



RELAZIONE
ANNUALE
2022





RELAZIONE ANNUALE 2022



EXECUTIVE SUMMARY

Il contesto energetico

Le tensioni geopolitiche innescate dal conflitto tra Russia e Ucraina hanno profondamente segnato il 2022 soprattutto in ambito energetico.

L'Europa e i mercati si sono trovati ad affrontare un inatteso shock nella catena di approvvigionamento delle materie prime, con conseguenti impatti sui prezzi delle commodities, determinato dal progressivo stop alle importazioni di petrolio russo e, soprattutto, dal taglio apportato dalla Russia alle sue esportazioni di gas verso il continente europeo.

In tale contesto, l'Europa, con l'Italia parte attiva, ha dimostrato una significativa capacità di reazione che si è concretizzata sia nel rapido re-indirizzamento delle importazioni di gas da altri fornitori, sia nell'adozione, a livello istituzionale, di interventi normativi e regolatori finalizzati a garantire un riempimento adeguato degli stoccaggi per la successiva stagione invernale, nonché a contenere la richiesta di gas in ambito elettrico attraverso l'utilizzo straordinario e temporaneo di altre fonti fossili.

Tale reattività ha attenuato gli impatti derivanti dal ridimensionamento dell'offerta russa e limitato il ricorso a misure eccessivamente drastiche nei confronti dei consumatori, la cui domanda, tuttavia, è tornata a diminuire, riflettendo in parte la forte crescita dei prezzi e in parte gli effetti degli interventi promossi in ambito di efficientamento energetico.

La profonda incertezza sugli approvvigionamenti e la conseguente "corsa al gas" si sono riverberate sui mercati europei dell'energia che, anche all'interno di questo complesso scenario, si sono confermati strumenti fondamentali per allocare in maniera efficiente e trasparente le risorse, fungendo da "termometri" della situazione contingente e sperimentando livelli e volatilità di prezzo elevati.

Le quotazioni record del gas, salite in corso d'anno al TTF e al PSV da 45 €/MWh a 125 €/MWh, hanno, infatti, inevitabilmente indotto analoghe dinamiche rialziste sui mercati elettrici europei, tra loro strettamente integrati tramite meccanismi di coupling, producendo effetti diversificati a seconda del peso strutturale assunto dal gas naturale nei singoli parchi di generazione nazionali.

I mercati del GME

Quanto osservato trova immediato riscontro anche sui mercati gestiti dal GME.

Nel settore elettrico, sul Mercato del Giorno Prima (MGP), il Pun è infatti cresciuto da 125 €/MWh a 304 €/MWh, trainato soprattutto dalle elevate quotazioni registrate in estate, quando, a fronte di livelli elevati di domanda di energia elettrica, il clima particolarmente secco, che ha limitato l'impiego degli impianti idroelettrici, nonché l'indisponibilità di molti impianti a ciclo combinato hanno aggravato la condizione di scarsità dell'offerta e reso ancor più necessaria la costosa produzione a gas.

A conferma della dimensione internazionale dei fenomeni, merita rilevare come il forte incremento registrato sul Pun sia risultato comune a tutte le principali quotazioni europee dell'elettricità, rispetto alle quali il prezzo italiano, pur in presenza di un ampio differenziale, è risultato frequentemente allineato.

In termini di liquidità, a fronte della riduzione dei consumi elettrici, i volumi scambiati sul MGP si sono mantenuti sostanzialmente stabili, attestandosi sui 289,2 TWh, all'interno di un settore in cui, per l'Italia, la grande novità del 2022 è rappresentata dalla piena operatività del nuovo assetto del Mercato Infragiornaliero (MI), integrato tramite meccanismi di coupling col resto d'Europa. Nel nuovo disegno di mercato, in cui la fase di contrattazione in negoziazione continua (XBID) risulta intervallata da aste locali

complementari, il MI ha registrato volumi sui livelli più alti di sempre, confermandosi valido supporto per l'ottimizzazione dei programmi di produzione degli operatori soprattutto in un anno connotato da eccezionale volatilità.

Anche la forte esigenza di reperimento di gas, necessaria a fronteggiarne l'improvviso calo di offerta, si è riflessa nelle dinamiche osservate sui mercati gestiti dal GME, alimentando il positivo trend pluriennale registrato sui volumi scambiati sul Mercato a Pronti (MP-GAS), saliti al loro massimo storico di 175 TWh, pari al 24% dei consumi complessivi di sistema. La crescita ha interessato soprattutto i mercati attivi sull'orizzonte day ahead (MGP-GAS), tra i quali il comparto in negoziazione continua è divenuto il più liquido tra i mercati del gas gestiti dal GME, mentre quello in asta (AGS) è stato individuato dalle Istituzioni quale meccanismo idoneo ad acquistare il gas da destinare alle scorte da parte dei soggetti deputati ad agire da "stoccatore di ultima istanza" (Snam Rete Gas, GSE).

Il GME e le nuove sfide dei mercati energetici

In virtù di quanto osservato nel 2022, si presenta, quindi, per l'Europa la difficile sfida di indirizzare la transizione verso nuovi equilibri di domanda e offerta energetica nell'alveo del più ampio processo di *evoluzione green* verso sistemi sostenibili in termini economici e ambientali. Processo nel quale anche il GME continuerà a fare la sua parte, da un lato, proseguendo il suo impegno sui tavoli nazionali e internazionali e all'interno di Europex, l'associazione europea dei gestori delle borse elettriche, e dall'altro, supportando, nell'ambito delle proprie competenze, le Istituzioni nazionali nel perseguimento degli obiettivi prefissati.

Sotto tale luce vanno lette, con riferimento ai meccanismi di incentivazione dell'uso di fonti rinnovabili, le attività che nel 2022 hanno portato il GME a *i)* avviare l'operatività della Bacheca PPA, quale luogo di incontro della domanda e dell'offerta dei Power Purchase Agreement, contratti per la compravendita di energia rinnovabile a lungo termine e strumenti finalizzati alla riduzione dell'impiego di fonti climalteranti nel settore elettrico, *ii)* proseguire gli sviluppi necessari al recepimento delle modifiche previste dal Decreto Legislativo n. 199/2021 e dalla successiva Deliberazione ARERA 235/2022/R/COM, in tema di estensione del meccanismo delle Garanzie d'Origine a nuovi vettori energetici rinnovabili, biometano *in primis*.

Infine, in relazione ai tradizionali settori di competenza, il GME si confermerà parte attiva nel processo di evoluzione del mercato elettrico italiano, da un lato, impegnandosi nelle attività funzionali alla predisposizione di una piattaforma per l'approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico, che andrà ad affiancare i mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità – secondo criteri e condizioni definiti dall'ARERA sulla base di quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 210 del 8 novembre 2021 – dall'altro, fornendo supporto per l'implementazione di progetti pilota di fornitura di servizi di flessibilità, atti a garantire un approvvigionamento efficiente delle risorse per il bilanciamento della rete attraverso meccanismi di mercato, garantendo al contempo un coordinamento operativo tra il gestore della rete di trasmissione e i distributori locali.

*Il Presidente
e Amministratore Delegato*

Andrea Pèruzy



Indice

1	LA SOCIETÀ	9
2	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	19
2.1	I mercati energetici	20
2.2	I mercati elettrici in Italia	28
2.2.1	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	28
2.2.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	41
2.2.3	Altri mercati elettrici	45
2.3	Il mercato del gas in Italia	48
2.3.1	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)	48
2.3.2	Altri mercati del gas	52
2.4	I mercati ambientali	58
2.4.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	58
2.4.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	59
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	71
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	75
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	79

INDICE DELLE FIGURE

1. LA SOCIETÀ

Fig. 1.1 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2022	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	15

2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

2.1 I mercati energetici

Fig. 2.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua	22
Fig. 2.1.2 - Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2021-2022	22
Fig. 2.1.3 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua	23
Fig. 2.1.4 - Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2021-2022	23
Fig. 2.1.5 - Volatilità PSV e TTF. Andamento mensile anni 2021-2022	24
Fig. 2.1.6 - Volatilità giornaliera PSV. Differenziale tra sessioni successive. Media mensile 2021-2022	24
Fig. 2.1.7 - Volatilità infraseSSIONE PSV. Dati mensili 2021-2022	25
Fig. 2.1.8 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua	25
Fig. 2.1.9 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2021-2022	26
Fig. 2.1.10 - Prezzo della zona Nord e prezzo della Francia e loro differenziale. Anni 2018-2022	26
Fig. 2.1.11 - Frequenza di allineamento Nord-Francia. Anni 2018-2022	27
Fig. 2.1.12 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload	27

2.2 I mercati elettrici in Italia

Fig. 2.2.1 - Liquidità del MGP	31
Fig. 2.2.2 - Offerta sul MGP	31
Fig. 2.2.3 - Volumi MGP. Andamento mensile anni 2021-2022	32
Fig. 2.2.4 - Andamento del PUN e delle sue determinanti	32
Fig. 2.2.5 - Variazione del Pun. Andamento mensile anno 2022	33
Fig. 2.2.6 - Pun per gruppi di ore. Media annua	33
Fig. 2.2.7 - CSS anni 2018 – 2022. Media annua	34
Fig. 2.2.8 - Pun e CSS. Andamento mensile anni 2021-2022	34
Fig. 2.2.9 - Prezzi zionali medi annui su MGP	35
Fig. 2.2.10 - Prezzi zionali. Andamento mensile anni 2021-2022	35
Fig. 2.2.11 - Volatilità dei prezzi	36
Fig. 2.2.12 - Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2021-2022	37
Fig. 2.2.13 - "Margine di riserva" Italia e Nord. Andamento mensile anni 2021-2022	38
Fig. 2.2.14 - Offerta nella zona Nord. Andamento mensile anni 2021-2022	38
Fig. 2.2.15 - Indicatori di competitività	39
Fig. 2.2.16 - Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2021-2022	40
Fig. 2.2.17 - Volumi scambiati sul MI	41
Fig. 2.2.18 - Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2021-2022	42
Fig. 2.2.19 - Prezzi MI. Evoluzione annuale	43
Fig. 2.2.20 - Prezzi MI. Andamento mensile 2021-2022	43
Fig. 2.2.21 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	45
Fig. 2.2.22 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	46
Fig. 2.2.23 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	47

2.3 I mercati del gas	
Fig. 2.3.1 - Andamento dei consumi di gas naturale	52
Fig. 2.3.2 - Domanda di gas naturale in Italia	53
Fig. 2.3.3 - Andamento mensile della domanda di gas naturale in Italia	53
Fig. 2.3.4 - Andamento delle importazioni di gas	54
Fig. 2.3.5 - Livello della giacenza in stoccaggio a fine anno	54
Fig. 2.3.6 - Andamento degli scambi	55
Fig. 2.3.7 - Prezzi medi e volatilità MPGAS	55
Fig. 2.3.8 - Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF	56
Fig. 2.3.9 - Quote di mercato	56
2.4 I mercati ambientali	
Fig. 2.4.1 - Titoli disponibili e obblighi	62
Fig. 2.4.2 - Volumi scambiati TEE	62
Fig. 2.4.3 - Prezzi TEE. Media annua	63
Fig. 2.4.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2022	63
Fig. 2.4.5 - Volatilità dei prezzi TEE	64
Fig. 2.4.6 - Concentrazione del mercato	64
Fig. 2.4.7 - Volumi scambiati GO	65
Fig. 2.4.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	65
Fig. 2.4.9 - Prezzi GO. Media annua	66
Fig. 2.4.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	66
Fig. 2.4.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione	67

INDICE DELLE TABELLE

2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

2.2 I mercati elettrici in Italia

Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP	31
Tab. 2.2.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2022	36
Tab. 2.2.3 - Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2022	37
Tab. 2.2.4 - Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2022	39
Tab. 2.2.5 - Acquisti e vendite zionali sul MI. Anno 2022	44
Tab. 2.2.6 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	46
Tab. 2.2.7 - MTE: volumi scambiati per anno di <i>trading</i>	48

2.3 I mercati del gas

Tab. 2.3.1 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2022	57
---	----

2.4 I mercati ambientali

Tab. 2.4.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	61
--	----

Appendice 3 - Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati	80
Tab. 2 - Operatori iscritti	81

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 e *iv*) la Bacheca dei contratti compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (Bacheca PPA)¹, operativa dal 26 aprile 2022, e articolata in tre comparti (Comparto Annunci, Comparto Registrazione Contratti, Comparto Energy Release). 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 inoltre l'operatività della 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).

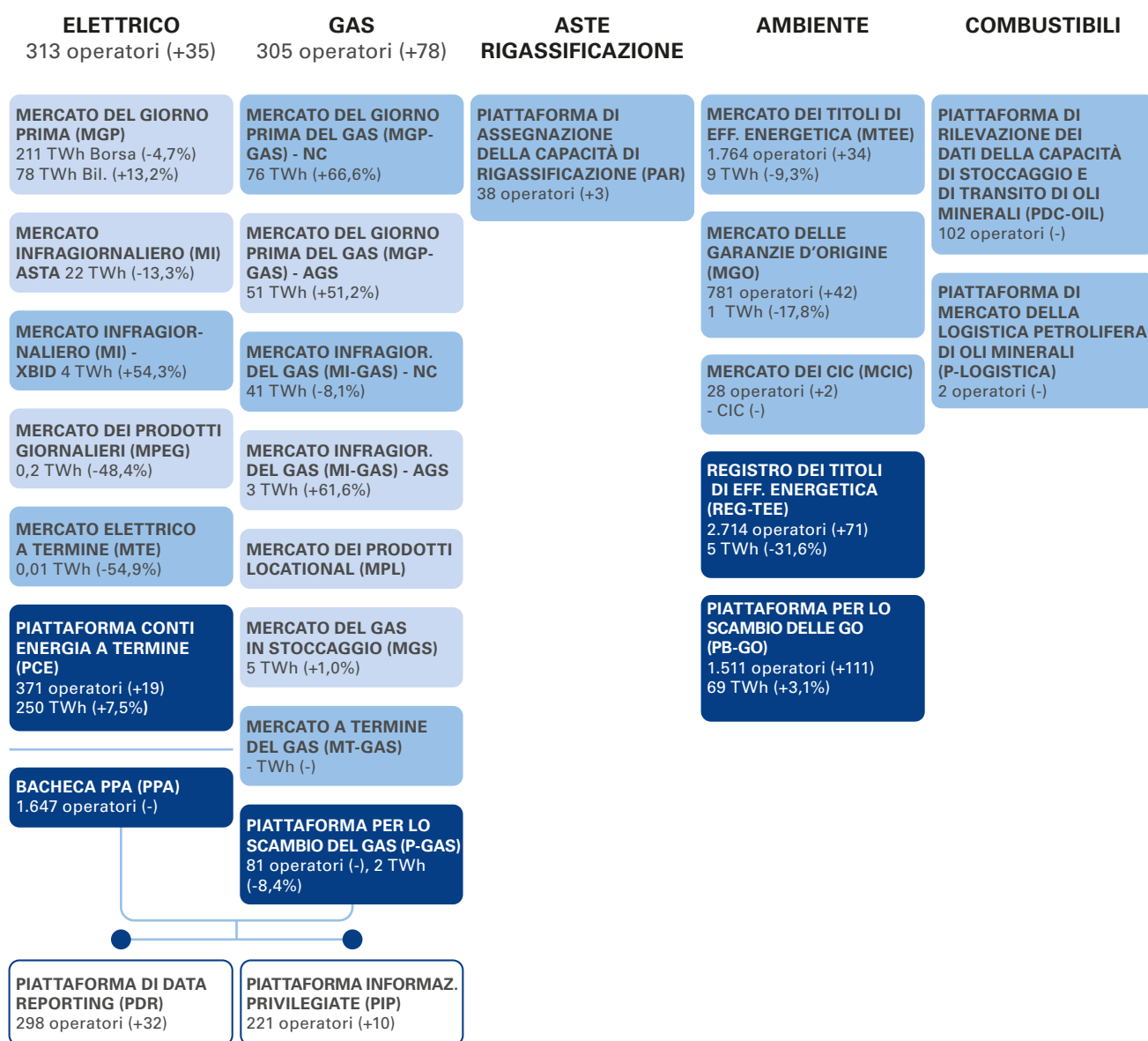
¹ Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo NUOVE INIZIATIVE a pag. 6 della presente Relazione.

Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati e piattaforme, ad eccezione del MSD, dove 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.

Sui mercati/piattaforme gestiti dal GME anche nel 2022 sono continuati a crescere sia il numero degli operatori iscritti, salito a 2.851 unità (+134 rispetto al 2021) a conferma di un trend pluriennale positivo esteso a tutti i settori di competenza, sia complessivamente i volumi scambiati. L'evoluzione di questi ultimi nei principali settori di competenza del GME ha confermato la centralità dei mercati elettrici, assestati su livelli fisiologicamente elevati, ed evidenziato, al tempo stesso, il progressivo e significativo aumento del grado di maturità dei mercati del gas che nel 2022 hanno giocato un ruolo decisivo nel sistema per garantire, in un contesto di profonda scarsità della materia prima, gli approvvigionamenti del TSO e RdB nazionale e degli operatori² (da Fig. 1. 1 a Fig. 1. 3).

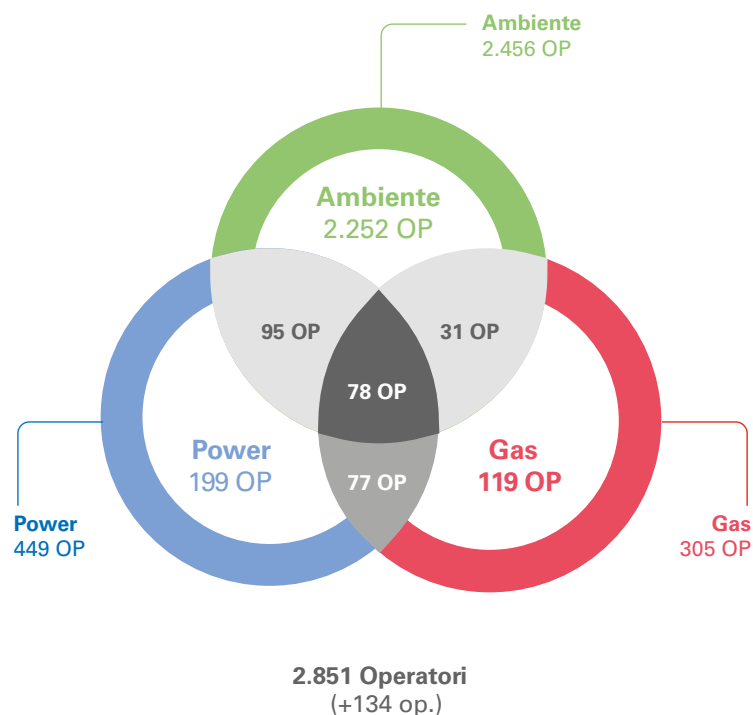
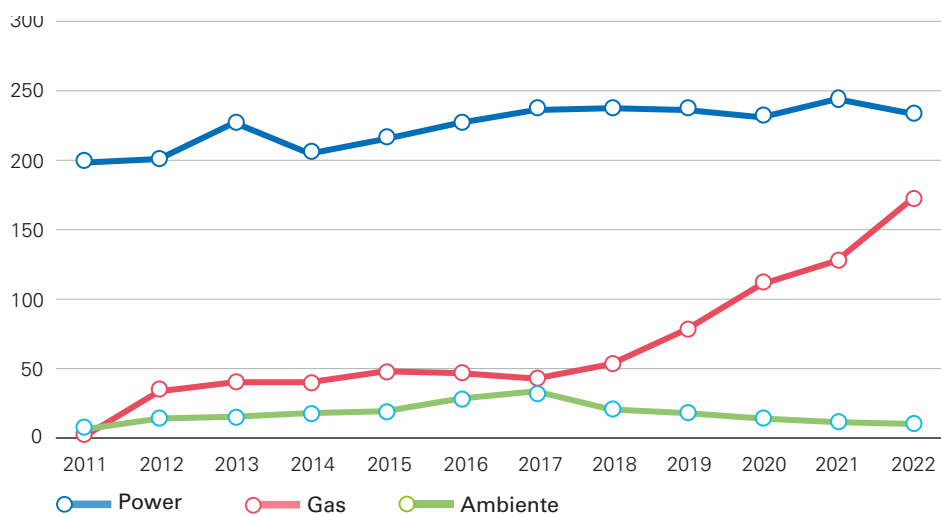
² Per maggiori dettagli sugli andamenti dei mercati si rimanda alla sezione 2.

Fig. 1.1 Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2022



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

Fig. 1.2 Operatori iscritti ai mercati del GME

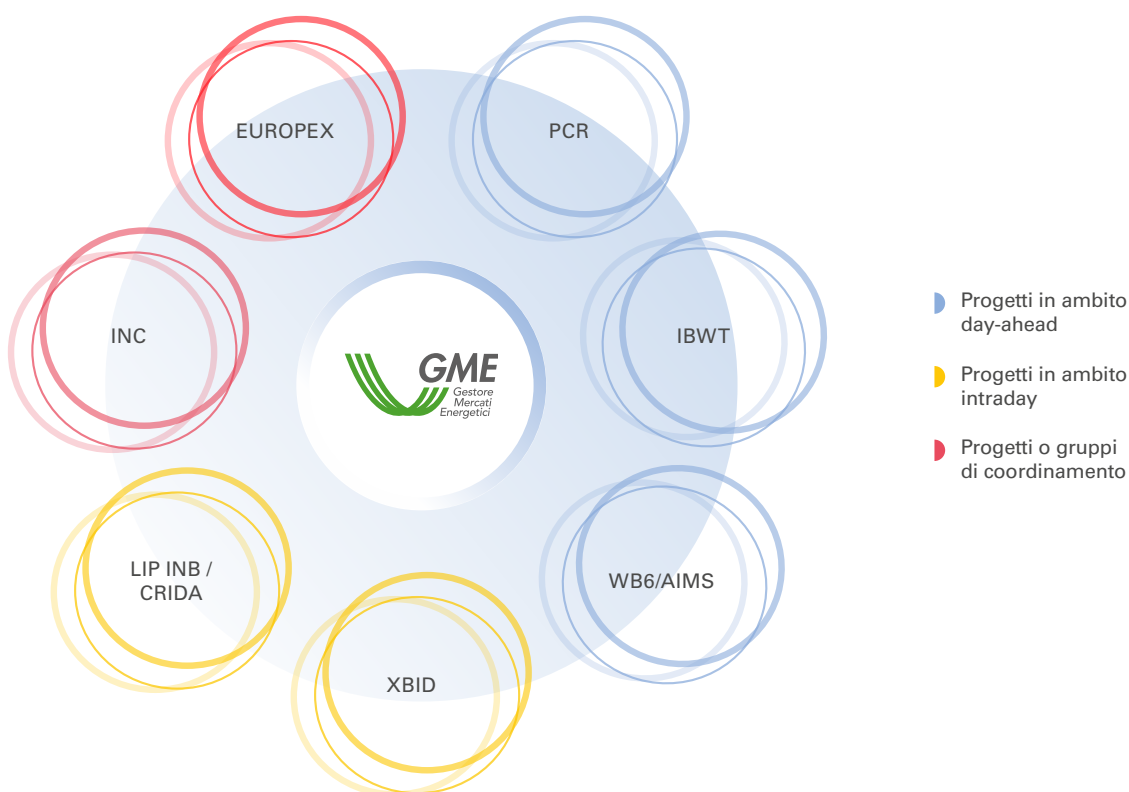
Fig. 1.3 Andamento dei volumi per settore³

³ 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 NEMO⁴, con le altre borse europee designate e con i gestori di rete europei (c.d. TSO⁵) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici day-ahead e intraday (NEMO Cooperation, SDAC, SIDC)⁶ per un'efficiente gestione dei processi di market coupling e una piena implementazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM). Il GME partecipa, inoltre, insieme ad ARERA, Terna e MASE al progetto WB6 (Western Balcan 6)⁷, finalizzato a promuovere l'avvio di un coupling regionale nell'area balcanica, e della relativa integrazione con il SDAC ed il SIDC UE, sulla base dell'esperienza maturata nell'organizzazione e nella gestione dei mercati nazionali e del mercato integrato europeo dell'energia elettrica.

Fig. 1.4 Progetti internazionali



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

⁵ Transmission System Operator.

⁶ Lo SDAC e il SIDC sono i progetti di coordinamento operativi per la piena implementazione in ambito europeo del Single Day Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intra Day Coupling (SIDC), integrati all'interno del c.d. Market Coupling Steering Committee (MCSC).

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

LE NUOVE INIZIATIVE

In coordinamento con le Istituzioni competenti e d'intesa con i soggetti direttamente coinvolti, nel 2022 il GME ha avviato e/o completato progetti nei diversi settori di interesse, confermando la sua funzione di supporto alle politiche nazionali e comunitarie rivolte all'integrazione dei mercati e alla transizione energetica. In tale contesto si collocano le iniziative, di seguito riportate, intraprese dal GME nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'ambiente.

► Nel settore elettrico:

- **l'avvio della Bacheca dei contratti compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (c.d. Bacheca PPA)**, operativa dal 26 aprile 2022 in adempimento all'art. 28 del Decreto Legislativo n. 199 dell'8 novembre 2021 e finalizzata a *i)* promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti aventi ad oggetto la compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (PPA), *ii)* garantire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei dati dei PPA, *iii)* favorire la massima diffusione degli esiti delle compravendite, nonché monitorare l'evoluzione del meccanismo, *iv)* eseguire le procedure di assegnazione dell'energia elettrica di cui al Decreto n. 341 del 16 settembre 2022 (c.d. Energy Release). A tale scopo la Bacheca si articola in tre comparti:
 - **Comparto Annunci**, in cui i soggetti intenzionati a vendere/acquistare PPA possono *i)* pubblicare i propri annunci, in forma anonima e non vincolante, *ii)* visualizzare gli annunci di altri operatori e manifestare, eventualmente, il loro interesse;
 - **Comparto Registrazione Contratti**, in cui i soggetti venditori possono assolvere all'obbligo di registrazione dei PPA stipulati;
 - **Comparto Energy Release**, in cui sono eseguite le procedure di assegnazione dell'energia elettrica ceduta dal GSE ai sensi di quanto previsto al Decreto n. 341 del 16 settembre 2022.
- **l'entrata in vigore degli accordi "Multi NEMO Arrangements" (c.d. MNA)**, introdotti a partire dal 9 giugno 2022 nell'ambito del progetto regionale di coupling day-ahead sui confini italiani (IBWT), al fine di consentire lo svolgimento delle attività operative previste dal coupling unico con tutti i NEMO designati nelle "Multi NEMO Areas" adiacenti. Con specifico riferimento al mercato italiano, ad oggi, tali accordi interessano i confini Italia-Francia e Italia-Austria;
- **l'estensione del SIDC sulla frontiera Italia-Grecia**, divenuta operativa, in coordinamento con Terna S.p.A. e le controparti elleniche, a partire dal 29 novembre 2022 nell'ambito della "4th go-live wave" e finalizzata a garantire l'integrazione del mercato infragiornaliero ellenico nel coupling intraday europeo;
- **la realizzazione delle attività funzionali al go-live delle Intraday Auctions (IDA)**, le aste pan-europee dedicate alla valorizzazione della capacità infragiornaliera in sostituzione delle CRIDA, previsto attualmente nel primo semestre 2024;
- **il go-live del progetto PICASSO** (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*), in attuazione di quanto stabilito dal Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione Europea del 23 novembre 2017 in materia di integrazione dei mercati di bilanciamento europei. In tale contesto, per quanto di propria competenza, il GME ha predisposto le necessarie modifiche tecnico-operative alle piattaforme informatiche che gestisce nell'ambito del mercato del dispacciamento nazionale e procederà nel 2023 al completamento di tutte le attività finalizzate alla partecipazione del Gestore di Rete italiano (Terna S.p.A.) alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva secondaria ad attivazione automatica (Piattaforma aFRR), allo stato prevista per luglio 2023 ai sensi

di quanto stabilito dalla Deliberazione ARERA 46/2022/R/eel;

- inoltre, nel corso del 2023, **l'avvio delle attività funzionali all'implementazione di una piattaforma per l'approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico**, organizzata e gestita dal GME secondo criteri e condizioni definiti dall'ARERA, sulla base di quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 210 del 8 novembre 2021 in tema di introduzione, nell'architettura del mercato elettrico italiano, del sistema di approvvigionamento delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità.

► Nel settore ambientale:

- **l'ampliamento dei book di negoziazione della piattaforma MCIC**, effettuato dal GME nel corso del 2022 allo scopo di garantire per le tipologie di certificati "CIC biocarburanti - fonte Biometano" e "CIC_{BMTAV} biometano avanzato" la negoziazione riferita all'anno di validità n+1;
- in coordinamento con il GSE, **l'avvio delle attività atte a recepire le modifiche introdotte nel settore delle Garanzie di Origine (GO)** dal Decreto Legislativo n. 199/2021 e dalla successiva Deliberazione ARERA 235/2022/R/COM, in attuazione dell'articolo 19 della Direttiva (UE) 2018/2001, con particolare riferimento: *i)* alla ripartizione nei singoli periodi di produzione dell'attuale periodo di produzione "Altri Mesi" per le GO del settore elettrico e *ii)* all'estensione delle GO al settore del gas, incluso il biometano.

