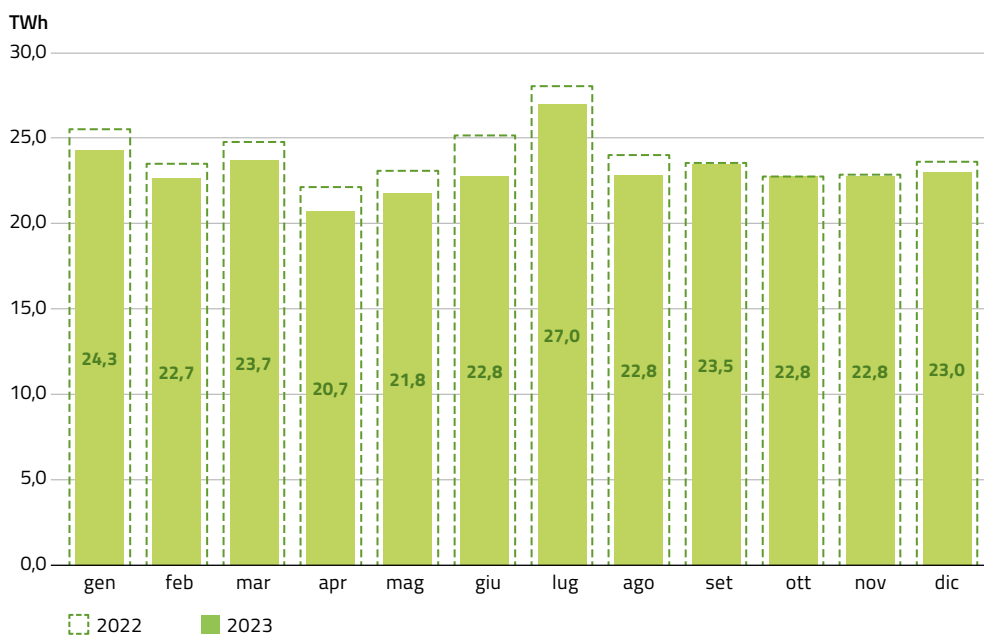


Fig. 2.2.9 Volumi MGP. Andamento mensile anni 2022-2023



Tab. 2.2.3 Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2023

Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	154,19	(-3,5%)	111,72	(-3,9%)	215,52	(+9,8%)	155,88	(-3,4%)	103,80	(+29,9%)
Centro Nord	23,73	(-3,2%)	14,89	(-0,3%)	17,71	(+0,3%)	24,24	(-2,4%)	2,82	(+4,0%)
Centro Sud	48,60	(-2,3%)	25,21	(-13,7%)	66,31	(+2,9%)	48,97	(-2,3%)	41,10	(+16,7%)
Sud	17,63	(-2,3%)	31,03	(-15,1%)	59,13	(+9,6%)	17,81	(-2,1%)	28,10	(+61,5%)
Calabria	5,38	(-4,1%)	13,16	(-9,5%)	27,02	(-7,8%)	5,40	(-4,2%)	13,85	(-6,1%)
Sicilia	16,49	(-5,2%)	14,50	(-11,7%)	28,33	(-2,0%)	16,70	(-4,3%)	13,83	(+10,6%)
Sardegna	8,14	(-3,9%)	11,63	(-7,0%)	14,88	(-0,1%)	8,28	(-3,9%)	3,25	(+35,3%)
Estero	3,81	(-31,1%)	55,83	(+14,6%)	56,57	(+12,9%)	10,96	(+10,9%)	0,74	(-46,8%)
<b>Italia</b>	<b>277,97</b>	<b>(-3,9%)</b>	<b>277,97</b>	<b>(-3,9%)</b>	<b>485,47</b>	<b>(+6,6%)</b>	<b>288,25</b>	<b>(-2,7%)</b>	<b>207,50</b>	<b>(+24,7%)</b>

() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Tab. 2.2.4 Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2023

	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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>7.650</b>	<b>-16,7%</b>	<b>647</b>	<b>-7,4%</b>	<b>1.385</b>	<b>-30,2%</b>	<b>1.762</b>	<b>-28,2%</b>	<b>1.088</b>	<b>-12,1%</b>	<b>1.008</b>	<b>-18,9%</b>	<b>914</b>	<b>-12,5%</b>	<b>14.455</b>	<b>-19,0%</b>
Gas	6.519	-18,4%	583	-10,4%	746	-31,6%	1.111	-22,7%	1.003	-9,6%	848	-14,3%	444	-11,4%	11.254	-18,3%
Carbone	225	-44,9%	-	-	401	-38,7%	392	-54,1%	-	-	-	-	401	-16,2%	1.420	-40,8%
Altre	906	+15,5%	63	+34,2%	239	-0,2%	259	+61,7%	85	-34,0%	160	-36,8%	69	+7,9%	1.781	+6,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>4.902</b>	<b>+23,2%</b>	<b>1.053</b>	<b>+4,5%</b>	<b>1.463</b>	<b>+9,8%</b>	<b>1.780</b>	<b>+3,6%</b>	<b>414</b>	<b>-2,0%</b>	<b>642</b>	<b>+2,5%</b>	<b>410</b>	<b>+7,6%</b>	<b>10.665</b>	<b>+12,6%</b>
Idraulica	3.217	+34,5%	204	+27,2%	619	+21,8%	433	-0,3%	107	-	147	-0,8%	74	-3,6%	4.803	+25,1%
Geotermica	-	-	611	-1,8%	-	-	0	-	0	-100,0%	-	-	-	-	611	-1,8%
Eolica	24	+44,6%	27	+18,5%	491	+5,9%	1.070	+7,4%	244	+0,2%	372	+4,1%	226	+16,3%	2.454	+7,0%
Solare e altre	1.660	+5,8%	210	+4,3%	353	-2,2%	276	-3,9%	64	+2,5%	123	+1,6%	110	+0,2%	2.797	+3,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>202</b>	<b>+77,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>+62,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>+229%</b>	<b>2</b>	<b>+243,8%</b>	<b>238</b>	<b>+74,7%</b>
<b>Totale</b>	<b>12.754</b>	<b>-3,9%</b>	<b>1.700</b>	<b>-0,3%</b>	<b>2.878</b>	<b>-13,7%</b>	<b>3.542</b>	<b>-15,1%</b>	<b>1.503</b>	<b>-9,5%</b>	<b>1.655</b>	<b>-11,7%</b>	<b>1.327</b>	<b>-7,0%</b>	<b>25.358</b>	<b>-7,6%</b>

Fig. 2.2.10 Quota delle vendite FER

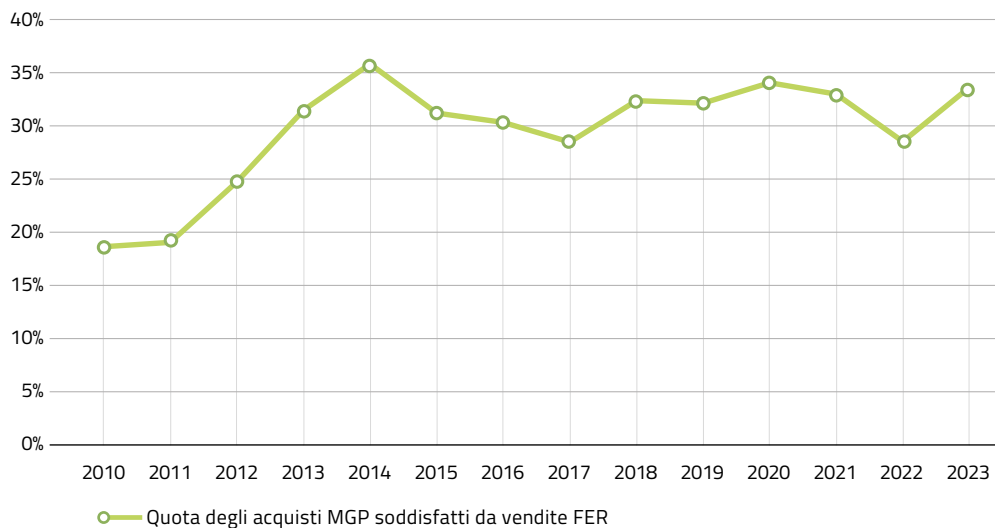




Fig. 2.2.11 Indicatori di competitività

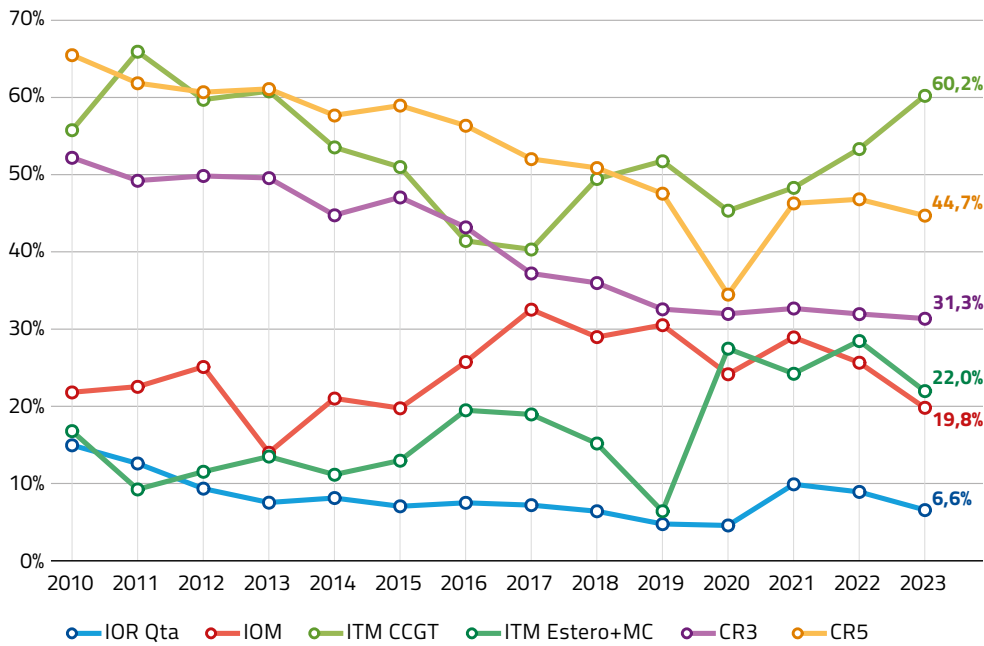


Fig. 2.2.12 Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2022-2023

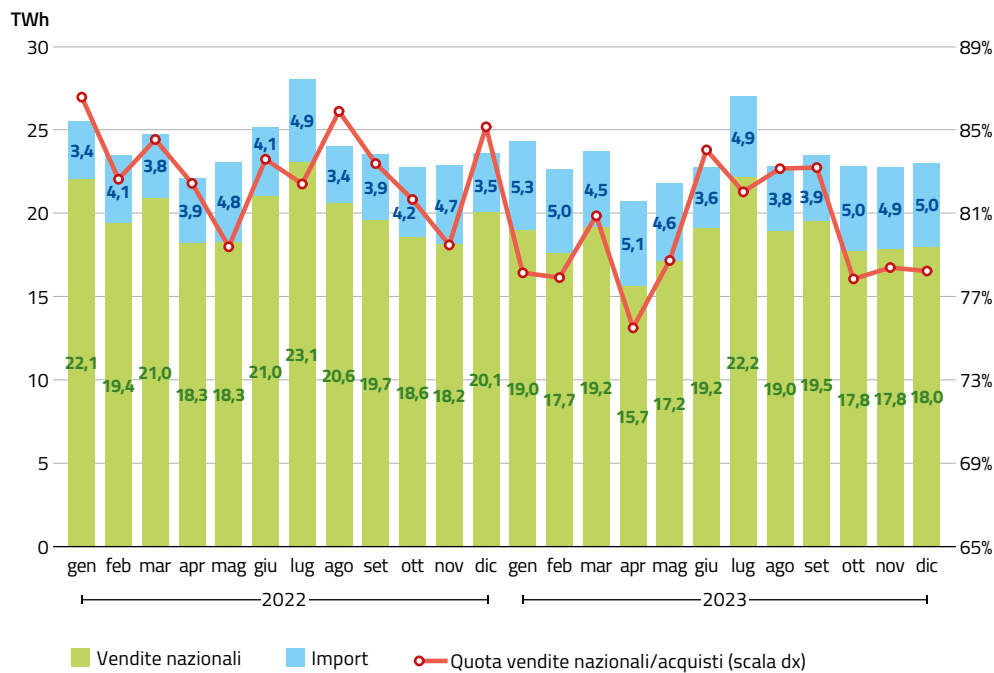
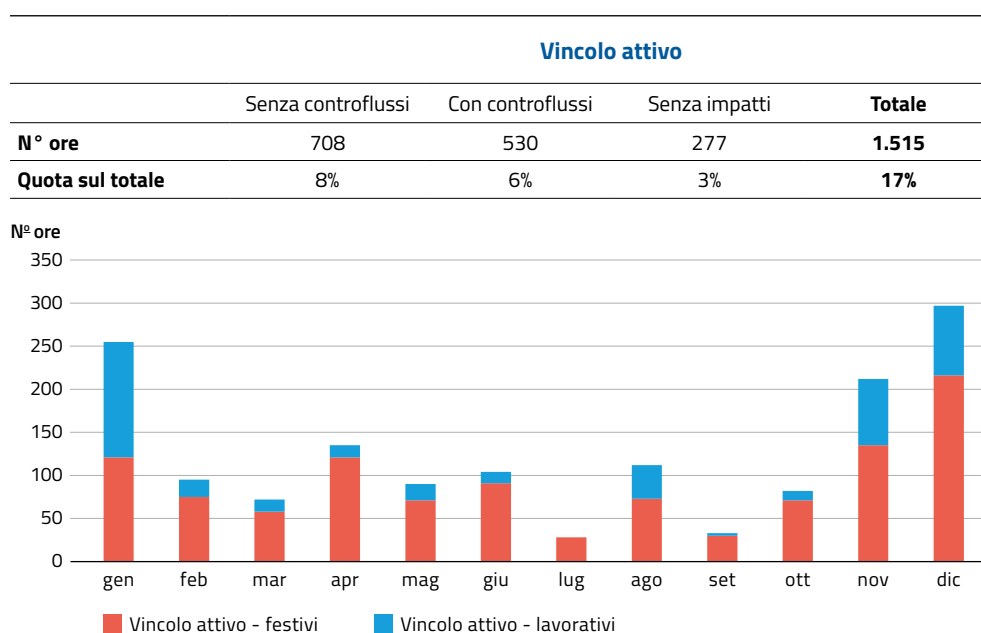


Fig. 2.2.13 Distribuzione delle ore di attivazione del vincolo generalizzato. Anno 2023