IL MONITORAGGIO E I SERVIZI REMIT

Il GME presidia il regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei mercati da esso gestiti mediante un'attività di monitoraggio che ne tuteli l'integrità, in coordinamento con le principali Istituzioni di riferimento in materia (in particolare ACER⁸ e ARERA) e ai sensi delle vigenti normative europee e nazionali (REMIT⁹, TIMM¹⁰ e TIMMIG¹¹).

Inoltre, il GME, in qualità di RRM (Registered Reporting Mechanism)¹² 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, il GME mette a disposizione degli operatori due piattaforme, la Piattaforma di Data Reporting (PDR) e la Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP), a cui risultano iscritti rispettivamente 298 e 221 operatori, per un totale annuo di poco più di 100 milioni di record trasmessi ad ACER dalla PDR e di circa 55.000 messaggi registrati sulla PIP.

Entrambe le piattaforme nel 2022 sono state interessate da adeguamenti tecnico-informatici, atti a recepire le modifiche agli schemi e agli standard richiesti da ACER e volti a garantire, quindi, il mantenimento della loro piena compliance ai requisiti previsti dal regolatore europeo.

⁸ European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

⁹ Regolamento europeo n. 1227/2011.

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

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

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

02

L'andamento
dei mercati



2.1 I MERCATI ENERGETICI

I MERCATI ENERGETICI EUROPEI NEL MUTATO CONTESTO GEOPOLITICO. Il 2022 si è connotato per livelli, incrementi e volatilità dei prezzi europei delle commodity mai osservati prima. Il fenomeno, di dimensione internazionale, iniziato già alla fine del 2021, si è ulteriormente intensificato a partire dai primi mesi del 2022, in corrispondenza dell'avvio del conflitto russo-ucraino e delle conseguenze che esso ha comportato per l'Europa in termini di approvvigionamento di materie prime energetiche. Il progressivo stop alle importazioni di petrolio russo e il drastico taglio apportato dalla Russia alle forniture di gas destinate all'Europa hanno spinto le quotazioni delle commodity su valori record, innestando una spirale inflazionistica non priva di impatti sulla domanda di energia.

I dati appaiono esplicativi della portata del fenomeno: *i*) le quotazioni del Brent sono tornate a oltrepassare i 100 \$/bbl (103,81 \$/bbl, +46% sul 2021), come non accadeva dal 2014, in linea con quanto registrato anche sul greggio statunitense, a riprova di una dinamica globale e sovranazionale, *ii*) il prezzo del carbone, combustibile a cui si è tornati a ricorrere nel contesto di scarsità di offerta del gas, è più che raddoppiato in un anno, sfiorando i 288 \$/MT medi annui (+140%), ma con punte mensili decisamente superiori, *iii*) il costo dei diritti di emissione è salito a 80,9 €/ton nell'anno (+51%), alimentato sia dalla progressiva crescita dei target ambientali comunitari che dal maggior impiego di combustibili fossili indotto dalla crisi ucraina e dalla crescente siccità, *iv*) i prezzi europei del gas hanno segnato aumenti a tre cifre (125/131 €/MWh, +166/+190%), soggetti all'estrema incertezza degli approvvigionamenti russi che li ha portati in alcuni casi a superare i 300 €/MWh giornalieri, rendendone difficilmente prevedibile l'evoluzione, *v*) le quotazioni elettriche hanno raggiunto i loro massimi storici, diversificati per Paese in funzione della maggiore/minore dipendenza strutturale dal gas (Italia: 304,0 €/MWh; Francia: 275,9 €/MWh; Germania: 235,4 €/MWh) (Fig. 2.1.1, Fig. 2.1.2, Fig. 2.1.3, Fig. 2.1.8).

LA TRANSIZIONE VERSO NUOVI EQUILIBRI NEL SISTEMA GAS. L'avvio del conflitto tra Russia e Ucraina ha compromesso i rapporti tra l'Europa e il suo storico primo fornitore di gas naturale, determinando l'esigenza di individuare nuove e ulteriori fonti di approvvigionamento che potessero garantire il soddisfacimento della domanda, non solo nel lungo periodo, ma anche e soprattutto nel breve termine. In assenza di export russo, la necessità di raggiungere un adeguato riempimento degli stoccaggi in vista della stagione invernale ha quindi messo in moto nei singoli Paesi meccanismi, spesso supportati da interventi regolatori e istituzionali, volti a reperire altrove la materia prima gas. Nell'elevata complessità di tale contesto, l'Europa ha dimostrato una forte capacità di adattamento, virando le sue importazioni di gas soprattutto sul GNL statunitense e sul gas via pipeline dalla Norvegia. Cruciale il contributo alla "redistribuzione delle fonti" fornito dall'Italia che, sfruttando le peculiarità del suo sistema, si è adoperata per favorire e agevolare la massimizzazione dei flussi dall'Algeria e dall'Azerbaijan ed il loro parziale reindirizzamento verso il resto d'Europa. Tale reattività ha attutito gli impatti derivanti dal taglio delle forniture russe, consentendo il raggiungimento di scorte adeguate nei sistemi di stoccaggio ed evitando l'adozione di misure eccessivamente drastiche nei confronti dei consumatori finali, la cui domanda, tuttavia, soprattutto in ambito civile e industriale, si è riportata sui livelli più bassi dell'ultimo quinquennio, riflettendo riduzioni in parte subite per effetto della spirale inflazionistica ed in parte attivate attraverso la promozione di interventi di efficientamento energetico.

I RIFLESSI DELLA CONGIUNTURA SUI MERCATI DEL GAS. L'eccezionale contesto si è riverberato sui mercati europei del gas, favorendo non solo il già menzionato exploit delle quotazioni, ma anche della loro volatilità e, a fronte di livelli medi di prezzo sostanzialmente allineati sui principali hub continentali, si sono rilevate alcune significative inversioni degli spread in corso d'anno. In particolare, nel 2022 le quotazioni al TTF olandese e al PSV italiano si sono attestate sui 125 €/MWh, denotando rialzi percentuali di straordinaria intensità (+166%/167% sul 2021) e un andamento infra-annuale connotato da un primo picco a marzo

(120/130 €/MWh), cui hanno fatto seguito nuovi record in estate (soprattutto ad agosto, attorno a 230 €/MWh), in corrispondenza di tensioni connesse al danneggiamento e alla chiusura del Nord Stream. Proprio la forte incertezza legata alle contrastanti notizie sulle forniture russe ha favorito nel 2022 il determinarsi di ampie oscillazioni nelle due quotazioni, la cui volatilità è risultata in deciso incremento su base annuale (10/11%, +4,9/4,8 p.p. sul 2021) e ha mostrato, nei mesi, una forte persistenza a mantenersi su livelli raramente osservati prima¹³. L'eccezionale variabilità ha interessato anche gli orizzonti giornaliero e infragiornaliero, su cui, prendendo a titolo esemplificativo il PSV italiano, si è registrata una forte amplificazione i) del differenziale tra le quotazioni registrate in due giorni consecutivi, valore sostanzialmente nullo fino a settembre 2021 (tranne rare eccezioni) e poi in forte crescita nel 2022 con valori massimi mensili record a marzo (63,5 €/MWh) e stabilmente sopra i 30 €/MWh tra luglio e novembre; ii) dello spread tra il prezzo massimo e minimo infrasezione, anch'esso progressivamente più intenso a partire da settembre 2021, massimo a marzo 2022 (72 €/MWh) e ancora molto elevato tra luglio e settembre (da Fig. 2.1.1 a Fig. 2.1.7).

I PREZZI NEI MERCATI ELETTRICI EUROPEI. Questa condizione di particolare eccezionalità è stata assorbita dai principali mercati elettrici europei che, di conseguenza, hanno espresso ovunque prezzi ai massimi storici (Italia: 304,0 €/MWh; Francia: 275,9 €/MWh; Germania: 235,4 €/MWh), superiori anche alle aspettative già decisamente rialziste che i mercati a termine avevano prospettato a fine 2021 per il 2022. Nel contesto di esponenziale incremento dei costi della materia prima gas, la differenza strutturale tra il parco di generazione italiano (in cui il gas rappresenta una risorsa "baseload") e quello francese¹⁴ (in cui il gas rappresenta invece una risorsa di "picco") ha favorito una significativa amplificazione dello spread tra i due riferimenti di prezzo limitrofi (Prezzo Nord-Prezzo Francia: 31,9 €/MWh, +16 €/MWh circa).¹⁵

Tale affermazione trova conferma anche nell'analisi del differenziale per tipologia di giorno: lo scarto tra il prezzo del Nord e quello francese, pari a 26,2 €/MWh nei giorni lavorativi (14,4 €/MWh nel 2021, precedente massimo registrato nel quadriennio 2018-2021), è salito, infatti, quasi a 45 €/MWh nei festivi (circa 19,7 €/MWh il precedente massimo registrato nel 2021), giorni in cui tipicamente la domanda scende, rendendo meno necessario il ricorso al gas in Francia e quindi meno "costoso" il parco transalpino.

Su base mensile il prezzo del Nord è risultato più elevato di quello francese in tutti i mesi dell'anno, come storicamente osservato ormai da diversi anni a meno di rare eccezioni, mostrando livelli massimi a luglio e agosto (50/55 €/MWh), trainati anch'essi dal dato osservato nei giorni festivi (86/112 €/MWh).

L'esplosione dei prezzi ha paradossalmente creato anche effetti opposti, con il divario tra i prezzi di Italia e Francia che, pur risultando più intenso, è risultato positivo¹⁶ con una frequenza minore. La quota di ore in cui il prezzo del Nord è stato uguale o inferiore a quello transalpino (41%) ha toccato infatti nel 2022 il massimo del periodo 2018-2022, spingendo ai minimi del medesimo quinquennio, in maniera complementare, la frequenza con cui il riferimento italiano è risultato strettamente superiore a quello francese (59%). Anche questa situazione va riportata tanto alla condizione strutturale di maggior dipendenza dell'Italia dal gas, quanto a quella contingente di forte crescita del prezzo di quest'ultimo: nelle minori occasioni in cui il Nord si è separato in

¹³ La volatilità annua è stata calcolata a partire dai ritorni logaritmici giornalieri dei prezzi, aggregati su base mensile sotto forma di deviazione standard. Il dato annuo si è ottenuto, infine, come media aritmetica delle deviazioni standard mensili. In particolare: 1) volatilità mese $M = \text{DevStd}(\text{RLg})$, dove $\text{RLg} = \ln(\text{Pzg}/\text{Pzg}-1)$, con Pzg e $\text{Pzg}-1$ prezzi rispettivamente del giorno g e del giorno $g-1$ del mese M (nel primo giorno del mese M il rapporto è effettuato con l'ultimo giorno del mese $M-1$); 2) volatilità anno $A: \sum[\text{DevStd}(\text{RLg})]/(\text{numero mesi anno } A)$.

¹⁴ Nell'intero paragrafo, le analisi sono state condotte utilizzando a titolo esemplificativo la Francia, il mercato più grande a cui l'Italia risulta interconnessa.

¹⁵ Tuttavia, tale valore, valutato alla luce dei più elevati livelli di prezzo, si conferma assolutamente in linea con il passato, scendendo addirittura in termini percentuali sul livello più basso del quinquennio 2018-2022 (PzNord-PzFrancia: 10%).

¹⁶ A fronte di un maggior allineamento Nord-Francia, nel 2022 si registra una diminuzione della quota di ore in cui l'Italia, oltre alla Francia, risulti simultaneamente unita anche alla Germania (13% vs 16% del 2021).

import dalla Francia, quindi, il divario tra i due prezzi si è ampliato ulteriormente, alimentato dalla contingente significativa crescita dei costi variabili sottostanti al riferimento italiano¹⁷.

Va inoltre sottolineato come una maggior frequenza di allineamento (o inversione) tra i prezzi di Italia e Francia si sia riscontrata anche nei momenti "più critici" dell'anno, intendendo con essi sia il sottoinsieme di ore caratterizzato da quotazioni più elevate¹⁸ (Prezzo Nord ≤ Prezzo Francia nel 52% dei casi, valore secondo nel quinquennio solo al dato osservato nel 2021), sia i mesi di luglio e agosto, connotati da prezzi particolarmente elevati (rispettivamente 37% e 44%, valori secondi sostanzialmente solo a gennaio e marzo) (da Fig. 2.1.8 a Fig. 2.1.12).

Fig. 2.1.1 Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua

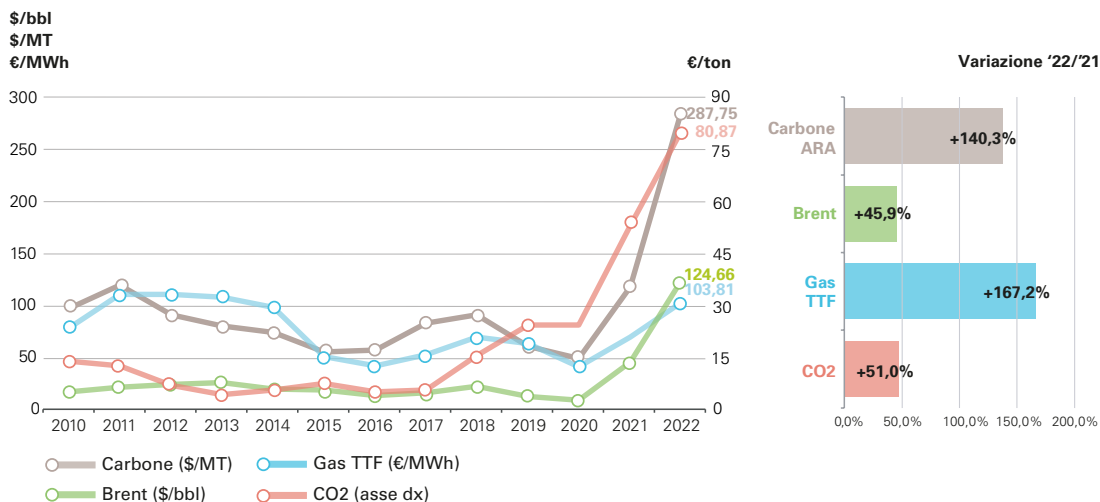
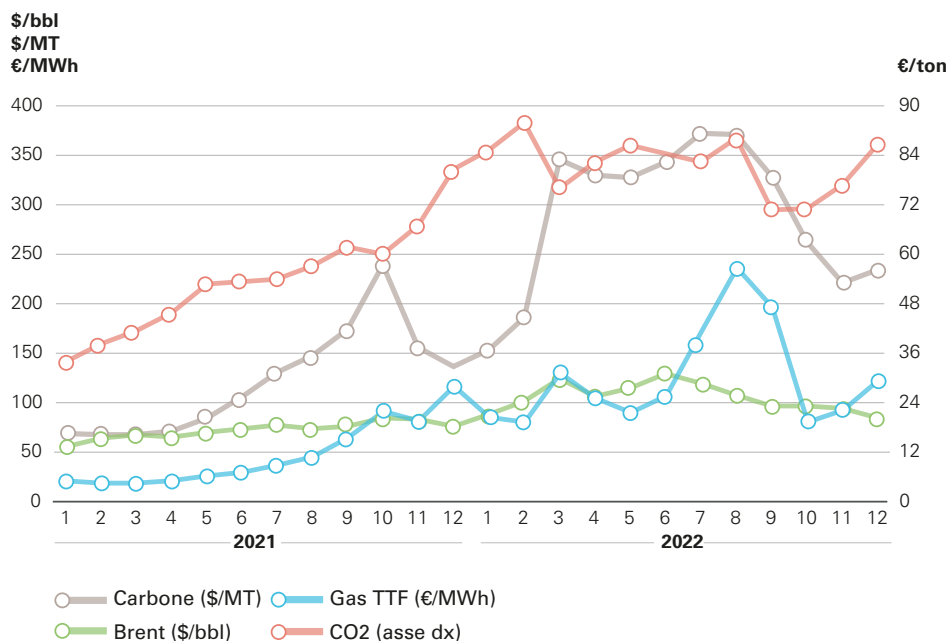


Fig. 2.1.2 Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2021-2022



¹⁷ Nelle ore in cui il Nord è risultato separato in import nel 2022, il differenziale tra il riferimento italiano e il prezzo francese è salito a 57 €/MWh (contro i 25 €/MWh registrati nel 2021).