## 2.2.2 Il Mercato Infragiornaliero (MI)

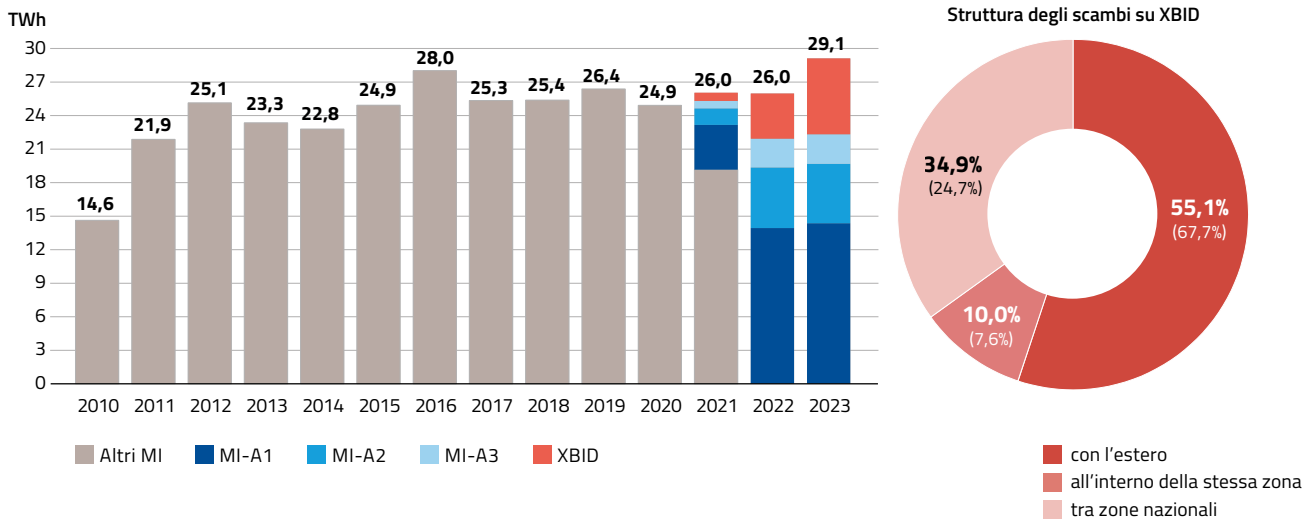
**VOLUMI AI MASSIMI STORICI.** Nel secondo anno di piena operatività nel nuovo assetto di mercato, connotato da una sessione in negoziazione continua in coupling con il resto d'Europa (XBID) e da tre aste locali (MI-A1, MI-A2, MI-A3), il MI si è consolidato come un importante strumento di supporto per gli operatori nella definizione dei loro programmi di produzione, registrando inoltre volumi scambiati al loro massimo storico (29,1 TWh, +3,1 TWh sul 2022). Anche nel 2023 tali scambi sono risultati concentrati nella contrattazione in asta (22,3 TWh, +0,4 TWh sul 2022), in particolare sul MI-A1 (14,4 TWh, +0,4 TWh sul 2022; circa il 49% del totale, -4 p.p.), ma è stato l'XBID, con oltre 3,5 milioni di abbinamenti (più che raddoppiati sul 2022) e quasi 6,8 TWh (+2,8 TWh), a trainarne la crescita complessiva, diventando, nell'ambito del MI, il secondo comparto in termini di liquidità (23% del totale, +8 p.p.).

L'evoluzione degli scambi sul XBID osservata nel corso dell'anno ha mostrato una sostanziale conferma della sua struttura caratterizzata da *i)* una concentrazione degli scambi a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), sebbene risultino quasi triplicati i volumi scambiati nella fase 1 (13% del totale XBID, +6 p.p.), *ii)* una prevalenza di contrattazioni effettuate con controparte estera (55%), anche se in riduzione (-13 p.p., con livelli sempre inferiori al 50% nell'ultimo trimestre) in corrispondenza della concomitante espansione degli scambi tra zone nazionali (35%, +10 p.p.), *iii)* una propensione ad operare a ridosso del tempo reale, con la quota di scambi registrata nelle quattro e nelle otto ore antecedenti la consegna pressoché invariata rispettivamente a circa 50% e 70%, *iv)* un elevato ricorso al XBID da parte degli impianti rinnovabili, controparti in circa il 57% dei volumi abbinati in acquisto e circa il 66% in vendita (+5 p.p. entrambi), *v)* un buon utilizzo degli strumenti messi a disposizione per la contrattazione continua, come le offerte a portafoglio, sempre superiori al 20% del totale sia in acquisto che in vendita, e le offerte basket (43% del totale).

Con riferimento alle zone, il modesto aumento dei volumi nella contrattazione in asta si è concentrato, sia in acquisto che in vendita, al Nord, che resta la zona più rilevante in termini di quantità scambiate, e al Centro Nord; su XBID, invece, la decisa crescita su entrambi i lati del mercato è risultata estesa a tutte le zone e particolarmente evidente sull'estero in acquisto.

Ancora in linea con il MGP, infine, sia le dinamiche che i livelli dei prezzi, in progressiva riduzione nel corso dell'anno rispetto ai massimi del 2022 e pari a 126/128 €/MWh delle prime due sessioni in asta e su XBID e a 131 €/MWh sul MI-A3, valori leggermente inferiori ai corrispondenti del MGP nei mercati day-ahead (-1 €/MWh) e lievemente superiori su XBID (+1 €/MWh). Nella contrattazione continua si è osservata una elevata variabilità infraseSSIONE delle quotazioni, con numerose sessioni connotate da abbinamenti a prezzi negativi, soprattutto al Sud (27%) e in Sicilia (23%), in particolare nel mese di novembre (da Fig. 2.2.14 a Fig. 2.2.17, Tab. 2.2.5).

**Fig. 2.2.14 Volumi scambiati sul MI**



**Fig. 2.2.15 Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2022-2023**

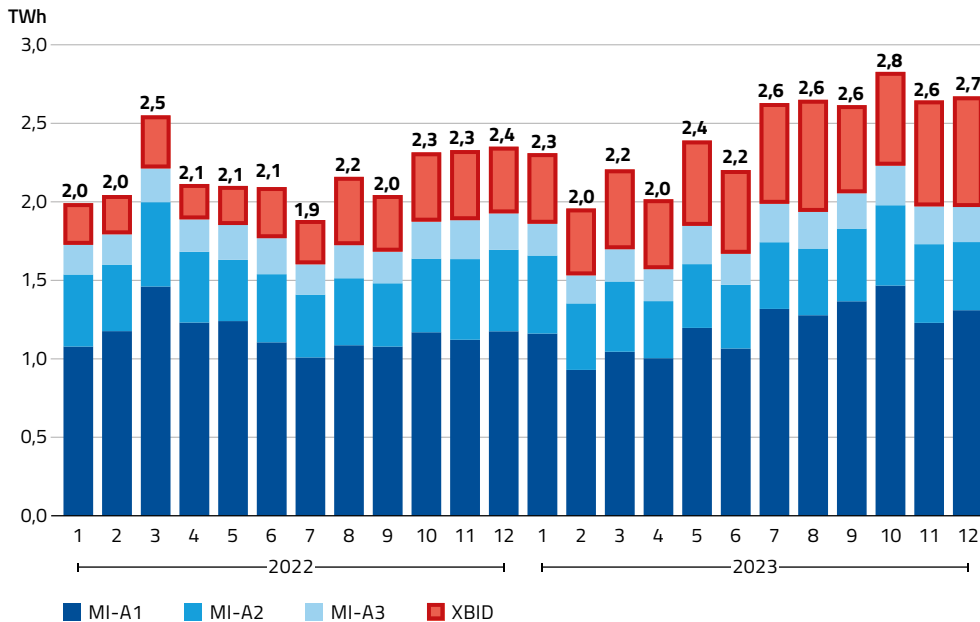


Fig. 2.2.16 Prezzi MI. Evoluzione annuale

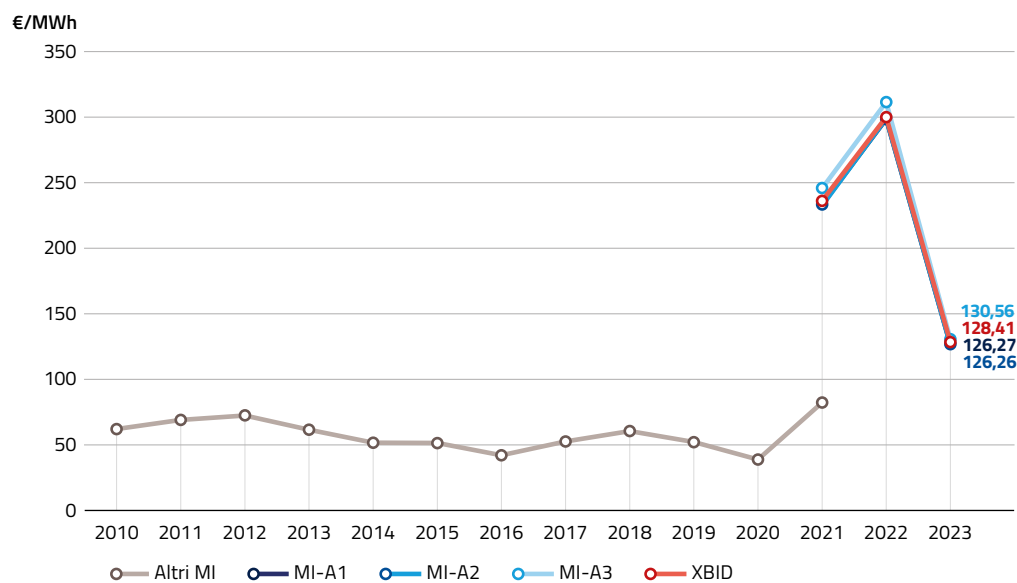
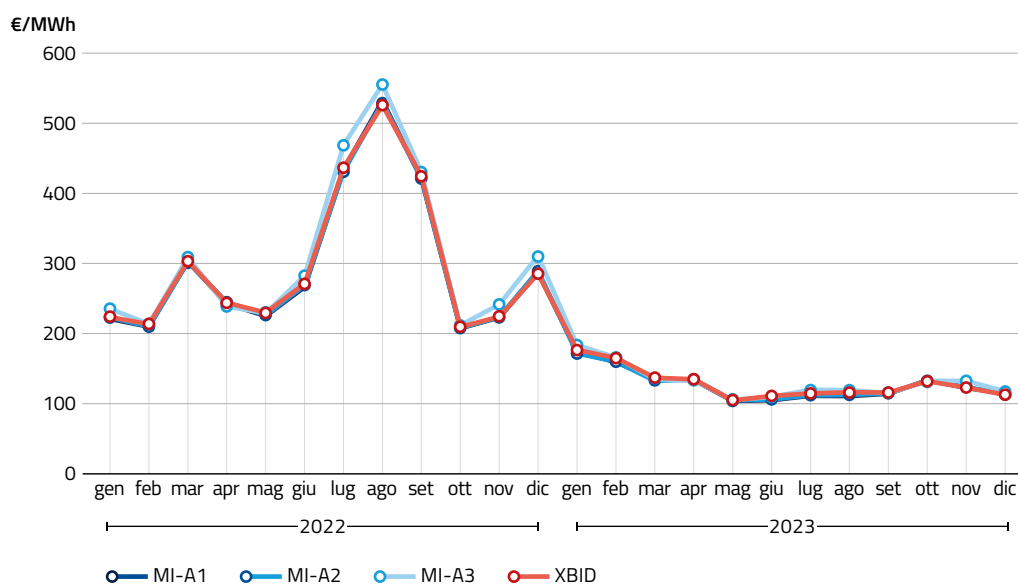


Fig. 2.2.17 Prezzi MI. Andamento mensile 2022-2023



Tab. 2.2.5 Acquisti e vendite zonalì sul MI. Anno 2023

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	6.944.296	1.895.236	990.805	<b>9.830.337</b>	<b>1.610.278</b>	<b>11.440.616</b>	8,8%
Centro Nord	893.505	397.532	179.813	<b>1.470.850</b>	<b>413.420</b>	<b>1.884.270</b>	20,8%
Centro Sud	2.202.035	858.769	392.313	<b>3.453.117</b>	<b>638.222</b>	<b>4.091.339</b>	3,4%
Sud	1.856.848	934.793	463.133	<b>3.254.774</b>	<b>802.899</b>	<b>4.057.672</b>	5,8%
Calabria	312.411	146.098	79.321	<b>537.830</b>	<b>111.597</b>	<b>649.427</b>	5,5%
Sicilia	1.070.083	339.194	193.327	<b>1.602.605</b>	<b>272.461</b>	<b>1.875.065</b>	5,4%
Sardegna	320.744	252.901	130.150	<b>703.795</b>	<b>122.351</b>	<b>826.147</b>	2,9%
Estero	762.074	478.046	221.903	<b>1.462.023</b>	<b>2.827.590</b>	<b>4.289.612</b>	47,5%
<b>Totale</b>	<b>14.361.996</b>	<b>5.302.569</b>	<b>2.650.765</b>	<b>22.315.330</b>	<b>6.798.818</b>	<b>29.114.148</b>	<b>12,1%</b>

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	7.291.393	2.139.660	1.105.692	<b>10.536.744</b>	<b>2.136.090</b>	<b>12.672.834</b>	12,6%
Centro Nord	847.017	204.468	101.677	<b>1.153.163</b>	<b>340.617</b>	<b>1.493.780</b>	32,9%
Centro Sud	2.081.621	768.165	347.025	<b>3.196.811</b>	<b>668.492</b>	<b>3.865.303</b>	0,7%
Sud	1.458.511	831.765	389.368	<b>2.679.643</b>	<b>848.467</b>	<b>3.528.110</b>	4,0%
Calabria	546.837	206.512	96.668	<b>850.016</b>	<b>141.178</b>	<b>991.195</b>	18,5%
Sicilia	1.338.490	369.423	171.814	<b>1.879.727</b>	<b>269.345</b>	<b>2.149.072</b>	13,3%
Sardegna	226.155	186.609	89.355	<b>502.120</b>	<b>124.611</b>	<b>626.731</b>	-12,2%
Estero	571.972	595.967	349.167	<b>1.517.106</b>	<b>2.270.019</b>	<b>3.787.125</b>	30,1%
<b>Totale</b>	<b>14.361.996</b>	<b>5.302.569</b>	<b>2.650.765</b>	<b>22.315.330</b>	<b>6.798.818</b>	<b>29.114.148</b>	<b>12,1%</b>

## 2.2.3 Altri mercati elettrici

**MPEG.** Le contrattazioni sul prodotto "differenziale unitario di prezzo", interrotte ad agosto 2022, sono riprese ad aprile 2023, registrando nell'anno una decisa crescita sia in termini di abbinamenti (299 contro 101 del 2022) che di volumi (0,55 TWh contro 0,15 TWh), riconducibili quasi esclusivamente al profilo baseload. I prezzi medi hanno toccato nell'anno i massimi storici, pari a 1,25 €/MWh per il profilo baseload (+0,97 sul 2022) e a 1,40 €/MWh sul peakload (Fig. 2.2.18).

**PCE.** Le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro nel 2023 sono scese a 229,2 TWh (-8,0% sul 2022), minimo dal 2011, per effetto del calo osservato sulle transazioni derivanti da contratti bilaterali (-8,2%). Pur confermandosi residuali, sono tornate invece a crescere dopo due anni le transazioni registrate derivanti da contratti conclusi sul MTE e sul MPEG. In calo sul livello più basso dal 2010 è risultata la posizione netta

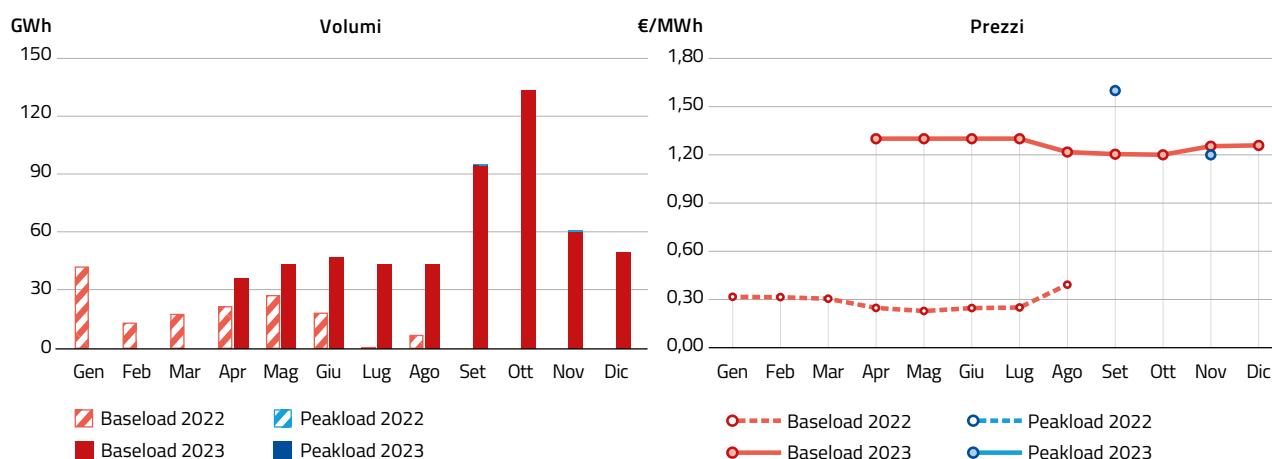
dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 135,3 TWh (-10,2%), a fronte di una lieve crescita del turnover<sup>19</sup> (1,69, +0,04). Dinamica ribassista anche per i programmi registrati nei conti in immissione (68,1 TWh, -13,8%) e in prelievo (96,9 TWh, -9,2%) e dei relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 67,2 TWh, -6,6%, e 38,4 TWh, -12,6%) (Fig. 2.2.19, Fig. 2.2.20, Tab. 2.2.6).

**MTE.** Sul MTE si sono registrati 24 abbinamenti (+18 sul 2022, di cui 16 relativi a transazioni registrate ai fini di clearing, assenti dal 2015) e volumi scambiati per 134 GWh (+125 GWh) con prezzi di controllo dei prodotti in negoziazione che, in analogia con quanto rilevato sui mercati spot, sono risultati in progressiva riduzione nel corso dell'anno (in particolare, il prodotto annuale relativo al 2024 ha chiuso a fine dicembre il periodo di contrattazione a 111,07 €/MWh sul baseload e a 118,17 €/MWh sul peakload) (Tab. 2.2.7).

Fig. 2.2.18 Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

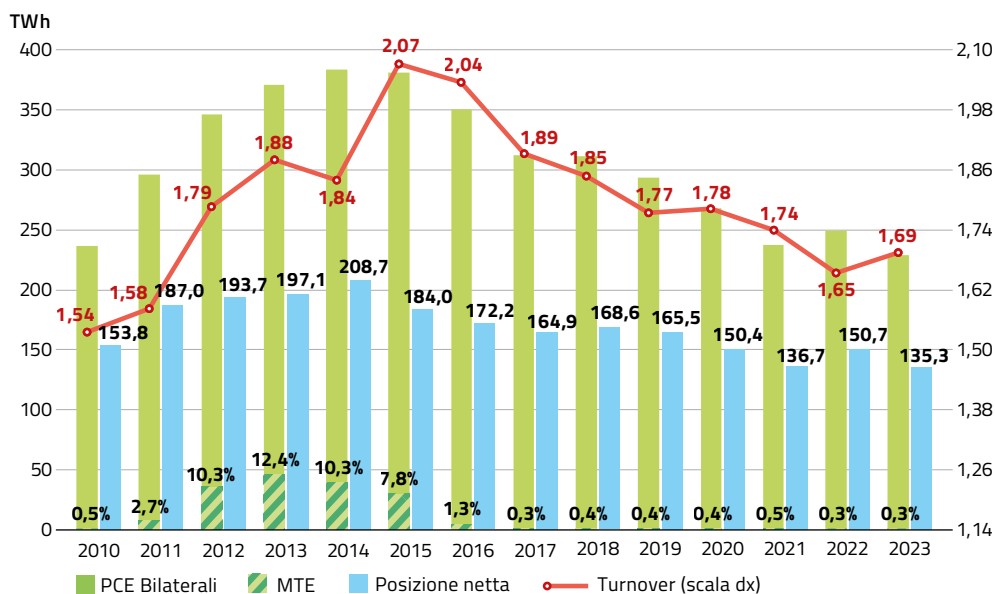
Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	297 (101)	128/365 (56/365)	1,25 (0,28)	1,20 (0,20)	1,50 (0,45)	548.400 (149.784)	4.284 (2.675)
Peakload	2 (-)	2/259 (0/260)	1,40 (0,00)	1,20 (0,00)	1,60 (0,00)	840 (-)	420 (-)
<b>Totale</b>	<b>299</b> (101)					<b>549.240</b> (149.784)	

(i) Tra parentesi il valore dell'anno precedente



<sup>19</sup> Si intende il rapporto tra le transazioni registrate e la posizione netta.

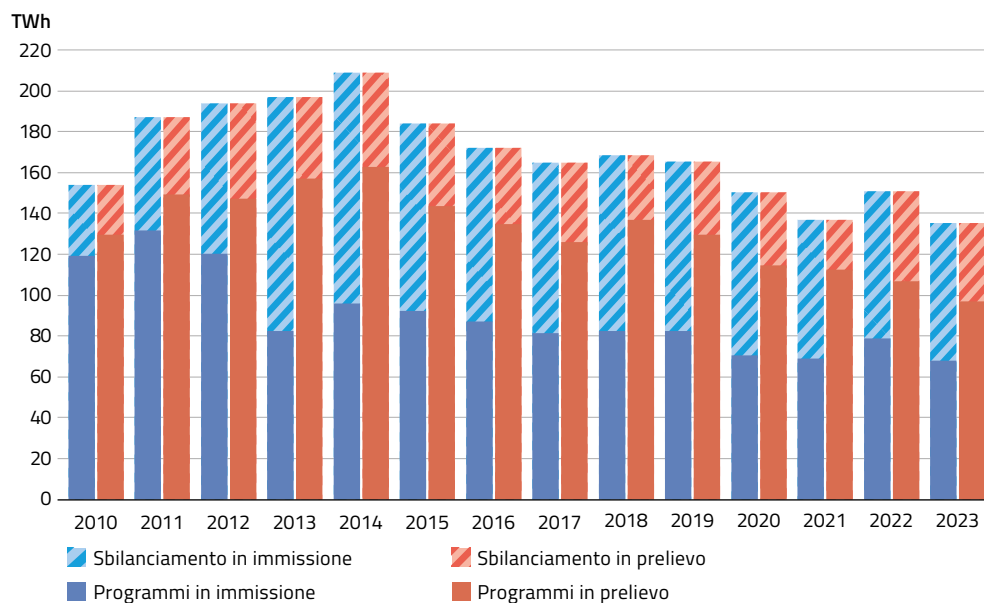
Fig. 2.2.19 Transazioni registrate, posizione netta e turnover



Tab. 2.2.6 Profilo delle transazioni registrate e programmi

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI							
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo				
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura		
Baseload	25.753.571	-62,9%	11,2%								
Off Peak	38.522	-98,4%	0,0%								
Peak	28.128	-98,8%	0,0%								
Week-end	-	-100,0%	0,0%								
<b>Totale Standard</b>	<b>25.820.221</b>	<b>-65,3%</b>	<b>11,3%</b>								
<b>Totale Non standard</b>	<b>202.785.220</b>	<b>16,0%</b>	<b>88,5%</b>								
<b>PCE bilaterali</b>	<b>228.605.440</b>	<b>-8,2%</b>	<b>99,7%</b>								
<b>MTE</b>	<b>84.888</b>	<b>632,4%</b>	<b>0,0%</b>								
<b>MPEG</b>	<b>549.240</b>	<b>266,7%</b>	<b>0,2%</b>								
<b>CDE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>								
<b>Totale</b>	<b>229.239.568</b>	<b>-8,0%</b>	<b>100,0%</b>								
<b>Posizione netta</b>	<b>135.311.768</b>	<b>-10,2%</b>									
				<b>Richiesti</b>	81.801.840	-16,4%	100%	<b>Registrati</b>	68.087.061	-13,4%	83,2%
				<b>Rifiutati</b>	13.714.779	-28,5%	16,8%				
				<b>Sbilanciamento a programma</b>	67.224.707	-6,6%			38.395.950	-12,6%	
				<b>Saldo programmi</b>	32.070	-			28.860.827	1,3%	

Fig. 2.2.20 Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



Tab. 2.2.7 MTE: volumi scambiati per anno di trading

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Δ% 2023/2022
<b>Contratti (MW)</b>														
<b>Totale</b>	<b>8.228</b>	<b>12.697</b>	<b>6.096</b>	<b>4.550</b>	<b>1.004</b>	<b>411</b>	<b>518</b>	<b>391</b>	<b>596</b>	<b>213</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	<b>61</b>	<b>510%</b>
Baseload	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	357	561	174	19	10	59	490%
Peakload	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	34	35	39	0	0	2	-
<b>Volumi (TWh)</b>														
<b>Totale</b>	<b>33,44</b>	<b>54,96</b>	<b>41,10</b>	<b>32,27</b>	<b>5,09</b>	<b>1,07</b>	<b>1,36</b>	<b>1,19</b>	<b>1,64</b>	<b>0,77</b>	<b>0,02</b>	<b>0,010</b>	<b>0,134</b>	<b>1.248%</b>
Baseload	29,75	52,27	36,72	32,21	5,01	1,00	1,33	1,16	1,60	0,73	0,02	0,010	0,128	1.185%
Peakload	3,69	2,69	4,38	0,07	0,08	0,07	0,02	0,04	0,04	0,04	0,00	0,000	0,006	-
<b>Numero Abbinamenti</b>														
<b>Totale</b>	<b>681</b>	<b>972</b>	<b>458</b>	<b>553</b>	<b>252</b>	<b>85</b>	<b>139</b>	<b>130</b>	<b>176</b>	<b>62</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>24</b>	<b>300%</b>
Baseload	493	884	252	540	239	73	123	119	165	52	7	6	23	283%
Peakload	188	88	206	13	13	12	16	11	11	10	0	0	1	-
<b>Quota volumi OTC</b>														
<b>Totale</b>	<b>5%</b>	<b>45%</b>	<b>81%</b>	<b>43%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>80%</b>	<b>-</b>
Baseload	6%	45%	90%	43%	-	-	-	-	-	-	-	-	79%	-
Peakload	1%	46%	0%	29%	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	-



## 2.3 IL MERCATO DEL GAS IN ITALIA

### 2.3.1 Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)

**IL CONTESTO NEL SISTEMA GAS ITALIANO.** Nel 2023, in uno scenario geopolitico ancora instabile per il prolungarsi del conflitto tra Russia e Ucraina e per l'avvio delle tensioni in Medio Oriente, nel sistema del gas si sono consolidate le dinamiche di domanda e offerta già osservate nel 2022. Quanto rilevato in Italia è apparso il riflesso di una tendenza più generale comune a tutta Europa, in cui la domanda di gas è scesa sui valori più bassi degli ultimi anni, depressa da un'inflazione ancora alta e da politiche di contenimento dei consumi, e la struttura di approvvigionamento della materia prima ha visto consolidarsi la sostituzione del gas proveniente dalla Russia con l'accresciuto apporto del GNL, soprattutto quello statunitense le cui forniture nel 2023 sono cresciute a quasi la metà del GNL complessivamente importato in Europa.

In tale contesto in Italia i consumi di gas naturale sono scesi a 667,4 TWh (-8,4%), portandosi sui livelli minimi dal 2015 e mostrando dinamiche ribassiste più intense nei primi sei mesi dell'anno (ma nella seconda parte il confronto era con i valori già esigui del 2022). Il calo ha interessato i tre settori di distribuzione, risultando più marcato nel termoelettrico e nel civile (rispettivamente 223,0 TWh, -16,2% e 281,7 TWh, -7,4%), e più moderato in quello industriale (121,0 TWh, -4,0%), connotato da un'apprezzabile ripresa annua a partire da agosto. Sempre sul lato della domanda hanno invece registrato un aumento le esportazioni e gli altri consumi (41,8 TWh, +28,5%).

A fronte della suddetta minore domanda e di una produzione nazionale ai minimi storici, le importazioni di gas naturale sono scese, anch'esse, ai minimi dal 2015 (641,1 TWh, -85,5 TWh, -11,7%), con un ruolo strategico crescente del GNL (159,9 TWh, +9,6 TWh), il cui peso sul totale dell'import sale al 27% (+6 p.p. sul 2022 e +13 p.p. sul 2021). Decisa, invece, la riduzione dei flussi via pipeline (469,1 TWh, -107,17 TWh), concentrata sulle forniture russe in ingresso a Tarvisio (26,9 TWh, -89,4 TWh), ma registrata anche negli altri entry point: a Mazara (243,6 TWh, -5,7 TWh), rimasta comunque la principale via di approvvigionamento nazionale con una quota pari al 38%, a Melendugno (104,0 TWh, -3,7 TWh) e a Passo Gries (67,9 TWh, -7,2 TWh), le cui quote si sono portate rispettivamente al 16% e 11%.

Per quanto riguarda il sistema di stoccaggio del gas, all'interno di un quadro legislativo ancora definito dalle Deliberazioni ARERA 165/2022/R/GAS dell'8 aprile 2022 e 274/2022/R/GAS del 24 giugno 2022 volto a favorire un adeguato livello delle scorte, il livello della giacenza nell'ultimo giorno dell'anno si è attestata ai massimi storici (109,3 TWh), con saldo tra iniezioni e erogazioni che nel 2023 è rimasto positivo (3,3 TWh), pur registrando entrambe le grandezze un calo su base annua (da Fig. 2.3.1 a Fig. 2.3.5).