¹⁸ Si fa riferimento in particolare al 20% di ore a prezzo più elevato.

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

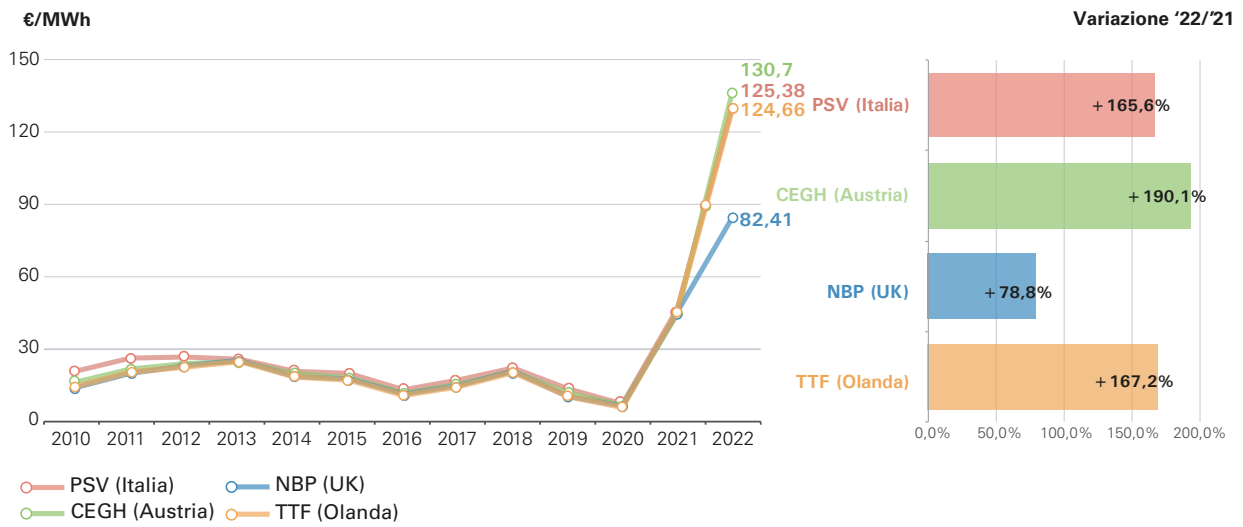


Fig. 2.1.4 Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2021-2022

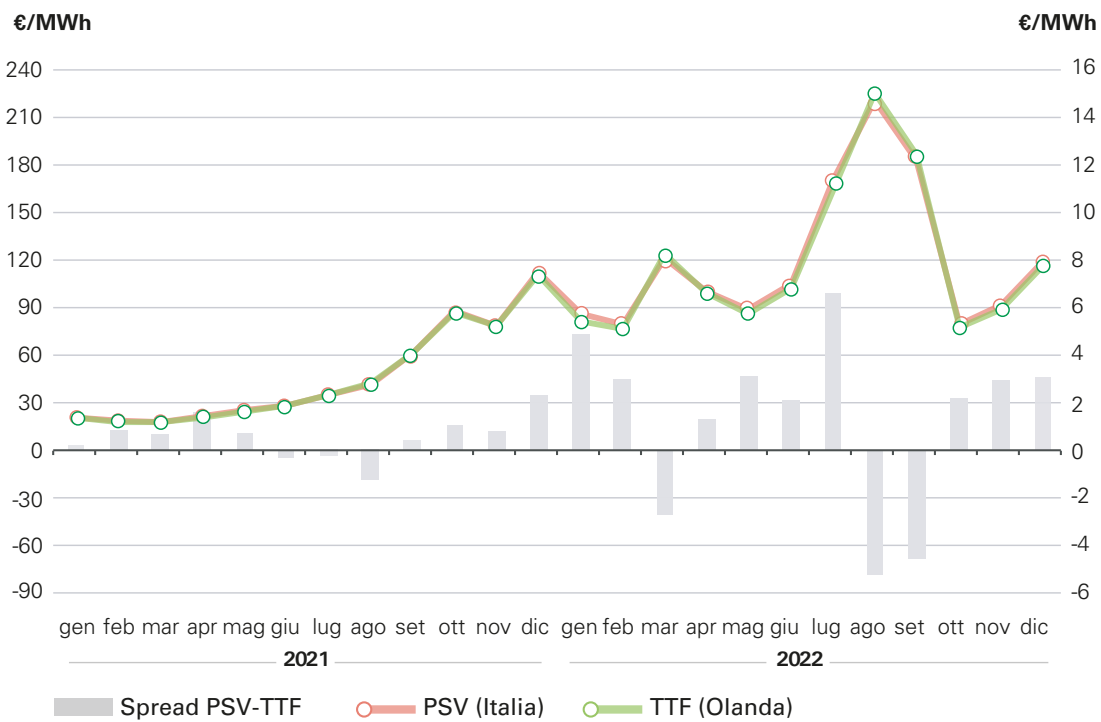


Fig. 2.1.5 Volatilità PSV e TTF. Andamento mensile anni 2021-2022

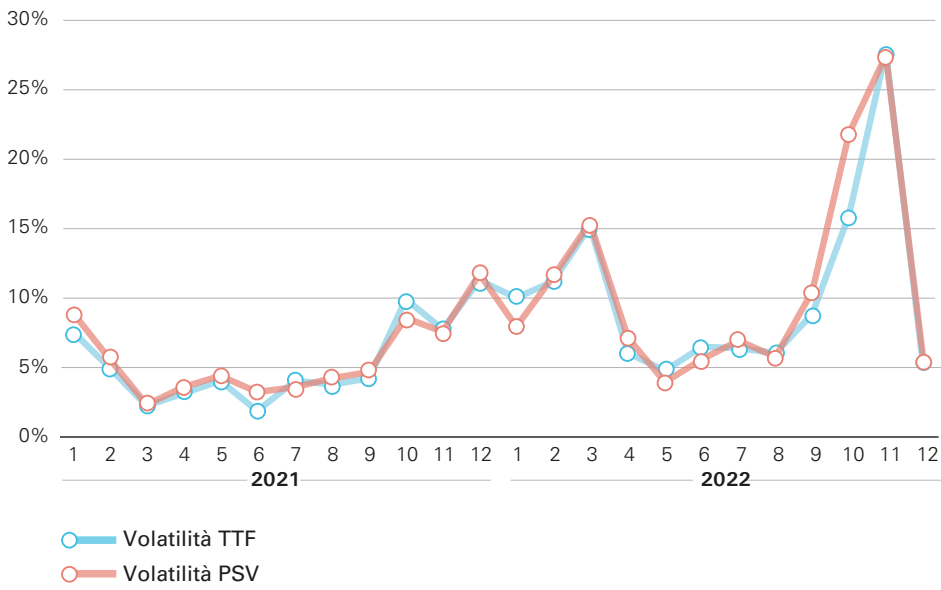


Fig. 2.1.6 Volatilità giornaliera PSV. Differenziale tra sessioni successive. Media mensile 2021-2022

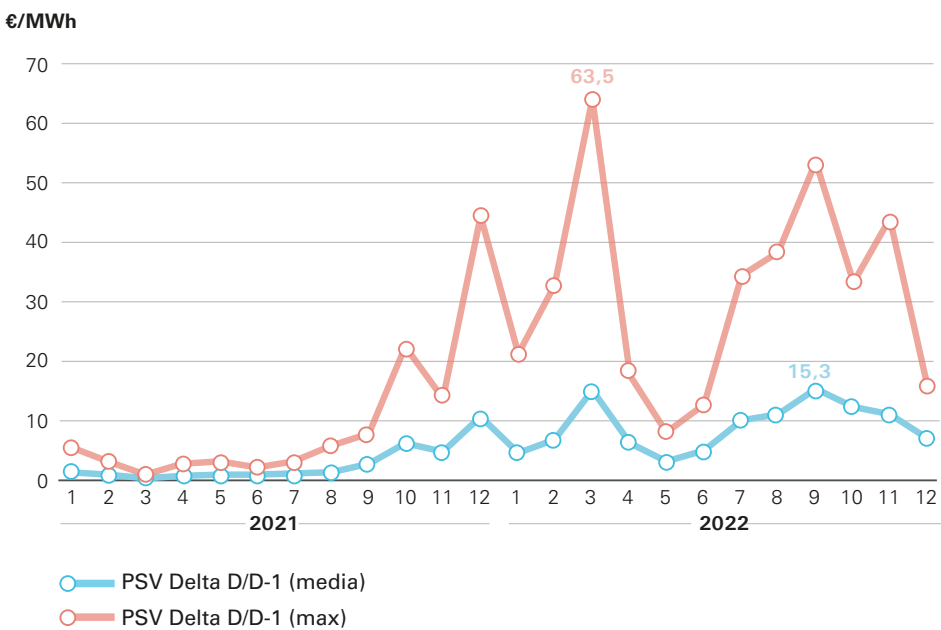


Fig. 2.1.7 Volatilità infrasezione PSV. Dati mensili 2021-2022

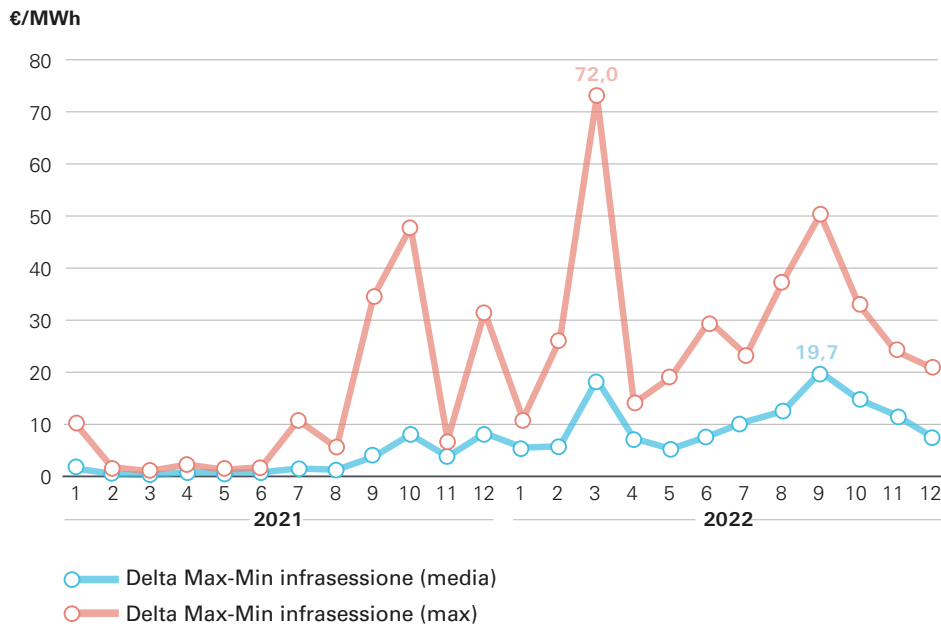


Fig. 2.1.8 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua

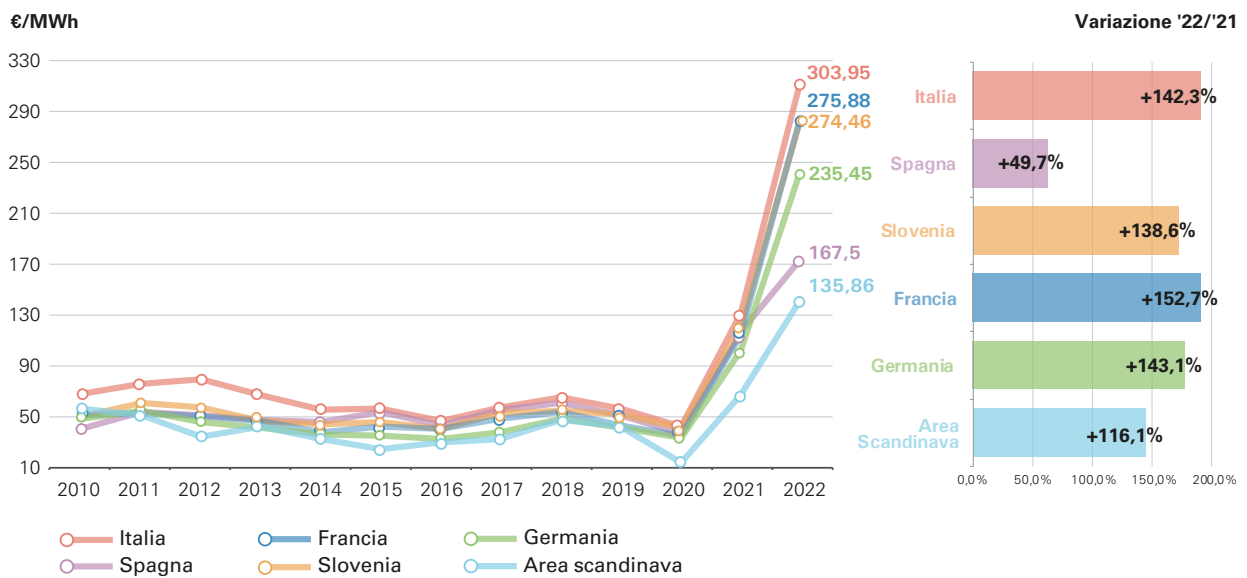


Fig. 2.1.9 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2021-2022

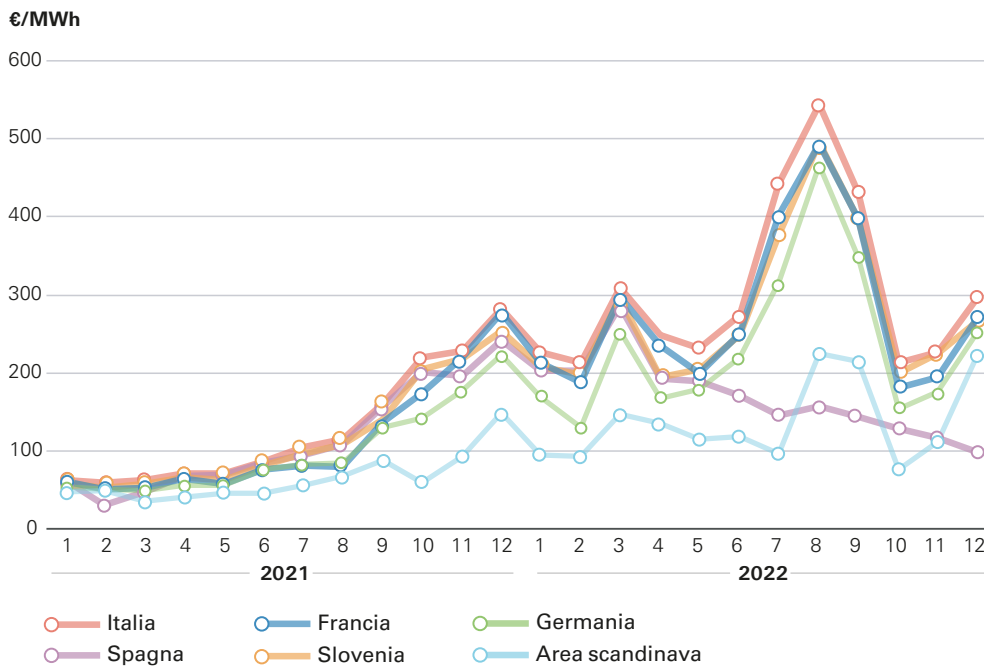


Fig. 2.1.10 Prezzo della zona Nord e prezzo della Francia e loro differenziale. Anni 18-2022