**I VOLUMI.** Nel suddetto contesto, nel Mercato a pronti del Gas del GME (MP-GAS), i fenomeni di maggior rilievo sono stati: *i*) una nuova significativa crescita degli scambi nei mercati a negoziazione continua, a conferma del loro pluriennale trend positivo, il cui aumento ha interessato sia il segmento day-ahead, al suo massimo storico, che quello intraday, tornato ad essere il secondo mercato in termini di liquidità, *ii*) il consolidamento dell'incremento dei volumi scambiati dagli operatori extra-Snam (116 TWh, +9 TWh), attinente principalmente alla contrattazione continua, *iii*) una riduzione dei volumi movimentati da Snam in qualità di TSO, ascrivibile esclusivamente al mutato quadro di sistema e fisiologicamente concentrata nei comparti AGS, venendo meno l'emergenza nazionale legata al riempimento degli stoccaggi e, conseguentemente, la necessità di intervento di Snam su detti mercati in qualità di esecutore di ultima istanza di tale servizio. Alla luce soprattutto di quest'ultimo fattore, il trend di crescita delle contrattazioni nel MP-GAS ha subito un fisiologico ripiegamento a 155 TWh (-20 TWh, -12% dal massimo storico del 2022), pur confermandosi la loro

quota sul totale consumato nel sistema gas a ridosso dei livelli più alti di sempre (23%, -1 p.p. sullo scorso anno), con un picco mensile del 31% a ottobre (Fig. 2.3.6).

- **Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS).** I volumi scambiati sul MGP-GAS in negoziazione continua hanno consolidato il trend di crescita osservato negli scorsi anni, raggiungendo progressivamente il primato di primo mercato in termini di liquidità, con 78,7 TWh (+4,1% sul 2022 e nuovo massimo storico), a rappresentare il 51% del totale negoziato a pronti (+8 p.p. su base annua). Gli scambi sono risultati concentrati prevalentemente nella sessione G+1 (58 TWh, 74% del totale), in presenza anche di un crescente apprezzamento per il prodotto weekend, i cui volumi salgono a 18,7 TWh, con una quota sul totale scambiato sostanzialmente stabile al 24%. Su base mensile la crescita dei volumi è concentrata nei primi mesi dell'anno e, in particolare, a gennaio quando gli scambi hanno segnato il loro record assoluto pari a 9,4 TWh. Relativamente al comparto AGS, gli scambi si sono attestati a 28,2 TWh (-44,8% dal massimo storico del 2022), pari al 18% del totale scambiato a pronti (-11 p.p.), di questi 17,7 TWh riconducibili a vendite del TSO (63% dei volumi).
- **Il Mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).** Gli scambi sul MI-GAS in negoziazione continua hanno invertito la tendenza dei due anni precedenti, salendo a 44,4 TWh (+9,5%), pari al 29% del totale negoziato a pronti (+6 p.p. sul 2022). La crescita è da ricondurre principalmente al significativo incremento degli scambi tra operatori diversi dal RdB (35,7 TWh, +17,7%), pari all'80% del totale scambiato nel comparto (+5 p.p.). In calo, invece, le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (8,7 TWh, -14,7%), prevalentemente in acquisto (7,1 TWh, +100%). Relativamente al comparto AGS, il segmento intraday si è confermato meno liquido, con volumi pari a 0,2 TWh (erano 2,6 TWh nel 2022), di cui il 75% relativo ad acquisti del TSO.
- **Il Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS).** Le quantità scambiate sul MGS, unicamente per l'impresa Stogit, hanno mostrato un ulteriore ribasso, attestandosi a 3,3 TWh (-36,2% sul 2022), con una quota sul totale scambiato del 2% (era il 3% lo scorso anno). In calo i volumi trattati da Snam per la finalità di Bilanciamento, in particolare sul lato della vendita (0,9 TWh contro 3,1 TWh del 2022), mentre crescono, seppur di poco, le negoziazioni tra operatori terzi (1,5 TWh contro 1,2 TWh dello scorso anno).
- **Il Mercato dei Prodotti Locational (MPL).** Anche nel 2023 non è stata attivata alcuna sessione da parte di Snam.

**I PREZZI.** Il contesto politico-economico descritto nei paragrafi precedenti, connotato sostanzialmente da una bassa domanda, da una nuova redistribuzione dell'offerta e da un elevato livello delle scorte, ha favorito una forte riduzione delle quotazioni e della loro volatilità dai livelli record del 2022 e un andamento infra-annuale conforme alla tradizionale stagionalità del gas.

Con riferimento ai prezzi italiani del gas, a partire dal 19 luglio 2023, il GME ha avviato la pubblicazione su base giornaliera di un nuovo indice di prezzo del gas, l'IG Index GME<sup>20</sup>, con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV. Nei suoi primi mesi di pubblicazione l'IGI si è attestato mediamente a 37,78 €/MWh, mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi rilevati sui principali hub europei.

Considerando l'intero anno, le quotazioni nei singoli mercati a pronti del GME hanno mostrato andamenti simili tra loro sia su base annua che su base mensile, attestandosi tutte sotto i 43 €/MWh e seguendo dinamiche allineate ai principali riferimenti nazionali e internazionali (43,05 €/MWh). Unica eccezione si è registrata nel comparto AGS intraday, attivato con una frequenza ridotta da Snam e caratterizzato da un prezzo medio annuo pari a 47 €/MWh.

<sup>20</sup> Per maggiori approfondimenti sulle modalità di calcolo dell'IG Index GME si può fare riferimento alla documentazione contenuta al link <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Gas/IGIndex/Esiti/Riepilogo>

Alla luce di tali andamenti, nel 2023 il System Average Price (SAP)<sup>21</sup> è sceso a 42,40 €/MWh, evidenziando un differenziale col PSV<sup>22</sup> sempre esiguo e in calo rispetto al 2022 (SAP-PSV: 0,32 €/MWh nel 2023, 1,04 €/MWh nel 2022). Stesso discorso per la volatilità, che assorbendo la maggior stabilità dei prezzi del MGP-GAS e del MI-GAS, è risultata sul SAP in calo al 5,4% (-2,5 p.p. circa) e inferiore a quella del PSV (6,7%) (Fig. 2.3.7 e Fig. 2.3.8).

**L'OPERATIVITÀ DI SNAM IN QUALITÀ DI RdB.** Nel 2023 i volumi movimentati da Snam nell'esercizio della funzione di RdB sono risultati complessivamente in calo e concentrati principalmente sul MI-GAS (8,7 TWh, -1,5 TWh). Tale flessione ha interessato solo le vendite, scese sui livelli più bassi di sempre (1,6 TWh, -75,5%), mentre risulta significativamente più attiva la presenza del RdB in acquisto (7,1 TWh, +100% e rappresentativi dell'81% del totale scambiato da RdB).

L'analisi di dettaglio delle movimentazioni ha mostrato un maggior intervento di Snam in situazioni di sistema corto (339 contro 95 abbinamenti), dinamica favorita anche dalla maggior frequenza con cui il sistema è risultato sbilanciato negativamente, in controtendenza rispetto allo scorso anno (4.700 pubblicazioni/ore con sistema corto contro 2.886 pubblicazioni/ore con sistema lungo). Nel dettaglio, in condizioni di sbilanciamento residuale negativo, gli acquisti di Snam sono ammontati complessivamente a 6,9 TWh (il 79% del totale movimentato), valore in media pari a 20.508 MWh, e realizzati prevalentemente in corrispondenza di uno sbilanciamento di sistema compreso nelle classi [31.400-60.000 MWh] e [60.000-100.000 MWh]. In condizioni di sbilanciamento residuale positivo, invece, le vendite di Snam sono risultate pari a 1,6 TWh (il 18% del totale), valore mediamente pari a 17.867 MWh, e concentrate anch'esse nelle classi di sbilanciamento intermedie ([31.400-60.000 MWh] e [60.000-100.000 MWh]). Residuali, infine, i volumi scambiati dal RdB non coerenti con il segno dello sbilanciamento, circostanza verificatasi in condizioni sia di sistema corto che lungo (rispettivamente 4 e 7 casi, per complessivi 0,2 TWh) (Tab. 2.3.1).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** Nel 2023 è stata confermata una maggior concorrenza su tutti i mercati a pronti gestiti dal GME, sia in acquisto che in vendita; tale scenario risulta evidente anche in considerazione del generalizzato calo della quota di mercato detenuta dai primi operatori (CR5). Fanno eccezione il comparto intraday AGS, connotato nel 2023 da scambi esigui, e gli acquisti nel mercato MI-GAS in negoziazione continua, caratterizzati da una significativa presenza del RdB e da un CR5 mantenutasi comunque sotto il 45% (Fig. 2.3.9).

<sup>21</sup> Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS a negoziazione continua ponderata per i rispettivi abbinamenti. Il suo differenziale col PSV è calcolato nei soli giorni in cui sono disponibili le quotazioni di quest'ultimo.

<sup>22</sup> Il differenziale medio è calcolato considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV.

### 2.3.2 Altri mercati del gas

**MT-GAS.** Nel 2023 non sono stati rilevati scambi sul mercato a termine MT-Gas.

**P-GAS.** Nel comparto Aliquote sono stati contrattati 0,6 TWh ad un prezzo medio di 55,02 €/MWh. Nessuno scambio, invece, nel comparto Import.

**PAR.** Nella Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione, nei tre comparti dedicati a GNL Italia, OLT Offshore LNG Toscana e FSRU Italia, sono stati complessivamente assegnati 42 slot (erano 193 nel 2022) per 5,5 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti (contro 19,0 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti dello scorso anno), ad un prezzo medio di 11,7 €/m<sup>3</sup> liquefatti.

Fig. 2.3.1 Andamento dei consumi di gas naturale

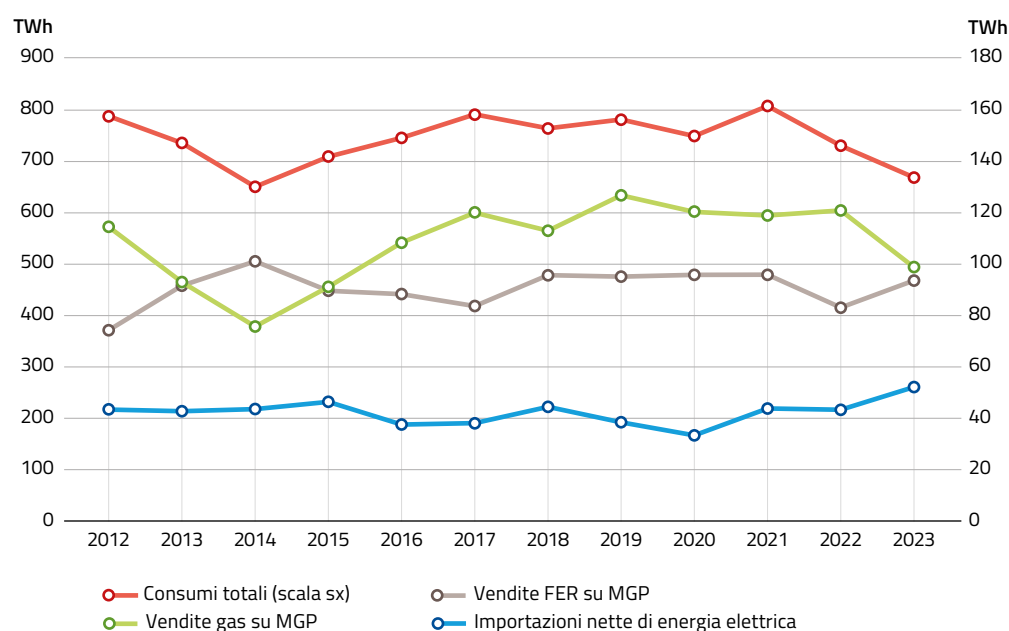
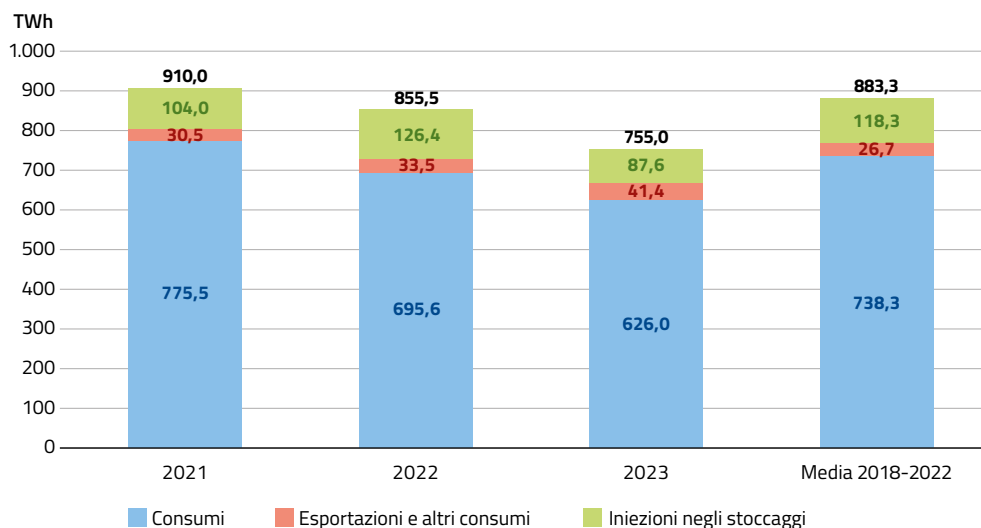
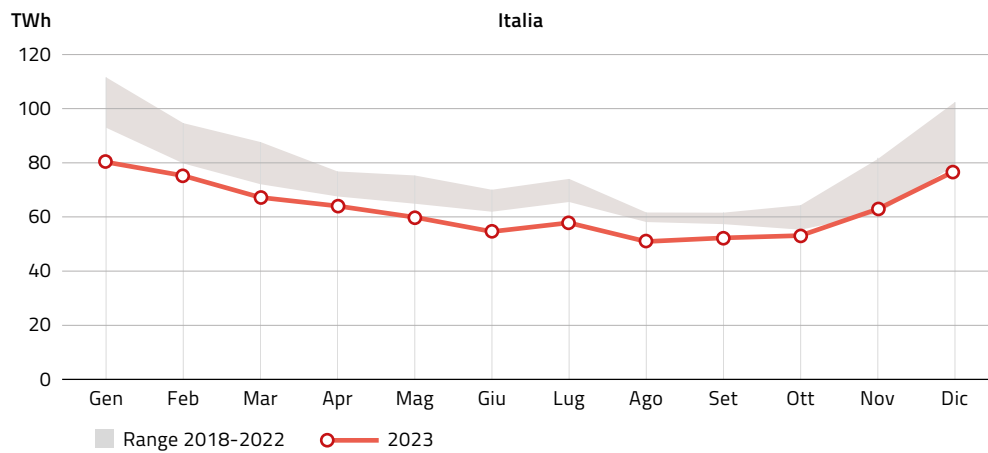


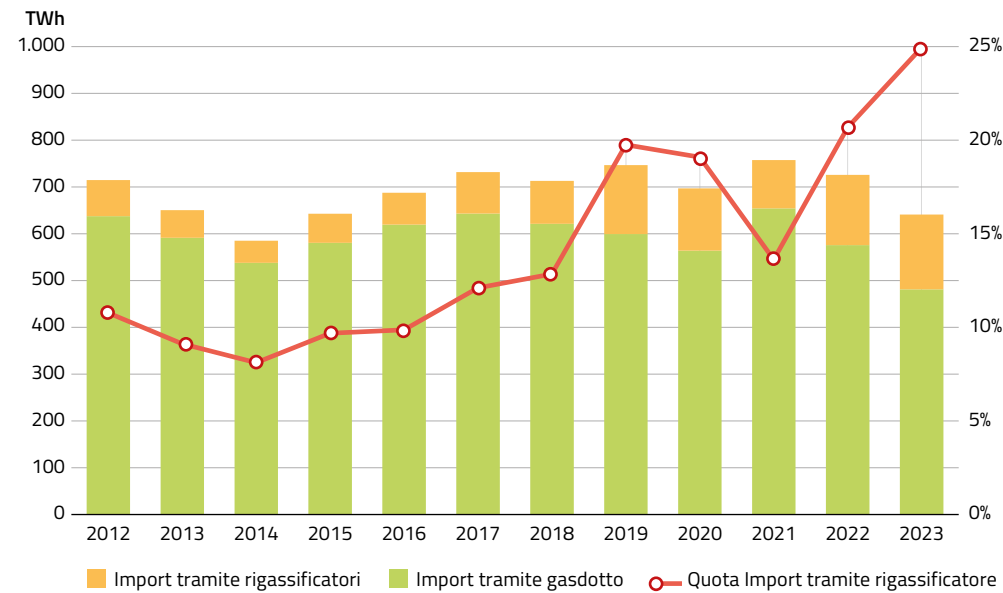
Fig. 2.3.2 Domanda di gas naturale in Italia



**Fig. 2.3.3 Andamento mensile della domanda di gas naturale in Italia**



**Fig. 2.3.4 Andamento delle importazioni di gas**



**Fig. 2.3.5 Livello della giacenza in stoccaggio a fine anno**

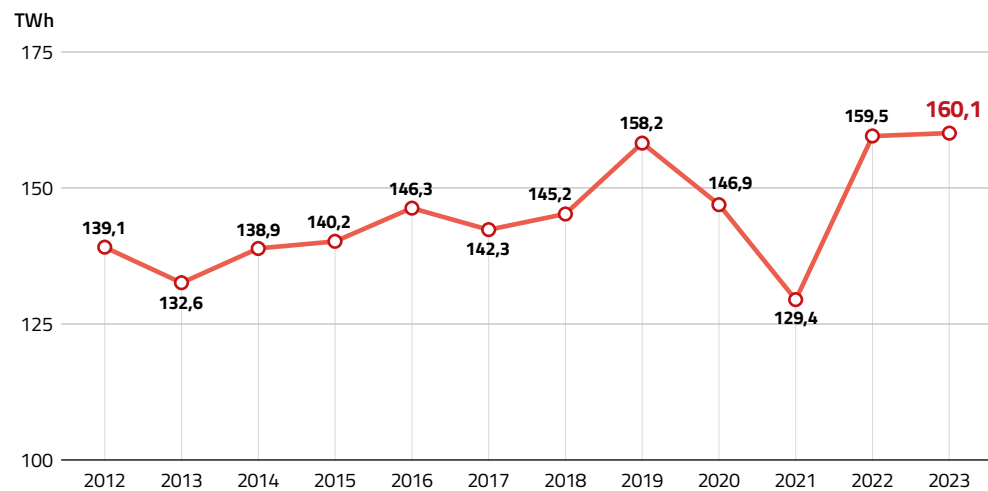


Fig. 2.3.6 Andamento degli scambi

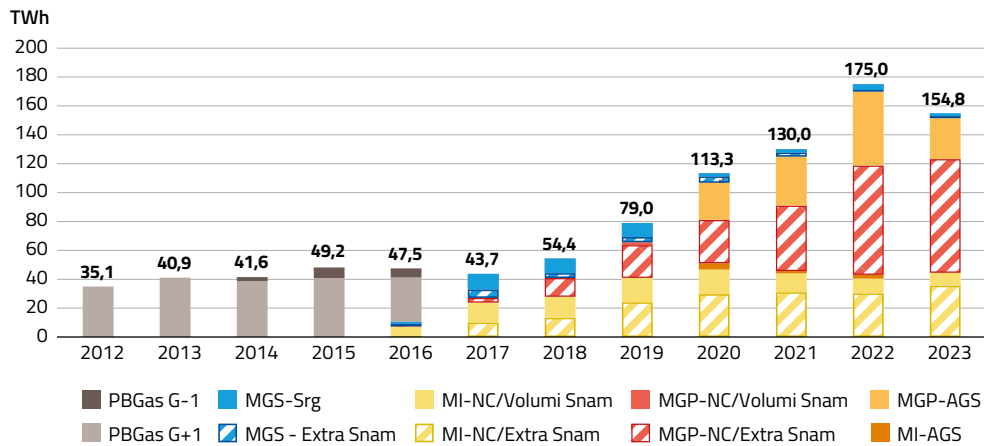


Fig. 2.3.7 Prezzi medi e volatilità MP GAS

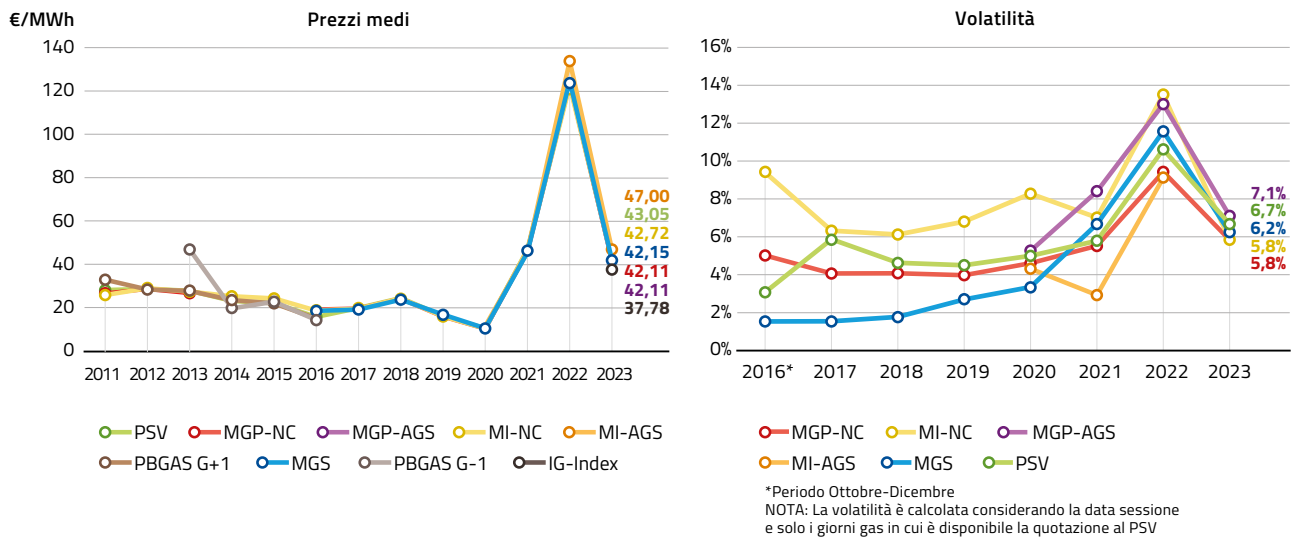


Fig. 2.3.8 Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF

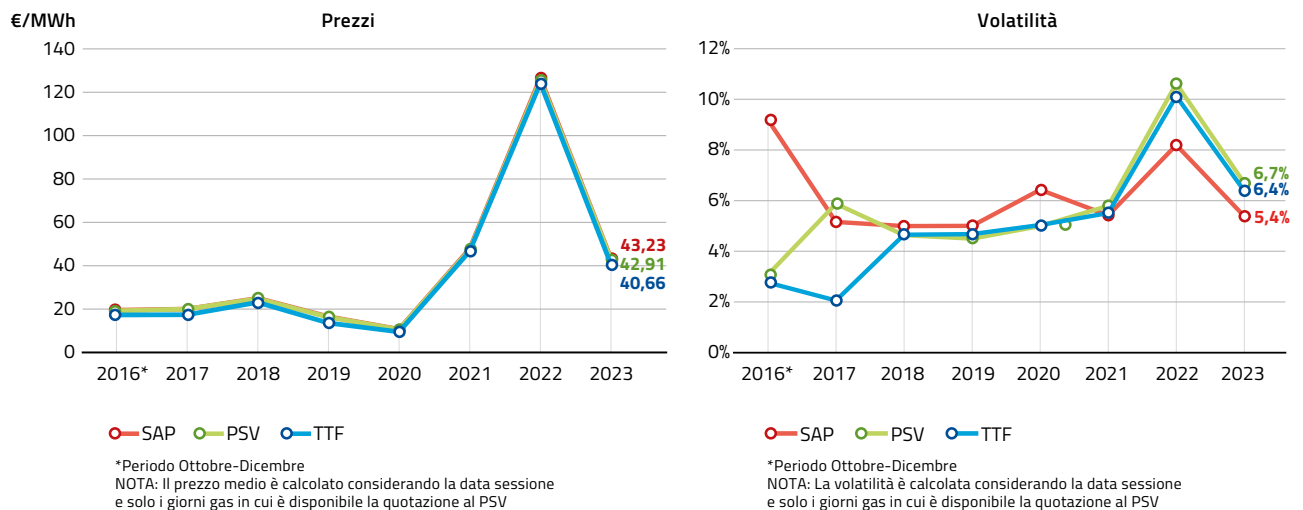
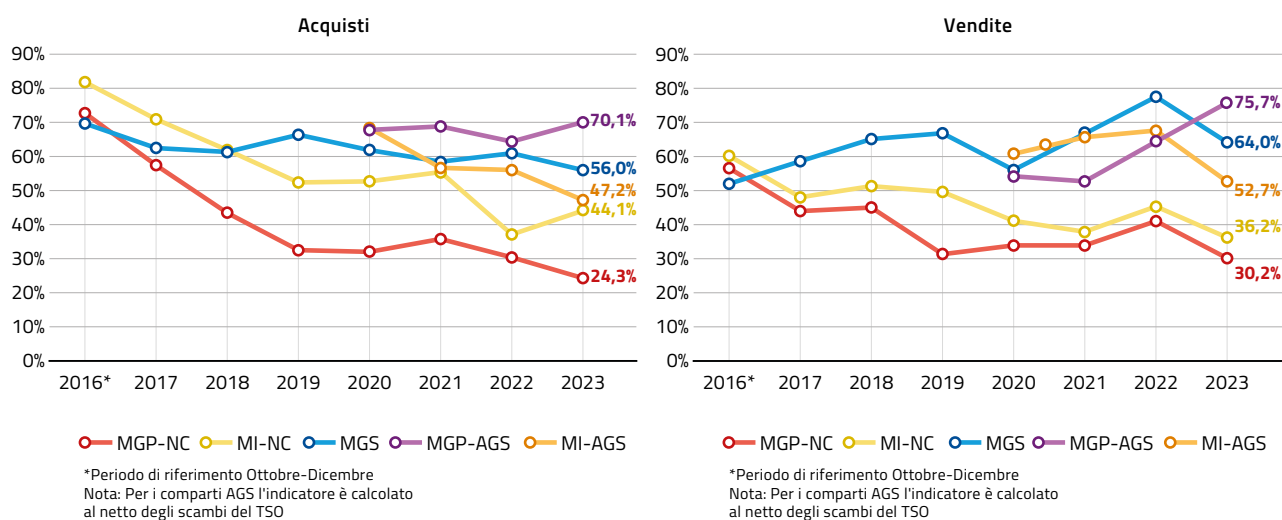


Fig. 2.3.9 Quote di mercato (CR5)



Tab. 2.3.1 Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2023

SISTEMA CORTO (Sbilanciamento residuale negativo)								
Classi Sbilanciamento MWh	Sbilanciamento MWh		Acquisti MWh			Vendite MWh		
	Media	N. pubblicazioni	Media	% su sbilanc.	N. abbinamenti	Media	% su sbilanc.	N. abbinamenti
[0-15.000]	7.447	715	30.516	518%	4			
[15.000-31.400]	23.223	955	21.501	90%	19	11.592	53%	1
[31.400-60.000]	44.537	1.553	20.045	41%	120	18.448	43%	3
[60.000-100.000]	76.815	885	19.769	26%	119			
[100.000-200.000]	131.993	493	21.377	16%	59			
>200.000	269.596	99	22.905	9%	14			
<b>Totale</b>	<b>54.556</b>	<b>4.700</b>	<b>20.508</b>	<b>26%</b>	<b>335</b>	<b>16.734</b>	<b>44%</b>	<b>4</b>

SISTEMA LUNGO (Sbilanciamento residuale positivo)								
Classi Sbilanciamento MWh	Sbilanciamento MWh		Acquisti MWh			Vendite MWh		
	Media	N. pubblicazioni	Media	% su sbilanc.	N. abbinamenti	Media	% su sbilanc.	N. abbinamenti
[0-15.000]	7.418	693	17.056	153%	3	7.632	215%	2
[15.000-31.400]	23.164	765	34.764		2	6.414	23%	4
[31.400-60.000]	44.376	805	41.880	103%	1	13.077	26%	32
[60.000-100.000]	76.369	430				21.542	28%	37
[100.000-200.000]	132.496	170	14.712	10%	1	23.234	21%	11
>200.000	271.094	23				30.120	12%	2
<b>Totale</b>	<b>41.643</b>	<b>2.886</b>	<b>25.327</b>	<b>66%</b>	<b>7</b>	<b>17.867</b>	<b>25%</b>	<b>88</b>

## 2.4 I MERCATI AMBIENTALI

### 2.4.1 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

**IL CONTESTO.** Gli eventi geopolitici ed economici che stanno caratterizzando gli ultimi anni hanno accelerato ulteriormente la spinta alla transizione verso fonti di energia green e alla minor dipendenza dell'Europa dai combustibili fossili. Il 18 maggio 2022 è stato adottato il Piano REPowerEU che, oltre a stabilire una serie di misure per ridurre rapidamente la dipendenza dai combustibili fossili russi e accelerare la transizione verde, *i)* ha fissato al 2030 un incremento del 20% degli obiettivi comunitari per le fonti rinnovabili, *ii)* ha previsto, nell'ambito del meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica, la semplificazione e l'ottimizzazione dell'intero processo di riconoscimento del risparmio energetico, in termini soprattutto di riduzione dei tempi di approvazione dei progetti e conseguente emissione e offerta dei titoli sul mercato.

Nel 2023 il quadro normativo italiano, definito dal DM dell'11 gennaio 2017 come modificato e integrato dal DM del 21 maggio 2021 e dalla Deliberazione ARERA 547/2021/R/EFR, è stato completato con la pubblicazione del Decreto Direttoriale 4 maggio 2023, mediante il quale è stato aggiornato l'elenco dei progetti standardizzati ammissibili al meccanismo dei Certificati Bianchi, e del Decreto Direttoriale 13 ottobre 2023, con il quale è stato pubblicato l'aggiornamento dell'elenco non esaustivo dei progetti di efficienza energetica che possono essere ammessi, distinti per tipologia di intervento e fonte di energia risparmiata.