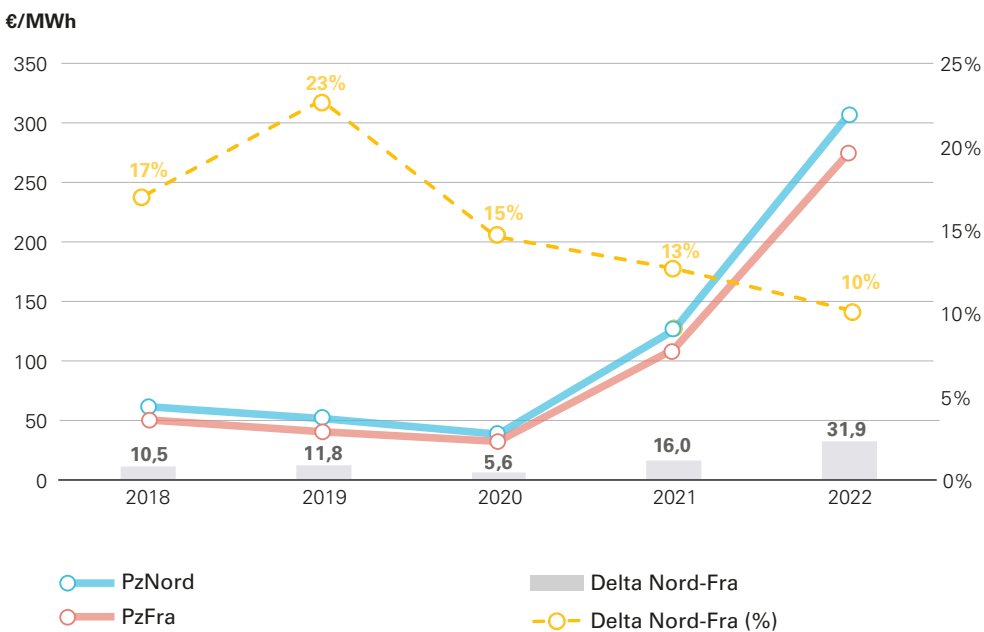


Fig. 2.1.11 Frequenza di allineamento Nord-Francia. Anni 2018-2022

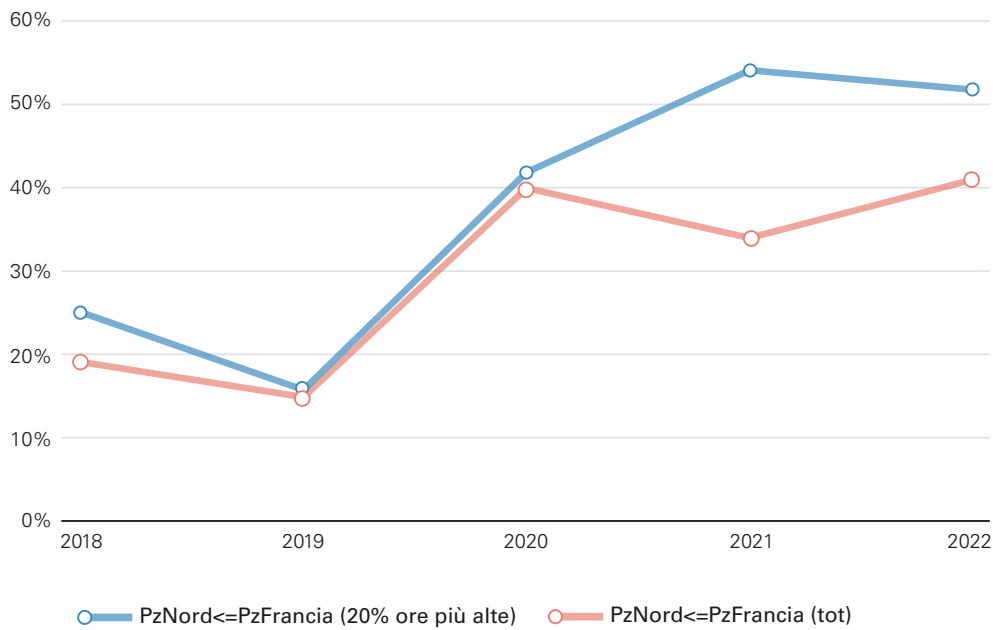
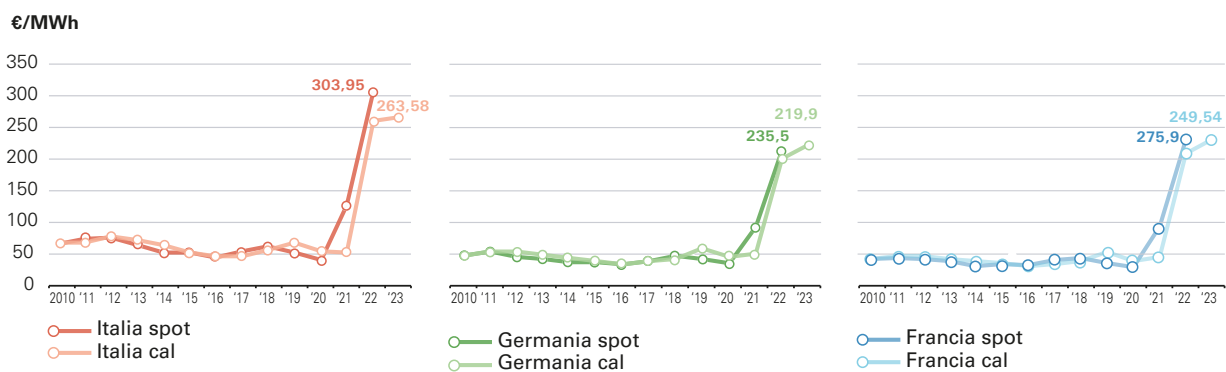


Fig. 2.1.12 Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload



2.2 I MERCATI ELETTRICI IN ITALIA

2.2.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

GLI EFFETTI DELLA CRISI ENERGETICA SUL MGP. La spinta inflazionistica innescata dall'impennata dei prezzi del gas si è riflessa anche nella contrazione dei consumi di energia elettrica che, pur mantenendosi su livelli decisamente superiori rispetto al 2020, sono tornati a calare su base annua, come evidenziato dalla riduzione osservata sia nella richiesta di energia misurata da Terna (316,8 TWh, -1,0%), sia nel volume degli scambi registrati dal GME sul MGP (289,2 TWh, -0,4%), questi ultimi pari al 91,3% della domanda di sistema. La diminuzione delle negoziazioni in ambito MGP ha interessato *i*) la componente di borsa (210,9 TWh, -4,7%), scesa dai valori molto elevati del 2021 al pari della liquidità, risultata comunque inferiore dall'avvio del mercato solo ai livelli massimi dei due anni precedenti (72,9%, -3,3 p.p.); *ii*) in misura quasi esclusiva il periodo agosto-dicembre, in cui, invertendo il trend positivo dei primi sette mesi dell'anno, si sono verosimilmente scaricati gli effetti più pesanti dei rincari energetici.

In termini di prezzo, la maggiore esposizione dell'Italia agli spikes, alle fluttuazioni e alle incertezze delle quotazioni del gas ha favorito non solo la formazione di prezzi day-ahead mediamente più alti che altrove (con eccezioni giornaliere puntuali), ma anche l'ampliamento, talora temporaneo, di alcuni differenziali stabilizzatisi negli anni passati su livelli fisiologici e strutturali, quali il clean spark spread (di seguito CSS)¹⁹ e lo spread Nord-Sud. Tali dinamiche, approfondite nel seguito, sono state guidate prevalentemente dalla zona Nord, concentrandosi nel bimestre luglio-agosto, quando, oltre alla corsa dei prezzi del gas, il sistema elettrico italiano ha sperimentato una significativa condizione di scarsità d'offerta, scesa ai minimi storici in ragione soprattutto di fattori climatici (Tab. 2.2.1, da Fig. 2.2.1 a Fig. 2.2.4).

PUN E CSS. Sul MGP italiano il Pun medio annuo si è attestato a 304,0 €/MWh (+142% sul 2021), mostrando livelli più alti nei mesi di luglio (441,7 €/MWh), agosto (543,2 €/MWh) e settembre (429,9 €/MWh)²⁰ e una volatilità del 10,1% (+1,5 p.p. sul 2021), minore di quella osservata sui prezzi di Francia e Germania (rispettivamente 15,7% e 30,7%). L'incremento dei prezzi ha riguardato tutti i gruppi di ore e ha favorito un ampliamento del CSS che, a partire da fine 2021 e per tutto il 2022, si è posizionato su valori significativamente più elevati del passato. In particolare, nel 2022 il CSS medio osservato in Italia si è attestato sui 40 €/MWh contro i poco più di 17 €/MWh registrati nel 2021 e i circa 12 €/MWh rilevati mediamente nel quadriennio 2018-2021. La forte incertezza del contesto potrebbe aver giocato un ruolo non trascurabile su tali dinamiche, spingendo al rialzo le attese sui costi di generazione e quindi conseguentemente sul CSS che ne è derivato. L'incorporazione nel calcolo del CSS di un "effetto-volatilità gas"²¹ ridimensionerebbe, infatti, il valore dell'indice per il 2022, mantenendo, invece, sostanzialmente immutati quelli registrati negli anni precedenti al 2021 (con quest'ultimo impattato solo nel trimestre finale). Livelli elevati di CSS si sono rilevati nel corso di tutto l'anno, risultando, come accaduto spesso anche in passato,

¹⁹ Il CSS è stato calcolato come differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e un costo variabile del parco nazionale, prevalentemente a gas, approssimato, in prima battuta dalla formula: Prezzo PSV/0,54 + Prezzo CO₂*0,39, dove 0,54 è stato considerato il rendimento di un impianto ccgt e 0,39 il suo fattore di emissione.

²⁰ Negli stessi mesi si sono osservati anche picchi orari tra i più alti dell'anno (luglio: 651 €/MWh; agosto: 870 €/MWh; settembre: 816 €/MWh).

²¹ L'effetto volatilità è stato incorporato nel prezzo gas ipotizzando di sommare ad ogni quotazione giornaliera del PSV una volatilità calcolata come deviazione standard delle quotazioni degli ultimi 5 gg o degli ultimi 10 gg.

particolarmente accentuati soprattutto in estate. Nel caso specifico, i mesi di luglio e agosto sono apparsi decisivi nel favorire la netta crescita della media annua dell'indice, presentando livelli eccezionali e pari circa a 4 volte il valore mensile massimo registrato nel quadriennio precedente. Il focus su questi due mesi ha evidenziato che *i)* nel caso di luglio, la crescita del CSS si è concentrata soprattutto nella seconda parte del mese, quando in alcuni giorni l'indice è arrivato anche a superare i 200 €/MWh; *ii)* in tali giornate, il Pun ha mostrato ampi incrementi, trainati in particolare dal Nord che tra il 19 e il 31 luglio ha sperimentato un clean spark spread mediamente superiore a quello del Sud di quasi 59 €/MWh (147 €/MWh vs. 89 €/MWh) per effetto anche di specifiche dinamiche interne (approfondimenti al successivo paragrafo); *iii)* nel caso di agosto, invece, l'exploit del CSS si è distribuito maggiormente nei giorni, interessando sostanzialmente tutte le zone come evidenziato dall'assottigliamento dei differenziali Nord-Sud (poco sotto 8 €/MWh) (da Fig. 2.2.5 a Fig. 2.2.8).

IL RUOLO E LE DINAMICHE DELLA ZONA NORD. Il dato macro più rilevante osservato a livello zonale è rappresentato dall'inversione del ranking storico dei prezzi, risultati per la prima volta più alti al Nord (307,8 €/MWh) e inferiori nelle isole (287/295 €/MWh), in cui, pur nel contesto decisamente rialzista, si sono registrate anche diverse ore a 0 €/MWh (48 in Sicilia, 101 in Sardegna). Quanto osservato su base nazionale trae origine, quindi, prevalentemente dalle dinamiche osservate al Nord, in ragione sia dello strutturale maggior peso detenuto in termini di volumi, sia della presenza di situazioni contingenti che hanno significativamente impattato l'equilibrio domanda/offerta.

Nello specifico si fa riferimento all'elevato livello di scarsità di offerta indotto dal clima particolarmente secco che, soprattutto nei mesi caldi caratterizzati tipicamente da alta domanda, ha reso indisponibili gli impianti idroelettrici e, in parte, quelli a ciclo combinato, accentuando gli effetti già rilevanti della corsa dei prezzi del gas e spingendo progressivamente il margine di riserva zonale sui livelli minimi del quinquennio 2018-2022²². Contributo non meno rilevante alla scarsità del Nord è arrivato dalla minore disponibilità di offerta competitiva proveniente dall'Europa centro-settentrionale, interessata da analoghe condizioni di criticità produttiva e più spesso allineata ai prezzi italiani.