Le stime pubblicate dal GSE<sup>23</sup> per l'anno d'obbligo 2023 mostrano, a oggi, una disponibilità di titoli in lieve crescita sul 2022 e sufficiente a garantire la copertura sia del 60% dell'obbligo relativo all'anno in corso che del residuo dell'anno 2021 (Tab. 2.4.1, Fig. 2.4.1).

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** Sebbene la stima delle emissioni nell'anno d'obbligo 2023 sia superiore ai livelli dello scorso anno (2,1 milioni tep, +0,3 milioni di tep), la capacità di emissione di titoli di efficienza energetica da parte del sistema è risultata ancora modesta rispetto al decennio precedente (5,1-7,5 milioni di tep). Tale fenomeno si è riflesso direttamente sull'andamento degli scambi complessivi che nel 2023 hanno mostrato una lieve crescita sull'anno precedente (+0,1 milioni tep) dopo cinque cali consecutivi, rimanendo comunque su livelli tra i più bassi dal 2010 (2,8 milioni di tep).

La ripresa delle negoziazioni è stata più intensa sulla piattaforma bilaterale (1,1 milioni di tep, +0,9 milioni di tep) rispetto al mercato organizzato (MTEE), dove gli scambi sono risultati pressoché in linea con il 2022 (1,8 milioni di tep, +0,06 milioni di tep). In virtù delle suddette dinamiche, la liquidità del mercato è scesa al 62% (-2 p.p. su base annua), confermando, tuttavia, una maggiore propensione degli operatori ad approvvigionarsi sul mercato. L'analisi infra-annuale dei volumi sul MTEE ha mostrato una diminuzione su base annua nei mesi tra maggio e agosto, quando i volumi negoziati si sono ridotti del 22% rispetto all'analogo periodo del 2022, contro una crescita del 24% e del 13% registrate nel primo e nell'ultimo quadrimestre dell'anno. Inoltre, sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale si è osservata una fisiologica concentrazione degli scambi a maggio e nel trimestre settembre-novembre, rilevata rispettivamente in prossimità della scadenza annuale degli obblighi e in corrispondenza di un'elevata quantità di titoli emessi (Fig. 2.4.2).

**I PREZZI.** Nel 2023 le quotazioni e la volatilità dei TEE hanno mostrato un calo rispetto all'anno precedente. In termini di prezzo, la media annua registrata sul MTEE è scesa a 251,73 €/tep (-2,4%), oscillando su base mensile tra 255 €/MWh e 257 €/MWh nei primi cinque mesi dell'anno, relativi

<sup>23</sup> GSE, Rapporto annuale Certificati Bianchi 2023, pag. 47.



all'anno d'obbligo 2022, e osservando un trend decrescente più marcato in quelli successivi, in cui ha toccato il minimo di 246 €/tep a dicembre.

Sulla piattaforma bilaterale il prezzo è stato pari a 224,22 €/tep (-3,3%), per effetto di un andamento mensile piuttosto altalenante tra 153 €/MWh del mese di agosto e 241 €/MWh di ottobre. Il differenziale, pertanto, tra la quotazione bilaterale e quella di mercato si è ampliato a 27,5 €/tep, valore che, tuttavia, scende a circa 4 €/tep considerando solo le transazioni bilaterali registrate a un prezzo superiore a 1 €/tep, rappresentative nel 2023 di una quota pari al 90% del totale. Con riferimento alla volatilità, l'indice si è confermato molto basso e sotto l'1% sul MTEE e pari al 10%, minimo dal 2016, per le registrazioni effettuate a prezzi strettamente positivi sulla piattaforma bilaterale (Fig. 2.4.3, Fig. 2.4.4, Fig. 2.4.5).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** Il livello di concorrenzialità del mercato riflette la struttura alla base del meccanismo di incentivazione, caratterizzata da pochi acquirenti, soggetti ad obbligo, rispetto alla platea dei numerosi venditori, tra cui le ESCo<sup>24</sup>. Alla luce di quanto sopra, gli indicatori di concorrenzialità del MTEE anche nel 2023, muovendosi all'interno di un range ormai consolidato e fisiologico, sono risultati più alti in acquisto che in vendita (CR3: 67,7%, CR10: 15,3%) (Fig. 2.4.6).

## 2.4.2 Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** La legislazione europea in materia di promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili ha esteso l'utilizzo delle GO anche agli altri vettori energetici rinnovabili, in particolare al gas, incluso il biometano e all'idrogeno, nonché ai prodotti energetici per il riscaldamento e il raffrescamento. Nel mese di novembre del 2023 sono entrate in vigore le modifiche al "Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine", adeguato dal GME al fine di i) dare attuazione alle disposizioni di cui al Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023; ii) recepire le disposizioni di cui al punto 5) della Deliberazione ARERA 496/2023/R/COM del 31 ottobre 2023. Dette modifiche, in particolare, sono state effettuate al fine di introdurre, nell'ambito dei sistemi P-GO (M-GO/PB-GO), le attività di negoziazione e registrazione delle ulteriori tipologie di GO relative all'energia elettrica e al gas. In ambito elettrico, in tale contesto regolatorio e con un sistema caratterizzato soprattutto da una minore richiesta di energia elettrica (-2,8%) e una ripresa di energia rinnovabile (+15,4%)<sup>25</sup>, il meccanismo ha registrato una battuta di arresto rispetto all'andamento rialzista degli anni precedenti, con un ammontare complessivo di movimentazioni di titoli, comprensivi degli scambi infragruppo, in calo a 72 TWh (-23% sul 2022 e ai minimi dal 2016). La flessione dei volumi appare significativa e diffusa su tutti i canali di negoziazione. Sulla Piattaforma Bilaterale (PB-GO), prevalente forma di approvvigionamento, le registrazioni sono scese a 61,2 TWh (-8,0 TWh), con una quota sul totale negoziato, al netto degli scambi infragruppo, in crescita all'88% (+9 p.p.). Analogamente sul Mercato delle Garanzie d'Origine (M-GO) e sulle aste del GSE le contrattazioni sono scese ai minimi degli ultimi sette anni, rispettivamente 0,7 TWh (-0,3 TWh) e 7,5 TWh (-10,2 TWh).

<sup>24</sup> Per Energy Service Company (ESCo) s'intende un'impresa in grado di fornire servizi tecnici, commerciali e finanziari necessari alla realizzazione di interventi di efficienza energetica.

<sup>25</sup> TERNA, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico – Dicembre 2023 pag. 5.

Nel 2023 la struttura degli scambi per anno di produzione<sup>26</sup> ha mostrato una quota predominante di volumi scambiati relativi all'anno di produzione precedente, concentrati nel trimestre gennaio – marzo, tendenza trainata dalla PB-GO (77% delle registrazioni).

La composizione degli scambi per tipologia di fonte rinnovabile per i titoli riferiti all'anno di produzione 2023 ha evidenziato sulla PB-GO una maggiore liquidità per i titoli riferiti alla produzione idroelettrica (44%) e eolica (42%), quest'ultima in significativa crescita sull'anno precedente (+18 p.p.). Sul M-GO è rimasta prevalente, invece, la quota della tipologia Altro (47%), mentre è risultata residuale e in evidente calo quella Eolico (2%). Infine, nelle aste di assegnazione del GSE si è confermata predominante la quota della tipologia Solare (48%) e in aumento quella Eolico (14%) (Fig. 2.4.7, Fig. 2.4.8, Fig. 2.4.11).

**I PREZZI.** I prezzi medi delle GO osservati sulle tre modalità di scambio (M-GO/PB-GO/Aste GSE) hanno registrato un incremento generalizzato e trasversale, aggiornando ovunque il massimo storico. Più intensa è stata la crescita sul mercato M-GO, con il prezzo medio a 6,10 €/MWh (+3,88 €/MWh), mentre risulta inferiore ai 2 €/MWh l'apprezzamento dei prezzi sulla PB-GO, saliti a 2,12 €/MWh, e sulle Aste GSE, a 5,67 €/MWh. In virtù di tali variazioni, nel 2023, lo spread tra il prezzo di mercato e quello dei bilaterali cresce a 3,98 €/MWh (+2,40 €/MWh sul 2022), valore che si riduce lievemente a 3,82 €/MWh considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, pari al 93% del totale scambiato sulla PB-GO. L'analisi mensile dei prezzi sul M-GO ha evidenziato quotazioni medie più alte fino al mese di agosto (su livelli tra 6-8 €/MWh) e un successivo trend discendente fino a raggiungere i minimi dell'anno intorno ai 3 €/MWh. Per quanto riguarda le singole tipologie contrattate per anno di produzione, la categoria Altro ha fatto registrare i prezzi più alti nell'intorno dei 6 €/MWh, mentre la tipologia Bio, di nuova introduzione e scambiata solo a novembre e dicembre, si è attestata a circa 3 €/MWh sul M-GO e sulle Aste GSE, risultando la più costosa nella PB-GO (7,08 €/MWh) (Fig. 2.4.9, Fig. 2.4.10).

<sup>26</sup> Per anno di produzione si intende quello che va da aprile al marzo dell'anno successivo. Per l'anno di produzione 2023 i dati sono calcolati fino al 31/12/2023.

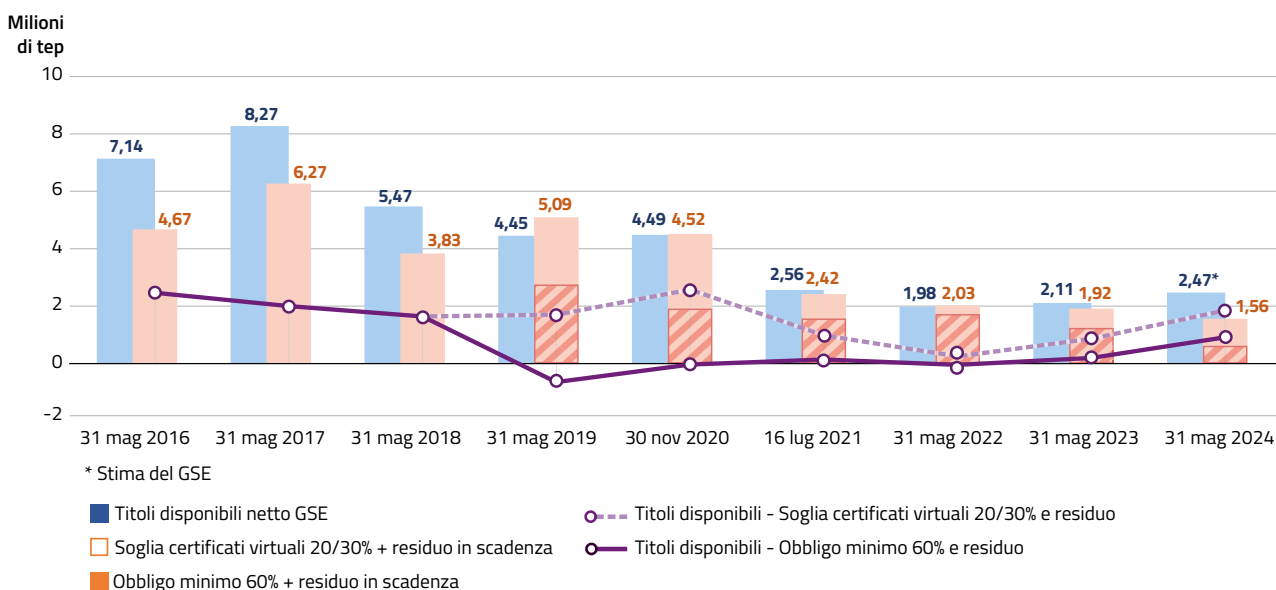
Tab. 2.4.1 Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo

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
<b>2023</b>	<b>2,35</b>	<b>1,05</b>	<b>1,30</b>	<b>76,61</b>	<b>72,46*</b>	<b>-4,15</b>	<b>0,79*</b>	<b>3,02*</b>

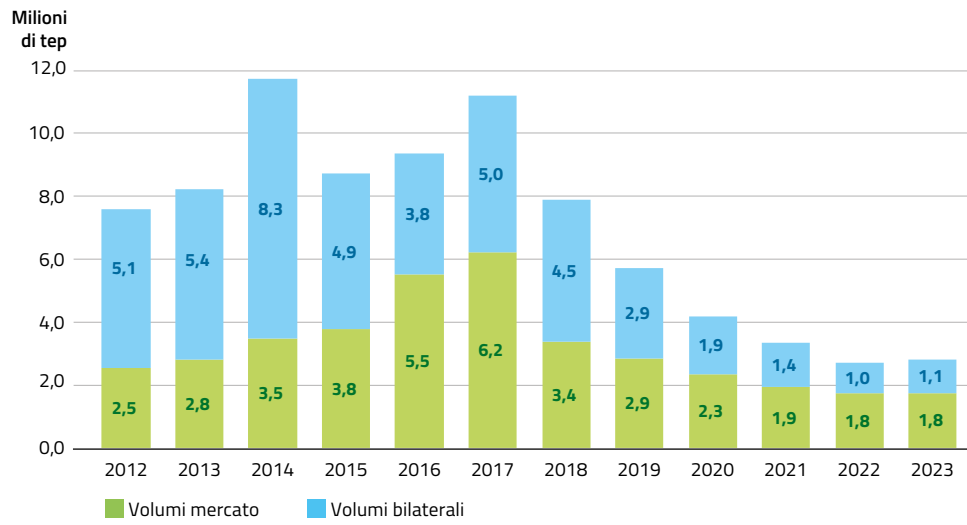
\* Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2023.

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

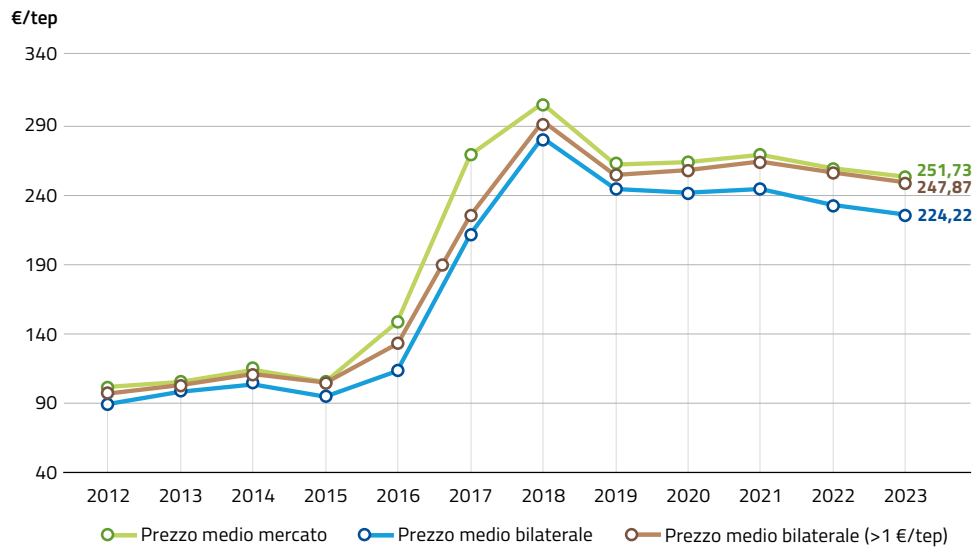
Fig. 2.4.1 Titoli disponibili e obblighi



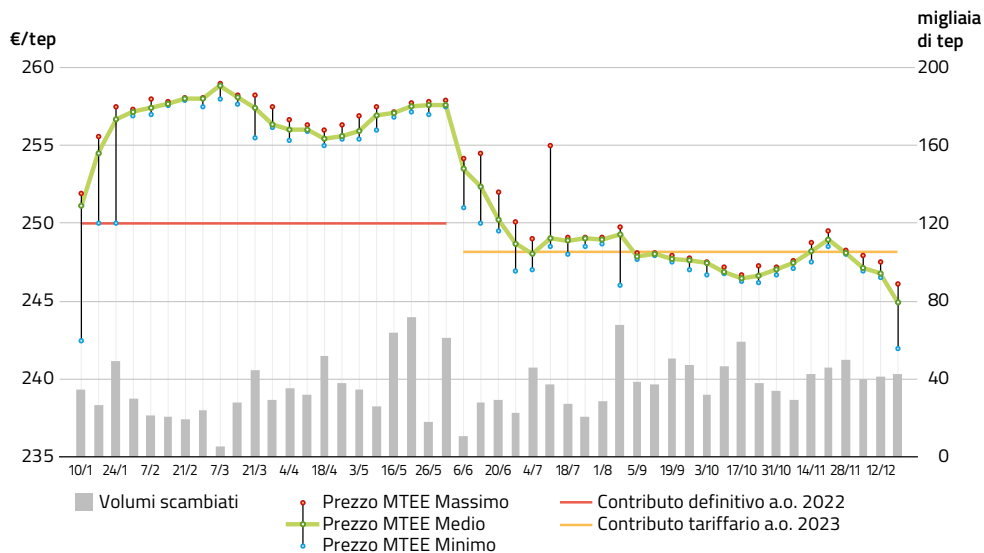
**Fig. 2.4.2 Volumi scambiati TEE**



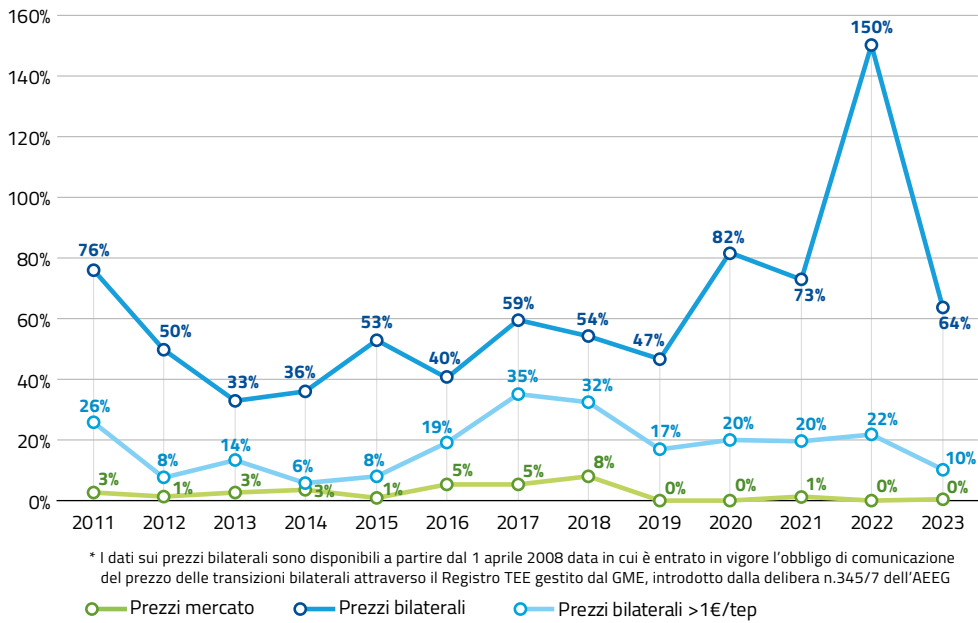
**Fig. 2.4.3 Prezzi TEE. Media annua**



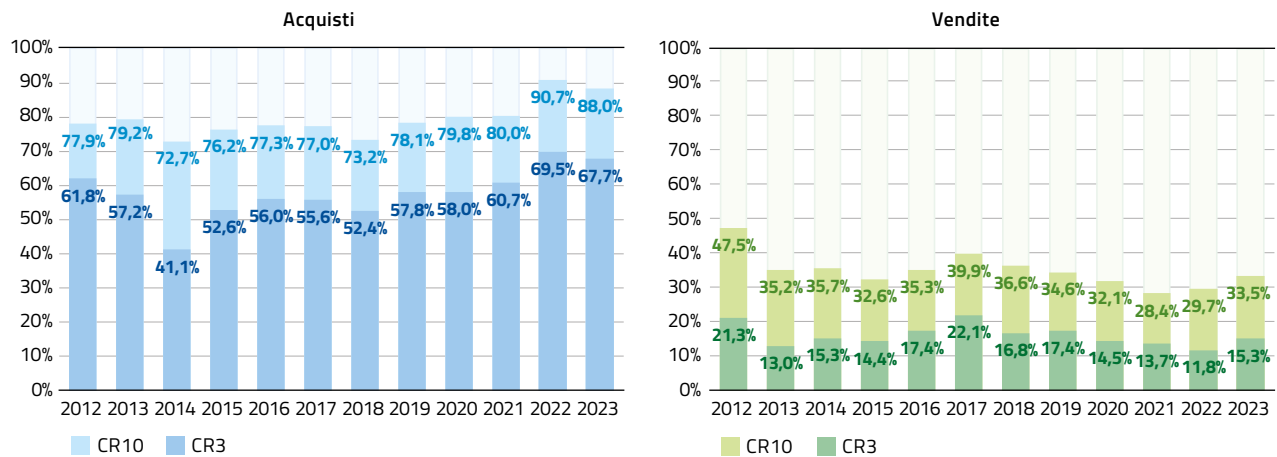
**Fig. 2.4.4 Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2023**



**Fig. 2.4.5 Volatilità dei prezzi TEE**



**Fig. 2.4.6 Concentrazione del mercato**



**Fig. 2.4.7 Volumi scambiati GO**

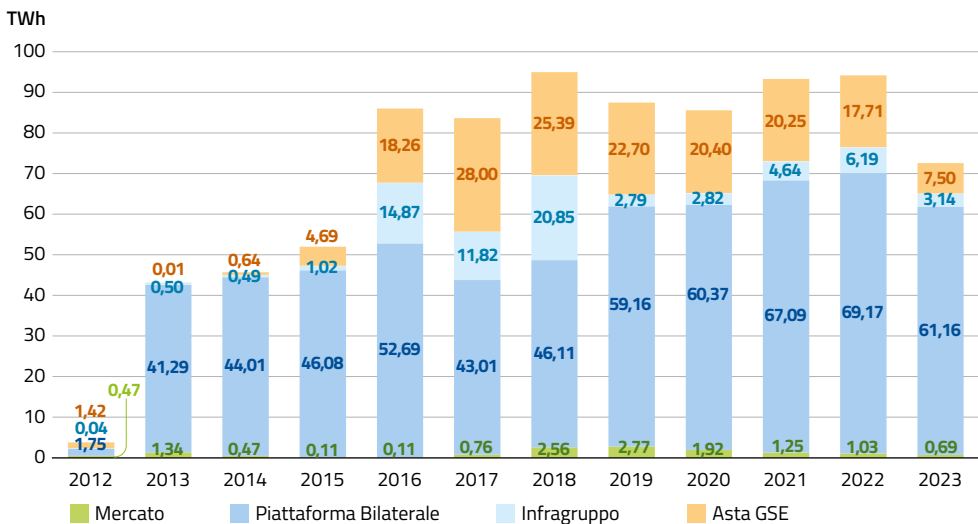


Fig. 2.4.8 Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

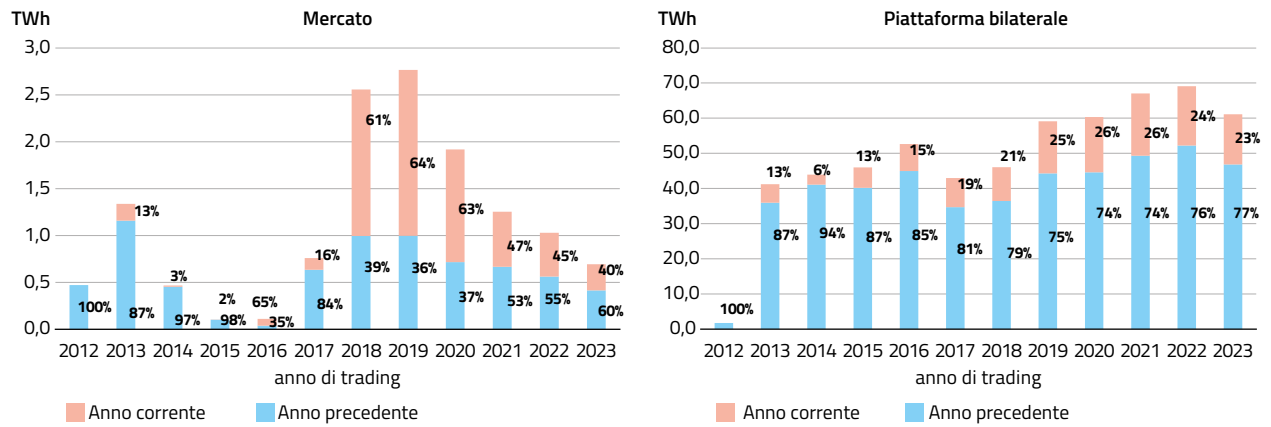


Fig. 2.4.9 Prezzi GO. Media annua

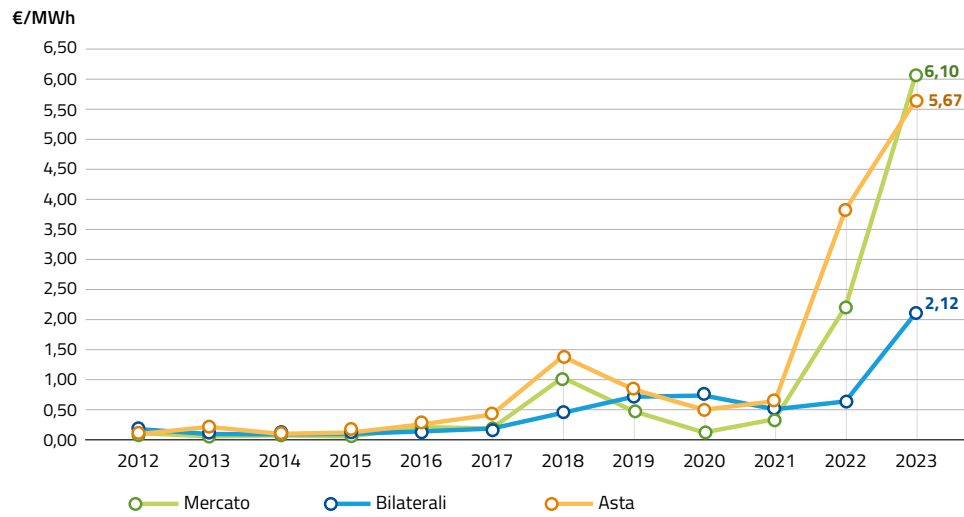
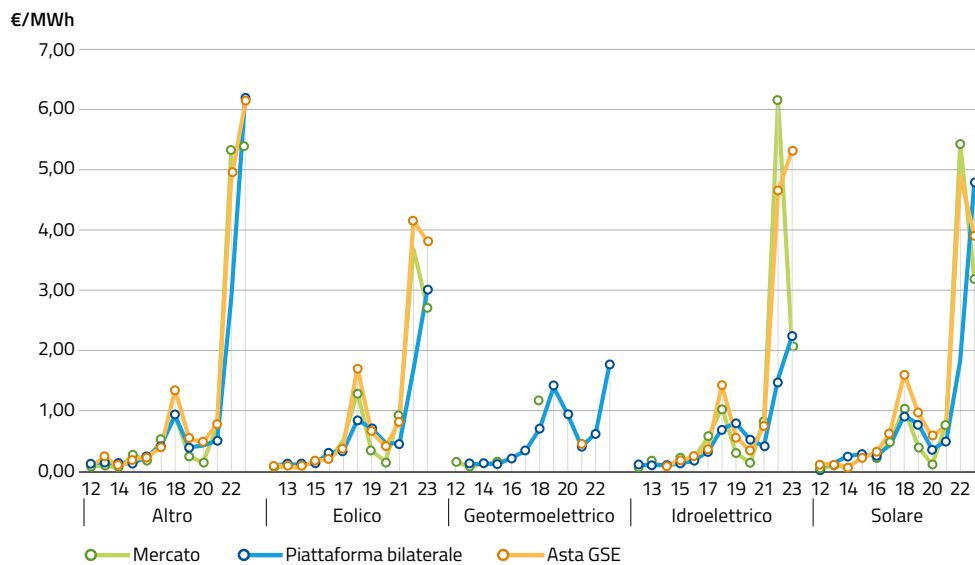
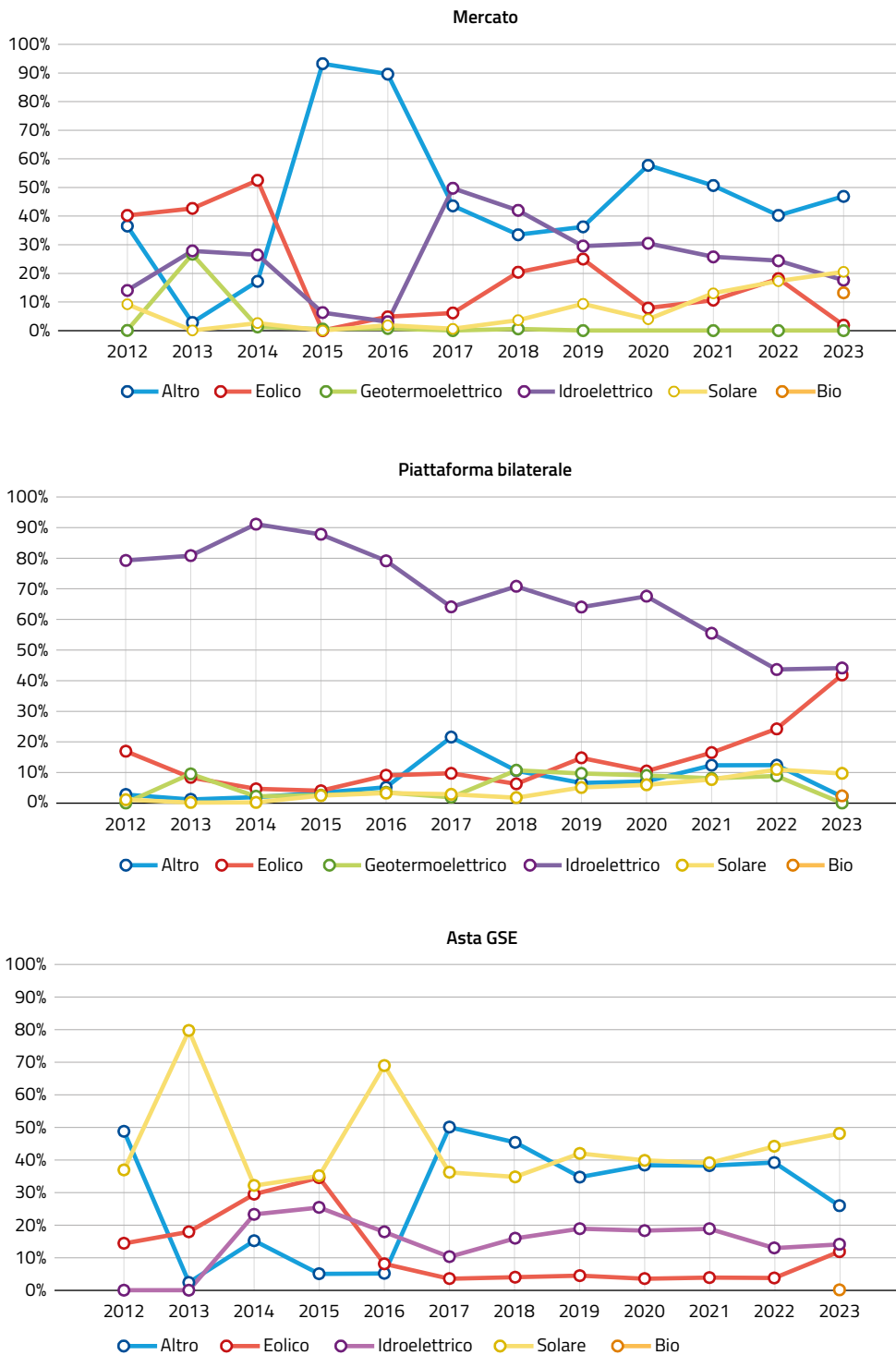


Fig. 2.4.10 Prezzi GO per tipologia e anno di produzione<sup>27</sup>



<sup>27</sup> I dati relativi all'anno di produzione 2023 sono calcolati al 31/12/2023.