Il basso livello d'offerta interno e la presenza di volumi esteri più costosi hanno spinto nel 2022 il differenziale di prezzo tra Nord e Sud, in assenza di riduzioni significative nei limiti di transito interni alla penisola, a 12 €/MWh (Sud: 295,8 €/MWh), a fronte di valori contenuti tra -1,2 €/MWh e 1,6 €/MWh registrati nel quadriennio precedente. A conferma di ciò, si può infatti osservare che le ore in cui lo spread tra i due prezzi è stato più alto hanno evidenziato *i)* una domanda residua elevata al Nord²³, *ii)* prezzi francesi elevati e poco distanti da quello del Nord (in circa il 74% delle 664 ore in cui il delta Nord-Sud è risultato maggiore di 50 €/MWh, infatti, il differenziale Nord-Francia è risultato contenuto, mediamente negativo e pari circa a -3 €/MWh). Con riferimento a questa seconda circostanza, quanto osservato nel 2022 sembra peraltro consolidare l'"effetto-traino" esercitato dalla Francia sul prezzo del Nord anche nel biennio 2020-2021, nel quale, in gran parte delle ore in cui il delta Nord-Sud è risultato significativo²⁴, il differenziale Nord-Francia è risultato mediamente negativo e pari a -0,6 €/MWh.

²² Il dato del margine di riserva è stato approssimato con il livello dell'offerta rifiutata.

²³ La domanda residua al Nord è calcolata come differenza tra gli acquisti e le vendite delle FER (idrici inclusi), del carbone e dell'import estero.

²⁴ Si fa riferimento a circa il 77% delle 1.066 ore complessive in cui il delta Nord-Sud è risultato maggiore di 10 €/MWh.

Alle forti carenze di offerta competitiva il Nord ha ovviato *i)* trasformandosi in importatore strutturale da sud e inducendo l'inversione di flussi che soprattutto d'estate risultavano spesso indirizzati nel verso opposto, *ii)* spingendo al massimo l'impiego degli impianti ccgt disponibili, il cui tasso di successo è risultato molto elevato (a luglio 68% contro il 61% del 2021, ad agosto 63% contro il 47% del 2021) e in ben 838 ore superiore al 90% (250 nel 2021), *iii)* ricorrendo, laddove necessario, alla più costosa offerta degli impianti a pompaggio.

Tali dinamiche si sono riverberate anche sulla marginalità della zona, mostrando una netta predominanza di ore in cui il prezzo al Nord è stato fissato dagli impianti ccgt (52%, era 49% nel 2021) o dall'estero (29%, era 25% nel 2021), a conferma del basso apporto della componente idroelettrica²⁵ (9%, era 15% del 2021) e della dimensione europea degli eccezionali rialzi di prezzo registrati nel 2022. Il bimestre luglio-agosto, connotato dalle dinamiche di prezzo più estreme, non ha mostrato, al margine, differenze sostanziali rispetto al resto dell'anno: gli impianti a ciclo combinato si sono confermati la tecnologia più presente, offerti al margine da una platea piuttosto distribuita di operatori, seguiti dalla "fonte" estero, prevalente nel sottoinsieme di ore caratterizzate da quotazioni del Nord molto elevate²⁶ (da Fig. 2.2.9 a Fig. 2.2.15, Tab. 2.2.2, Tab. 2.2.3).

ALTRE DINAMICHE NAZIONALI: LE FONTI E GLI SCAMBI CON L'ESTERO. In termini di composizione delle vendite nazionali²⁷, nel 2022 è cresciuta significativamente la quota degli impianti termoelettrici (156,3 TWh, 65% delle vendite nazionali), alimentata, oltre che dai già citati ccgt (120,6 TWh, 50%), anche dal carbone (21,0 TWh, 9%), in progressivo decommissioning nel triennio 2019-2021, e dall'olio combustibile, nel contesto definito dal Decreto Legge n. 16 del 28 febbraio 2022 e dalla Delibera ARERA 430/2022/R/eel, volti a garantire la massimizzazione dell'utilizzo di fonti termoelettriche diverse dalla "risorsa scarsa" gas. Ai minimi dell'ultimo decennio, invece, i volumi provenienti da fonti rinnovabili (82,9 TWh, 35%), il cui calo è guidato dal crollo degli impianti idroelettrici²⁸ (34,8 TWh, 14%), supportato da quelli solari (23,8 TWh, 10%) e solo parzialmente limitato dalla buona prestazione degli eolici (20,1 TWh, 8%). Quanto agli scambi con l'estero, l'import netto italiano, pari a 44,0 TWh, ha mostrato una debole flessione nel 2022 (-0,6 TWh sul 2021), determinatasi in virtù di un aumento dei flussi in export (+1,3 TWh) superiore a quello dei flussi in import (+0,7 TWh). Tale dinamica si è concentrata sulla frontiera sud-orientale, interessando principalmente la Grecia, dove le esportazioni sono più che raddoppiate contrapponendosi all'aumento dell'import osservato sulle più rilevanti frontiere settentrionali, in particolare dalla Svizzera. Nei singoli mesi il minimo annuale delle importazioni nette si è registrato a dicembre, connotato, nei primi quindici giorni, da quotazioni estere frequentemente superiori o allineate al prezzo del Nord, poi da riduzioni della NTC svizzera e, infine, da limitazioni indotte dall'attivazione da parte del Gestore di rete del vincolo generalizzato per la gestione congiunta e in sicurezza dei flussi sulle frontiere settentrionali in coupling (Tab. 2.2.4 e Fig. 2.2.16).

²⁵ Il dato è stato calcolato comprendendo in un'unica voce idrici fluente, a modulazione e pompaggi.

²⁶ Nelle 345 ore in cui il prezzo del Nord è stato maggiore o uguale a 600 €/MWh, l'estero è risultato marginale 98 volte, seguito dagli impianti ccgt (90 volte) e dai pompaggi (89).

²⁷ Per vendite nazionali si intendono le vendite totali Italia al netto dei volumi esteri.

²⁸ Il dato è stato calcolato comprendendo in un'unica voce idrici fluente, a modulazione e pompaggi.

Tab. 2.2.1 Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variazione 2022/2021
Richiesta Terna	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	319,9	316,8	-1,0%
Domanda	305,3	301,5	297,4	301,6	302,3	287,2	298,6	296,1	-0,8%
<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>-15,5%</i>
Acquisti	287,1	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	290,4	289,2	-0,4%
% su richiesta Terna	90,6%	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	93,0%	90,8%	91,3%	0,5%
Offerta	500,2	502,4	489,9	507,5	503,6	496,7	472,4	455,5	-3,6%
Vendite	287,1	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	290,4	289,2	-0,4%
a prezzo <= 0	190,5	172,2	162,6	165,6	166,2	168,8	166,2	156,5	-5,8%