Fig. 2.4.11 Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione<sup>28</sup>



<sup>28</sup> I dati sono calcolati al 31/12/2023.

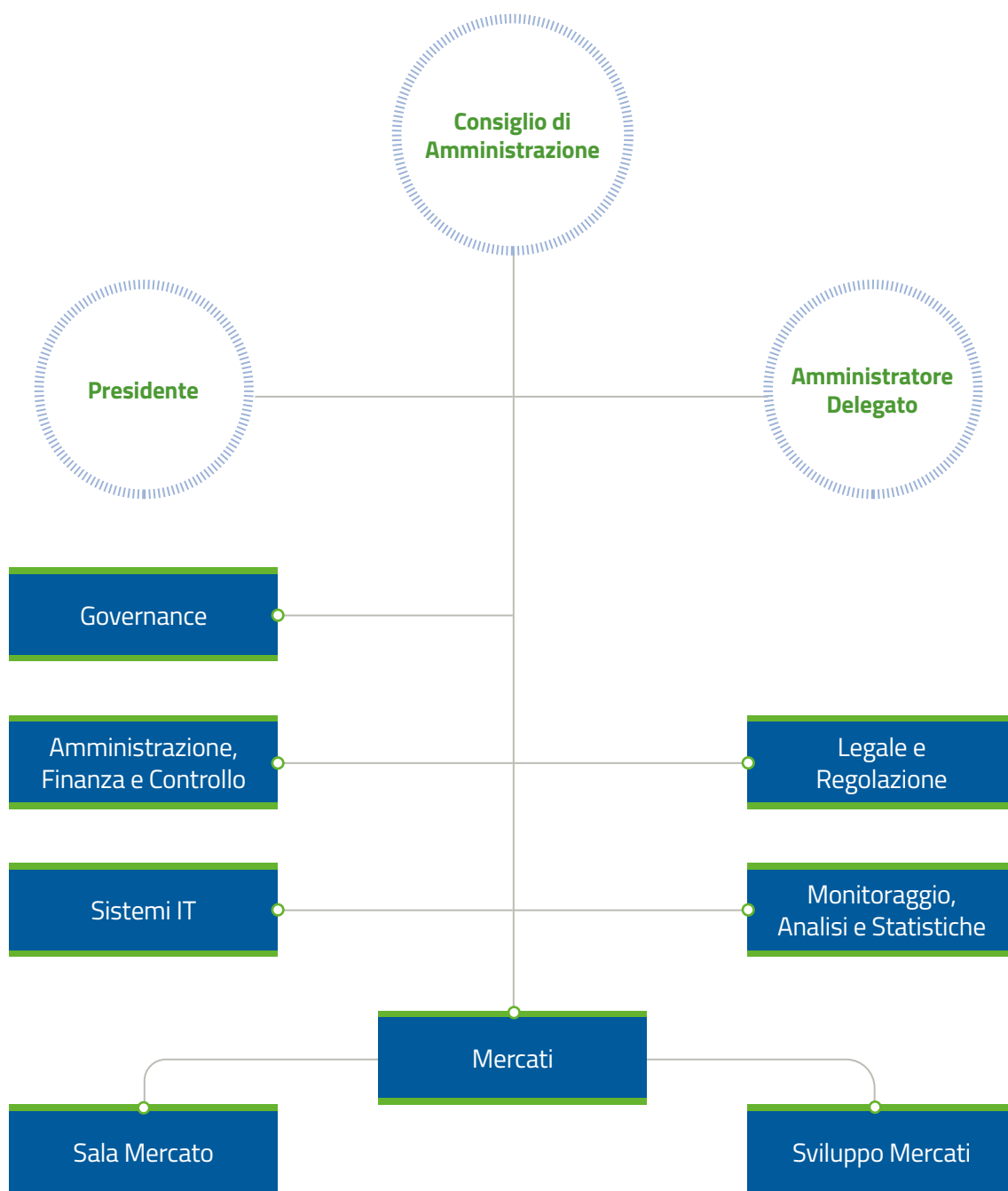
# Appendice 1

## Organigramma GME











# Appendice 2

Regole dei mercati



## Regole dei mercati

## ELETTRICO

	MERCATO ELETTRICO		PCE	PPA	MERCATO DELLA FLESSIBILITÀ
	MPE	MTE			MLT-FLEX
<b>Partecipazione</b>	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni *</b>	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
<b>Prodotto scambiato</b>	Orari MGP: 1-24 MI1: 1-24 MI2: 1-24 MI3: 4-24 MI4: 8-24 MI5: 12-24 MI6: 16-24 MI7: 20-24 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	I prodotti a termine negoziabili sul MLT-Flex sono definiti dai DSO
<b>Modalità di contrattazione</b>	Asta su MGP, MI e MSD Contrattazione continua su XBID, MPEG	Contrattazione continua	Contrattazione bilaterale	Asta (Energy Release)	Asta
<b>Regola di prezzo</b>	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
<b>Garanzie</b>	Fideiussione e/o deposito in contanti		Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	N/A	Deposito in contanti ***
<b>Controparte centrale</b>	GME sul MGP, MI e MPEG Terna sul MSD	GME	GME (solo per i CCT)	N/A	GME
<b>Pagamenti</b>	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.

\*\* Validi a partire da settembre 2021.

\*\*\* Non generano esposizione le offerte relative ai servizi a salire su MLF individuati nella DTF n. 5 MLF con prezzo unitario maggiore o uguale a zero.

**GAS**

	MERCATO DEL GAS				PGAS			PAR
	MGP-GAS MI-GAS	MGS	MPL	MT-GAS	Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote	
<b>Partecipazione</b>	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni *</b>	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
<b>Prodotto scambiato</b>	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
<b>Modalità di contrattazione</b>	Contrattazione continua/Asta (AGS)	Asta	Asta	Contrattazione continua	Negoziazione continua	Negoziazione continua	Asta	Asta/FCFS
<b>Regola di prezzo</b>	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
<b>Garanzie</b>	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
<b>Controparte centrale</b>	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
<b>Pagamenti</b>	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**

	<b>MTEE</b>	<b>MGO</b>	<b>MCIC</b>
<b>Partecipazione</b>	Volontaria	Volontaria	Volontaria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni *</b>	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
<b>Prodotto scambiato</b>	Unico book di negoziazione per tipologia unificata (1 tep)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)	Certificato per tipologia di fonte (1 CIC)
<b>Modalità di contrattazione</b>	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua
<b>Regola di prezzo</b>	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid
<b>Garanzie</b>	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti
<b>Controparte centrale</b>	GME	GME	GME
<b>Pagamenti</b>	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



Tabella 1 - Volumi scambiati

TWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Var. 2023/2022
<b>MERCATI ELETTRICI</b>													
<b>MGP</b>	<b>298,67</b>	<b>289,15</b>	<b>281,98</b>	<b>287,13</b>	<b>289,70</b>	<b>292,20</b>	<b>295,56</b>	<b>295,83</b>	<b>280,18</b>	<b>290,40</b>	<b>289,17</b>	<b>277,97</b>	<b>-3,9%</b>
Borsa	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	221,28	210,91	209,91	-0,5%
Bilaterale	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	69,12	78,27	68,05	-13,0%
<b>MI</b>	<b>25,13</b>	<b>23,34</b>	<b>22,79</b>	<b>24,92</b>	<b>28,01</b>	<b>25,35</b>	<b>25,38</b>	<b>26,37</b>	<b>24,91</b>	<b>26,04</b>	<b>25,97</b>	<b>29,11</b>	<b>+12,1%</b>
MI-A1										4,01	13,92	14,36	+3,1%
MI-A2										1,47	5,42	5,30	-2,2%
MI-A3										0,67	2,58	2,65	+2,9%
XBID										0,73	4,04	6,80	+68,1%
MI1	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	9,19			
MI2	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	3,10			
MI3	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	2,72			
MI4	1,21	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			
<b>MTE</b>	<b>54,96</b>	<b>41,10</b>	<b>32,27</b>	<b>5,09</b>	<b>1,07</b>	<b>1,36</b>	<b>1,19</b>	<b>1,64</b>	<b>0,77</b>	<b>0,02</b>	<b>0,01</b>	<b>0,13</b>	<b>+1.247,6%</b>
Borsa	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	0,03	+170,2%
OTC clearing	24,60	33,10	13,87	-	-	-	-	-	-	-	-	0,11	-
<b>MPEG</b>					<b>0,00</b>	<b>3,93</b>	<b>3,16</b>	<b>0,70</b>	<b>0,72</b>	<b>0,29</b>	<b>0,15</b>	<b>0,55</b>	<b>+266,7%</b>
<b>PCE *</b>	<b>307,61</b>	<b>325,50</b>	<b>345,72</b>	<b>354,47</b>	<b>342,14</b>	<b>302,83</b>	<b>311,57</b>	<b>291,74</b>	<b>265,14</b>	<b>232,22</b>	<b>249,72</b>	<b>227,39</b>	<b>-8,9%</b>
Registrazioni	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	0,00						
<b>MERCATI DEL GAS</b>													
<b>MGAS</b>	<b>0,17</b>	<b>0,02</b>	<b>0,10</b>	<b>1,01</b>	<b>10,69</b>	<b>43,92</b>	<b>55,16</b>	<b>82,17</b>	<b>113,79</b>	<b>129,99</b>	<b>175,01</b>	<b>154,75</b>	<b>-11,6%</b>
MGP-NC	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	30,08	45,40	75,64	78,74	+4,1%
MGP-AGS									25,72	33,79	51,11	28,19	-44,8%
MI-NC	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	46,70	44,09	40,53	44,39	+9,5%
MI-AGS									4,36	1,61	2,60	0,16	-93,9%
MGS					3,27	16,63	13,50	13,37	6,45	5,08	5,13	3,27	-36,2%
MPL					-	-	-	-	-	-	-	-	
MTGAS		-	-	-	-	0,19	0,79	3,19	0,48	0,02	-	-	
<b>PB-GAS</b>	<b>34,93</b>	<b>40,88</b>	<b>41,52</b>	<b>48,19</b>	<b>36,79</b>								
Comparto G+1	34,93	40,83	38,58	40,86	30,57								
Comparto G-1		0,05	2,94	7,33	6,22								
<b>P-GAS</b>	<b>2,87</b>	<b>0,62</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,95</b>	<b>2,43</b>	<b>0,44</b>	<b>-</b>	<b>2,22</b>	<b>2,03</b>	<b>0,63</b>	<b>-69,0%</b>
Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ex d.lgs. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Royalties	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	0,63	-69,0%
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>													
<b>CV</b>	<b>32,33</b>	<b>44,81</b>	<b>43,05</b>	<b>36,78</b>	<b>9,23</b>								
Borsa	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26								
Bilaterale	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98								
<b>TEE</b>	<b>40,73</b>	<b>44,04</b>	<b>62,88</b>	<b>46,67</b>	<b>50,15</b>	<b>60,04</b>	<b>42,30</b>	<b>30,60</b>	<b>22,48</b>	<b>17,87</b>	<b>14,52</b>	<b>15,05</b>	<b>+3,6%</b>
Borsa	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	12,55	10,32	9,36	9,40	+0,4%
Bilaterale	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	9,93	7,55	5,16	5,65	+9,5%
<b>GO</b>	<b>2,22</b>	<b>42,63</b>	<b>44,48</b>	<b>46,18</b>	<b>52,80</b>	<b>43,77</b>	<b>48,67</b>	<b>61,93</b>	<b>62,29</b>	<b>68,35</b>	<b>70,21</b>	<b>61,86</b>	<b>-11,9%</b>
Borsa	0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	1,92	1,25	1,03	0,69	-32,7%
Bilaterale	1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	60,37	67,09	69,17	61,16	-11,6%
<b>MCIC**</b>									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.

Tabella 2 - Operatori iscritti

N. operatori iscritti*	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Var. 2023/2022
<b>MERCATI ELETTRICI</b>													
IPEX	200	223	254	264	245	258	269	282	280	278	313	<b>350</b>	+37
PCE	259	287	317	321	321	331	332	350	345	352	371	<b>388</b>	+17
<b>MERCATI DEL GAS</b>													
MGAS	42	66	71	88	158	179	186	201	207	227	305	<b>355</b>	+50
PB-GAS	65	74	86	96	107								
P-GAS	72	77	78	80	86	85	85	80	80	81	81	<b>80</b>	-1
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>													
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	<b>1.816</b>	+52
Registro TEE	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	2.529	2.643	2.714	<b>2.828</b>	+114
MGO	180	262	291	299	325	396	469	651	709	739	781	<b>861</b>	+80
PBGO	219	324	359	374	405	509	713	1.022	1.225	1.400	1.511	<b>1.679</b>	+168
MCIC									19	26	28	<b>28</b>	0

\* 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 2023

## RELATION ANNUALE 2023



**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](mailto:info@mercatoelettrico.org)

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)