Fig. 2.2.1 Liquidità del MGP

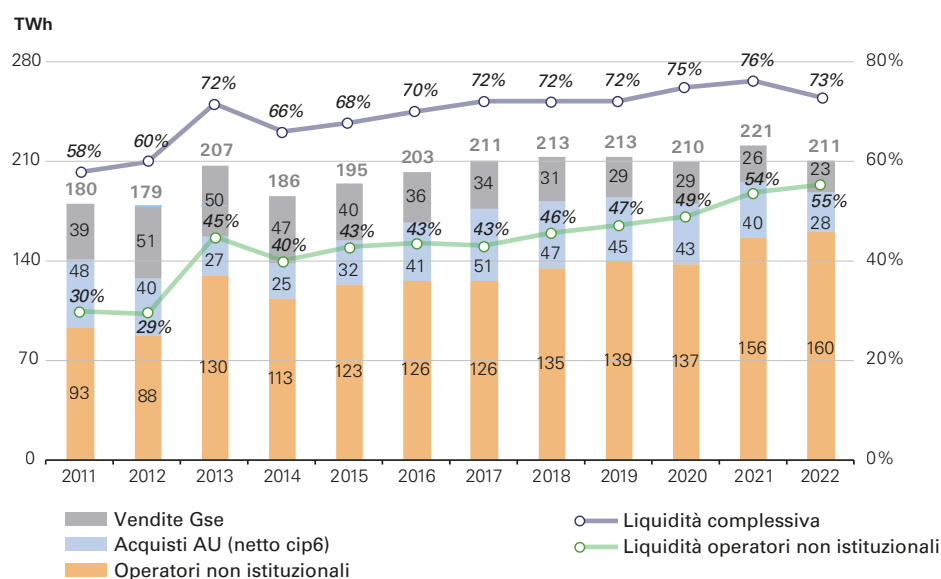


Fig. 2.2.2 Offerta sul MGP

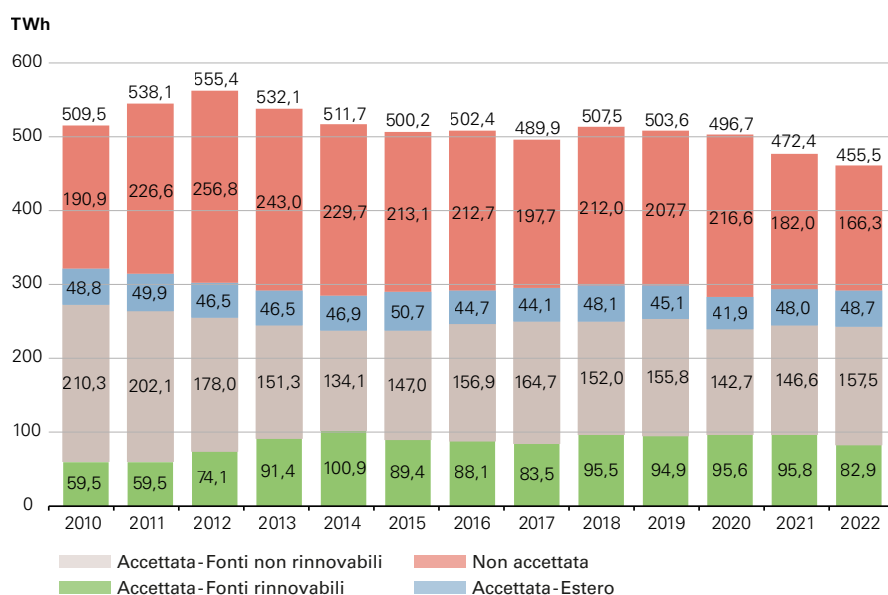


Fig. 2.2.3 Volumi MGP. Andamento mensile anni 2021-2022

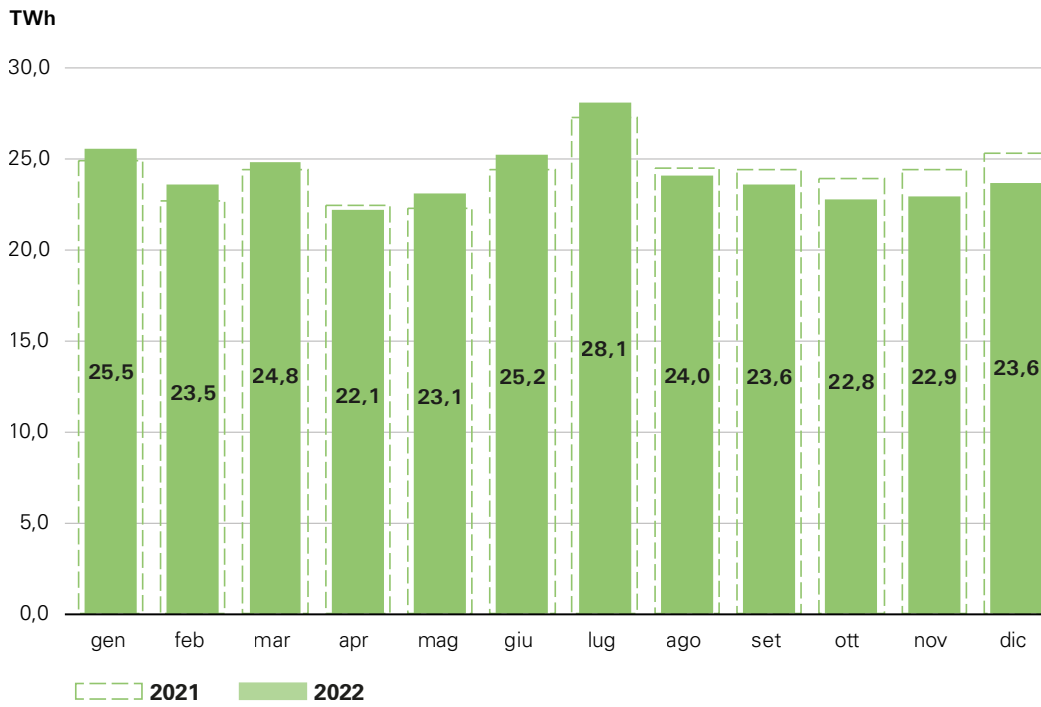


Fig. 2.2.4 Andamento del PUN e delle sue determinanti

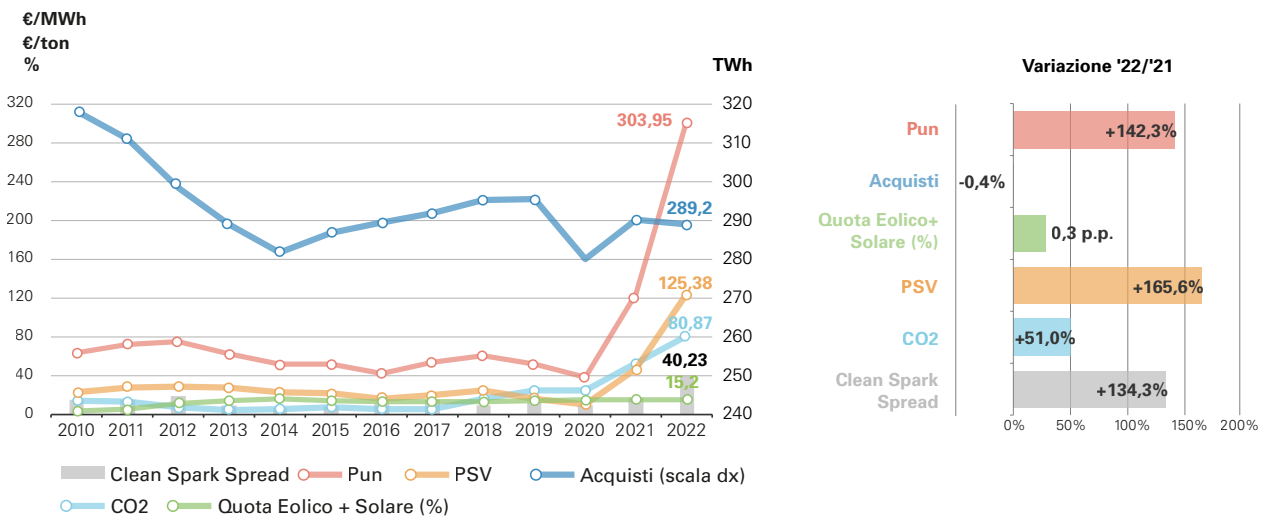


Fig. 2.2.5 Variazione del Pun. Andamento mensile anno 2022

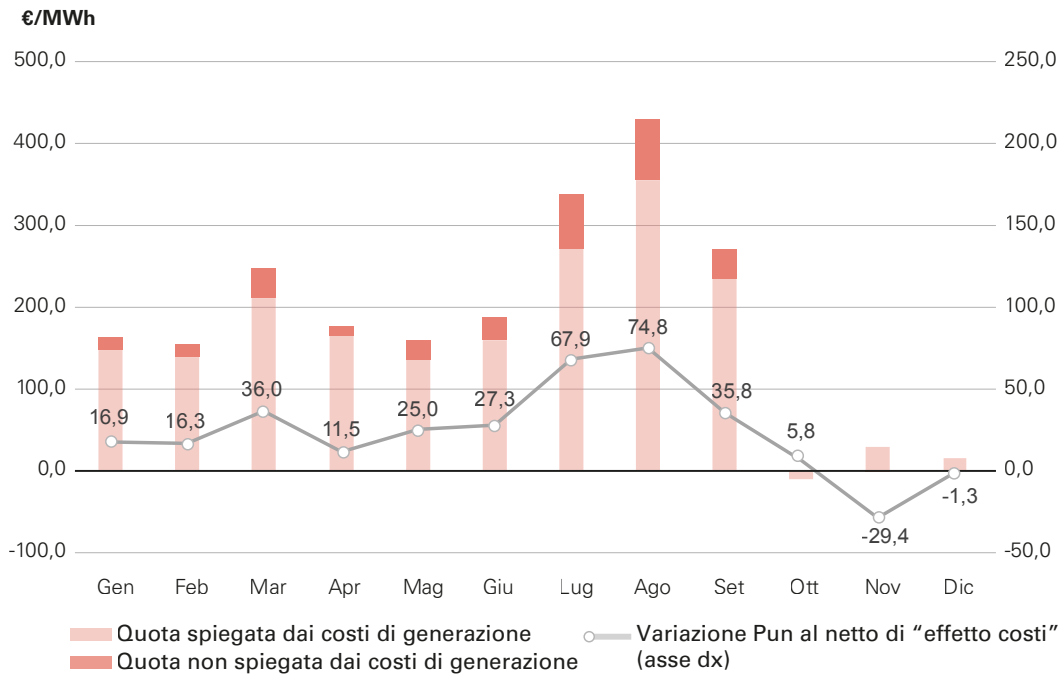


Fig. 2.2.6 Pun per gruppi di ore. Media annua

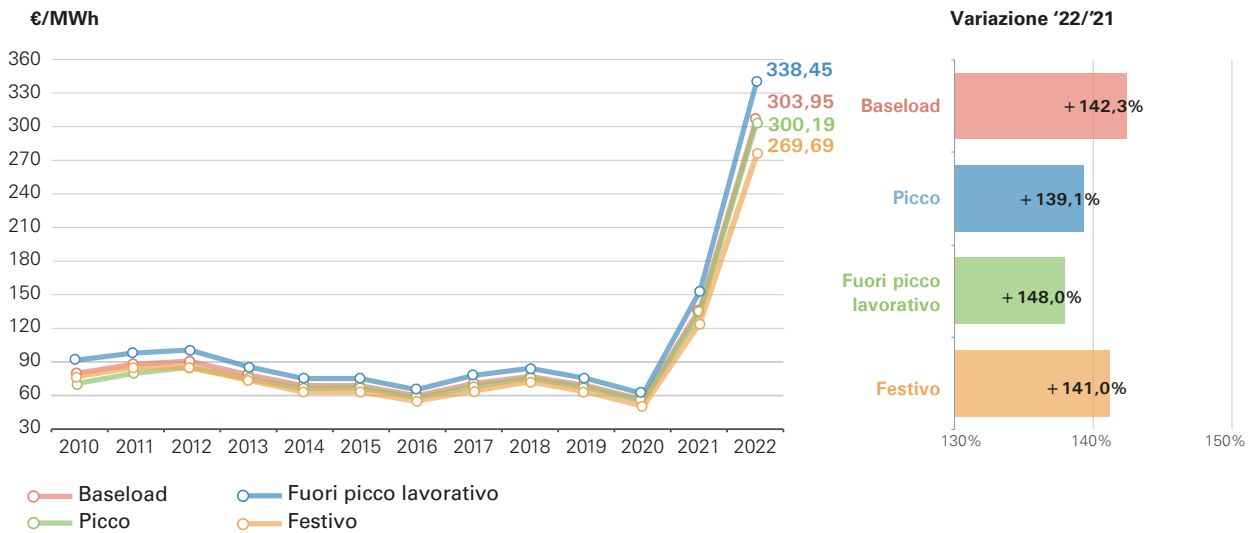


Fig. 2.2.7 CSS anni 2018 – 2022. Media annua

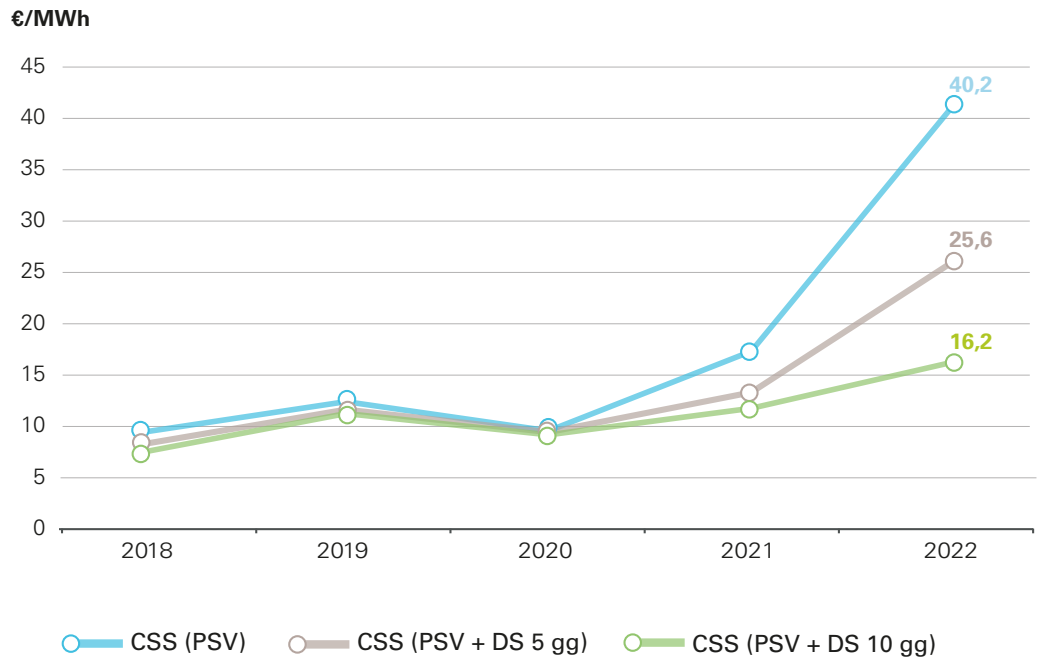


Fig. 2.2.8 Pun e CSS. Andamento mensile anni 2021-2022

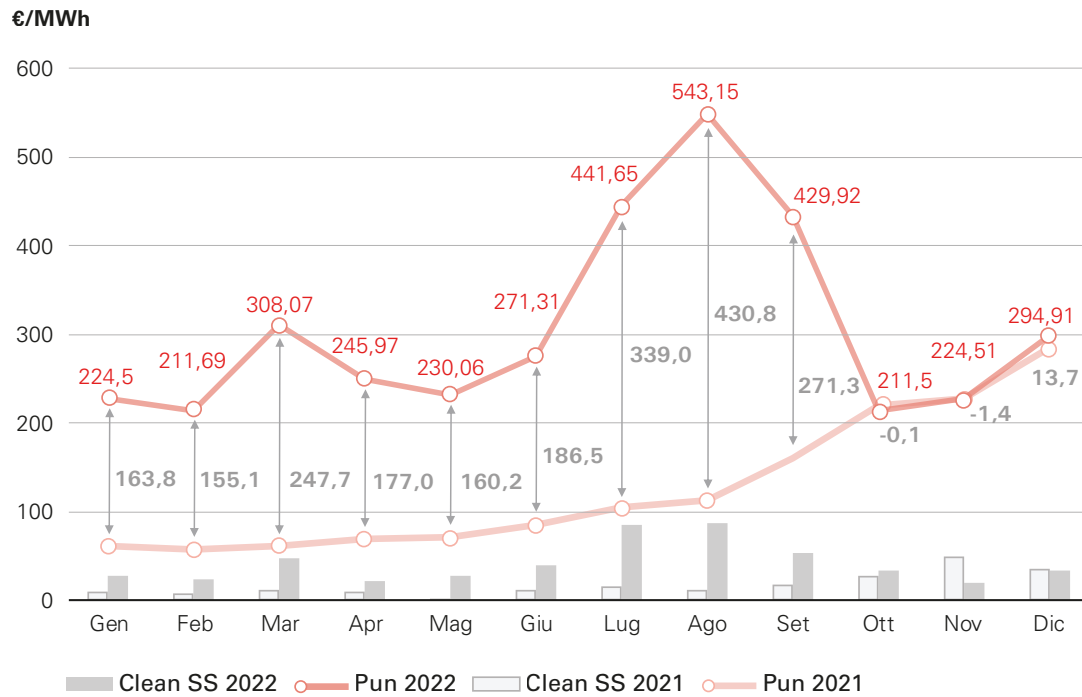


Fig. 2.2.9 Prezzi zonal medi annui su MGP

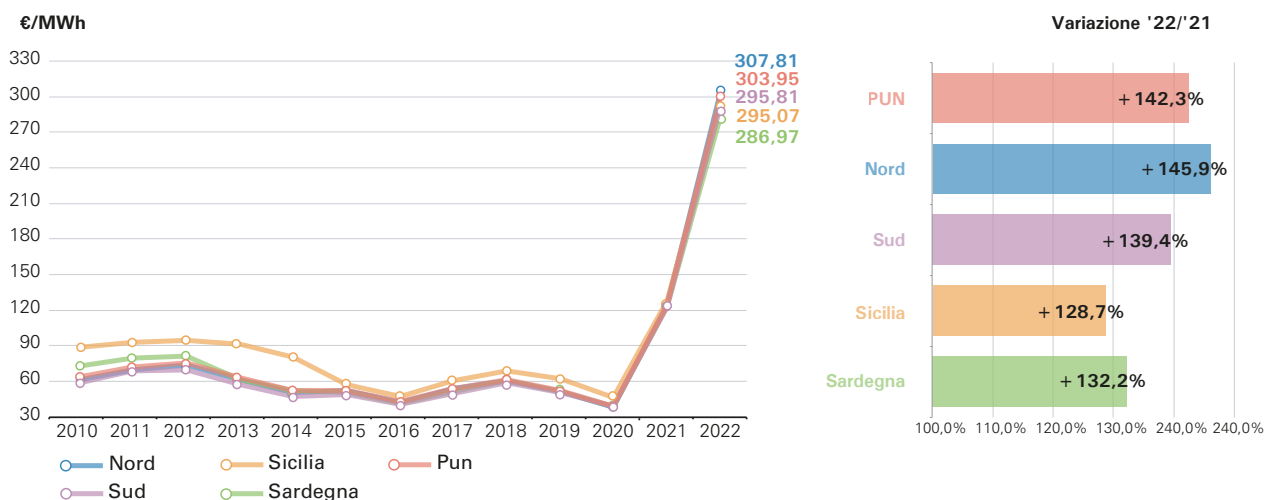


Fig. 2.2.10 Prezzi zonal. Andamento mensile anni 2021-2022

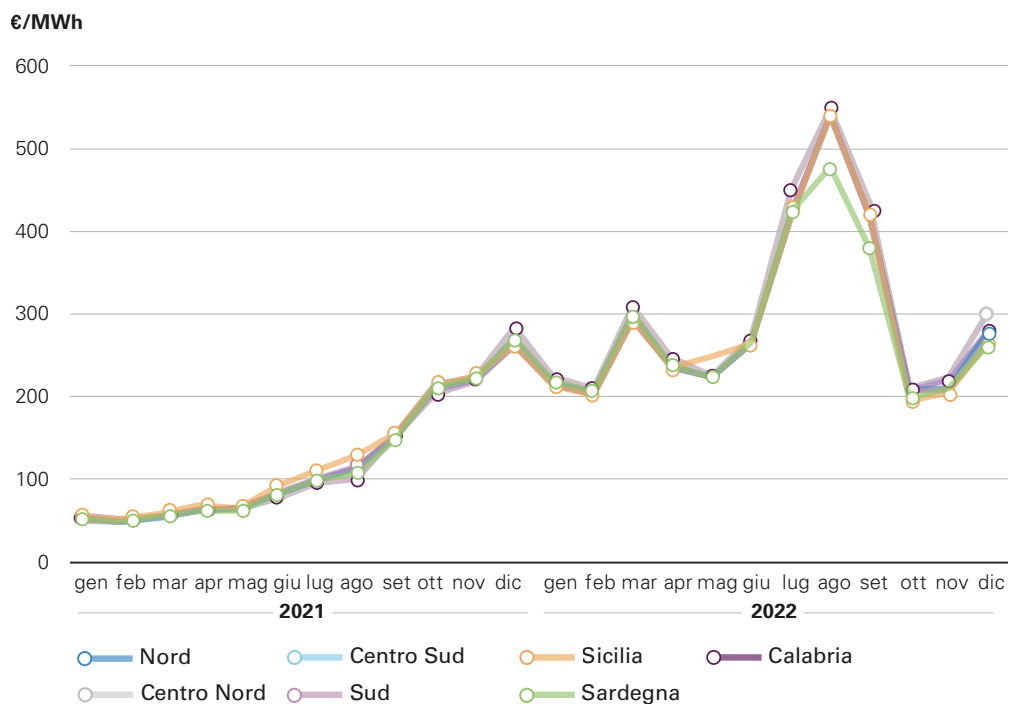
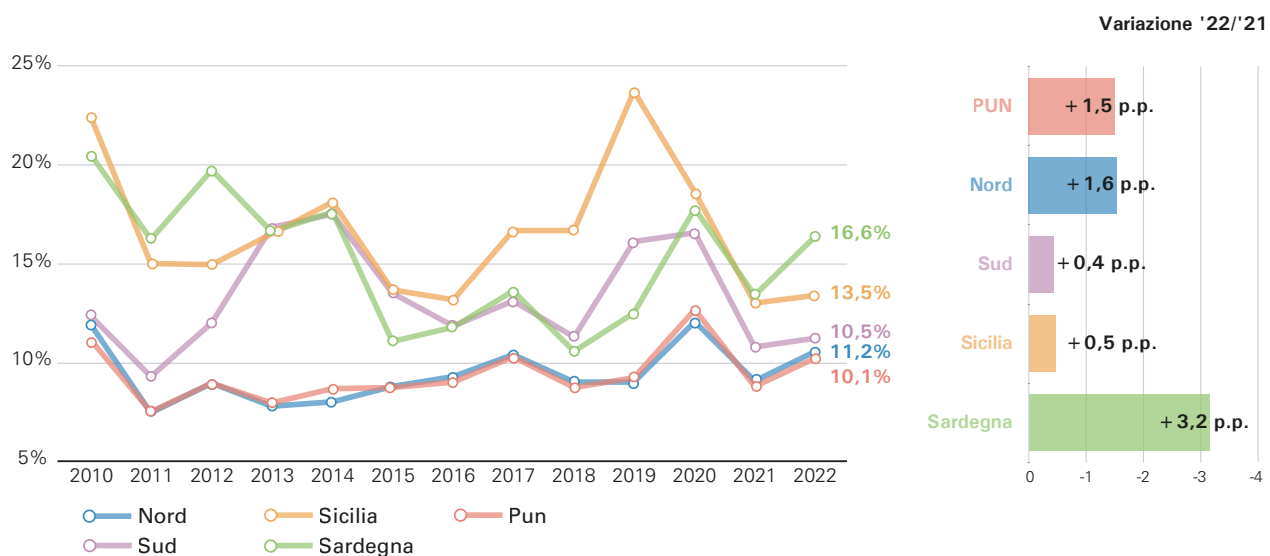


Fig. 2.2.11 Volatilità dei prezzi

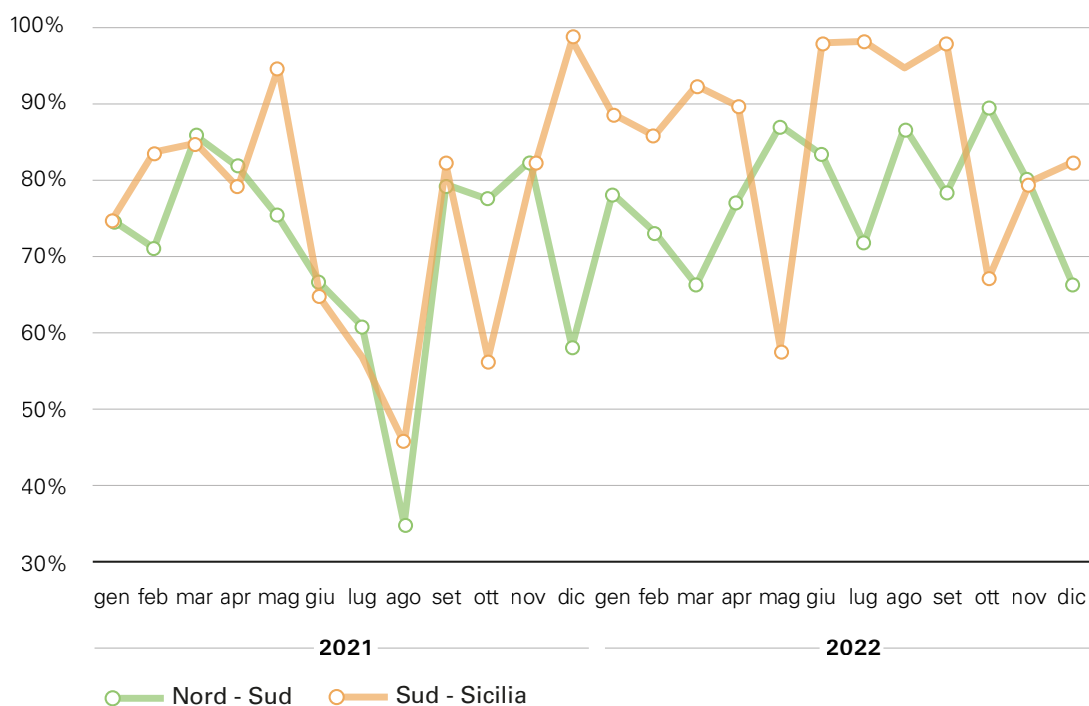


Tab. 2.2.2 Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2022

	PUN		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sardegna		Sicilia	
N. ore con prezzo a zero	-	(0)	-	(0)	-	(0)	-	(0)	2	(0)	3	(0)	101	(70)	48	(0)
N. sessioni con almeno un prezzo orario a zero	-	(0)	-	(0)	-	(0)	-	(0)	1	(0)	1	(0)	18	(16)	8	(0)
N. sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	97	(81)	93	(66)	93	(74)	119	(99)	133	(111)	136	(121)	137	(118)	145	(137)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	26,6%	(22,2%)	25,5%	(18,1%)	25,5%	(20,3%)	32,6%	(27,1%)	36,4%	(30,4%)	37,3%	(33,2%)	37,5%	(32,3%)	39,7%	(37,5%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni. €/MWh	-36,84	(-6,63)	-36,45	(-5,78)	-37,72	(-6,02)	-35,52	(-9,17)	-36,34	(-9,46)	-35,87	(-10,65)	-62,89	(-15,35)	-37,34	(-10,58)

(l) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig. 2.2.12 Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2021-2022



Tab. 2.2.3 Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2022

Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	159,86	(-0,7%)	116,30	(-9,7%)	196,23	(-15,4%)	161,35	(-1,5%)	79,93	(-22,4%)
Centro Nord	24,51	(-0,2%)	14,94	(-7,2%)	17,65	(-8,3%)	24,84	(-1,2%)	2,71	(-14,3%)
Centro Sud	49,76	(-1,7%)	29,21	(+0,7%)	64,44	(+16,1%)	50,13	(-1,8%)	35,23	(+33,0%)
Sud	18,03	(-0,3%)	36,55	(+17,0%)	53,95	(+18,1%)	18,19	(-0,6%)	17,40	(+20,5%)
Calabria	5,61	(-4,9%)	14,55	(-3,7%)	29,31	(+7,1%)	5,63	(-4,8%)	14,76	(+20,3%)
Sicilia	17,41	(+1,7%)	16,41	(+56,0%)	28,92	(+9,3%)	17,46	(+0,8%)	12,50	(-21,6%)
Sardegna	8,47	(-4,4%)	12,50	(+7,6%)	14,90	(-11,5%)	8,61	(-4,6%)	2,41	(-54,0%)
Estero	5,53	(+29,6%)	48,72	(+1,5%)	50,11	(+1,4%)	9,89	(+22,5%)	1,39	(-1,6%)
Italia	289,17	(-0,4%)	289,17	(-0,4%)	455,50	(-3,6%)	296,10	(-0,8%)	166,33	(-8,6%)

() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Fig. 2.2.13 "Margine di riserva" Italia e Nord. Andamento mensile anni 2021-2022

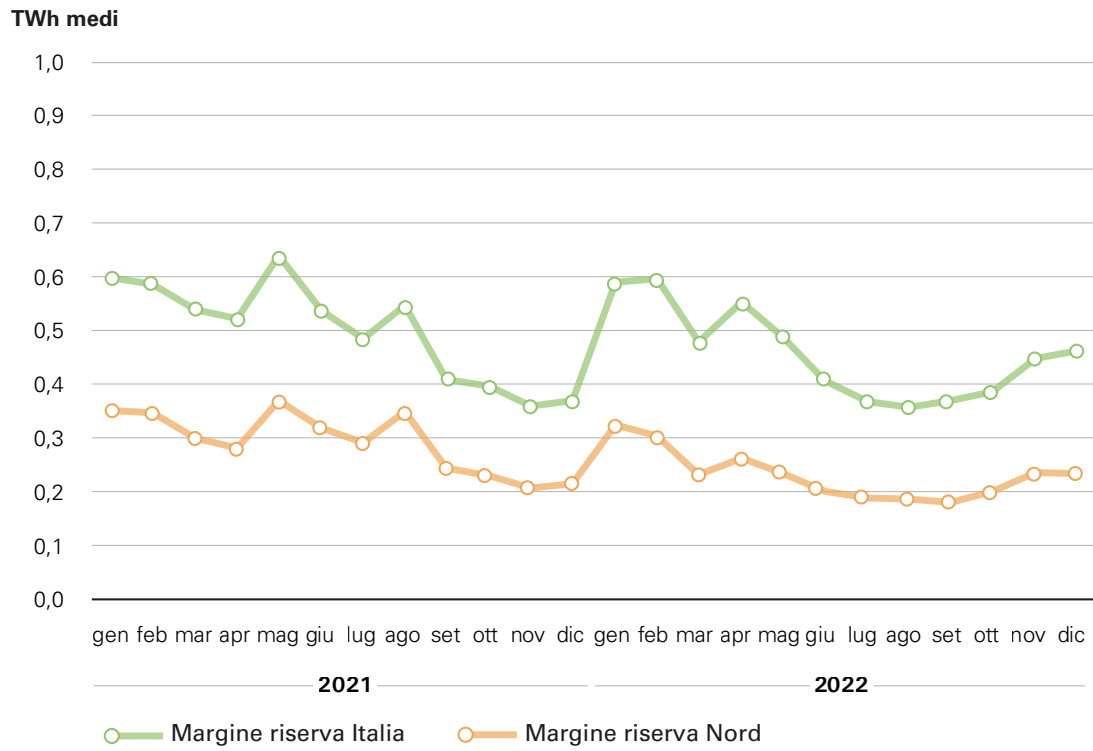


Fig. 2.2.14 Offerta nella zona Nord. Andamento mensile anni 2021-2022

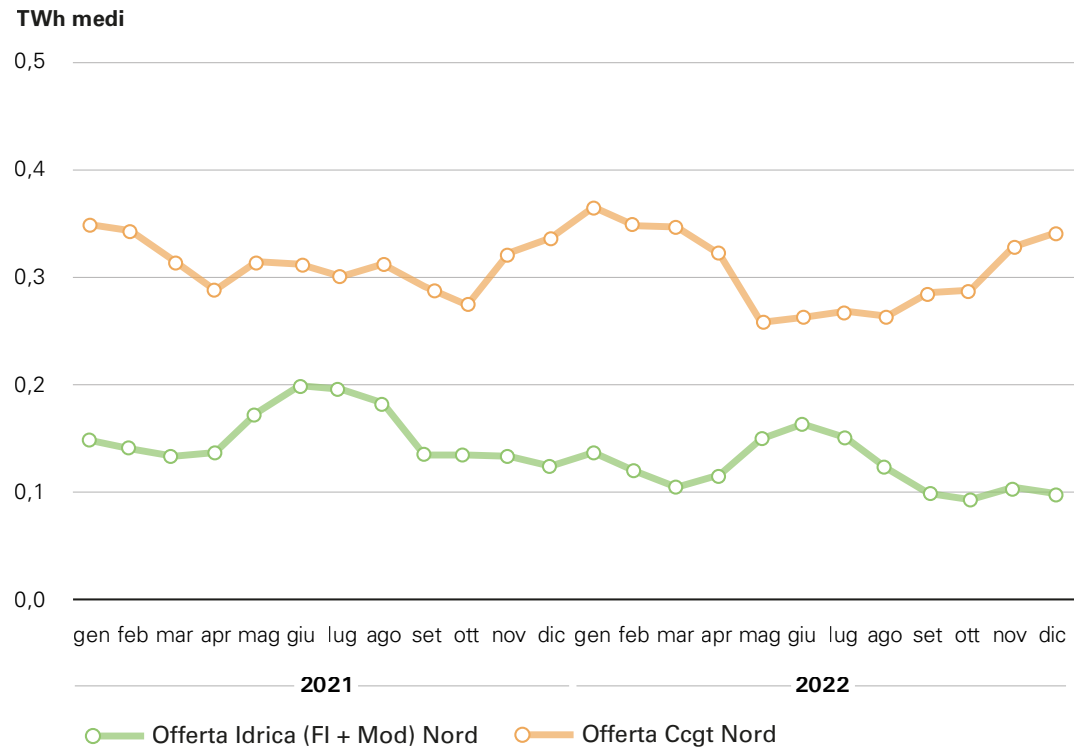
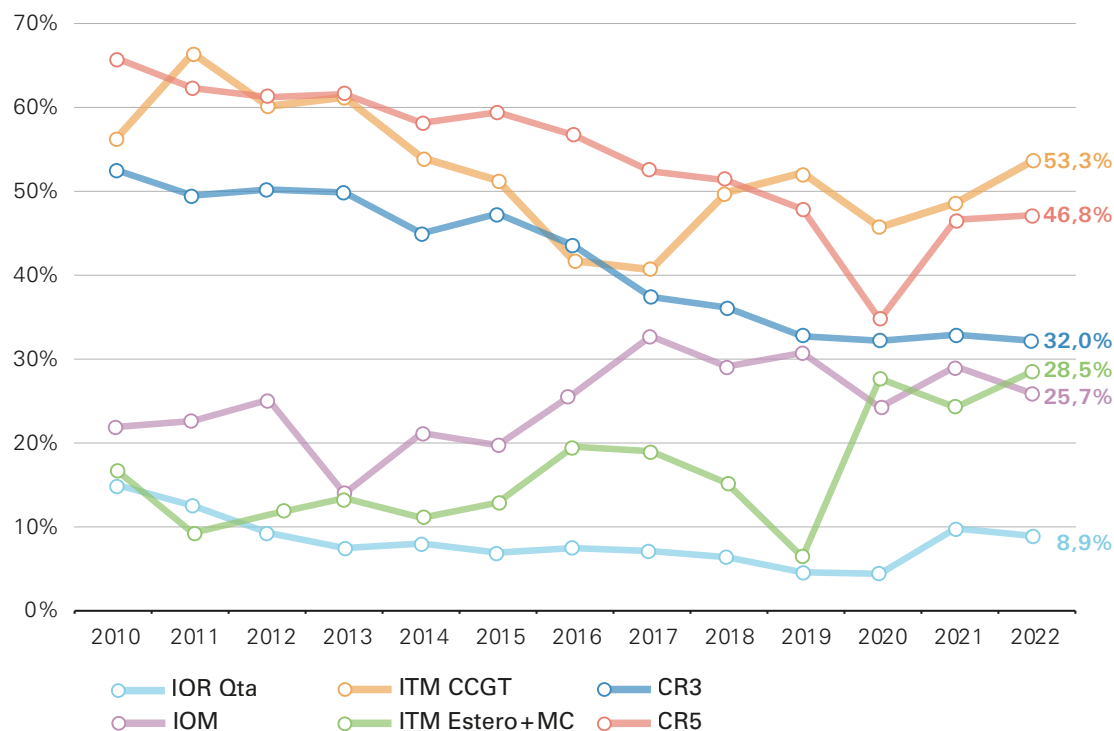


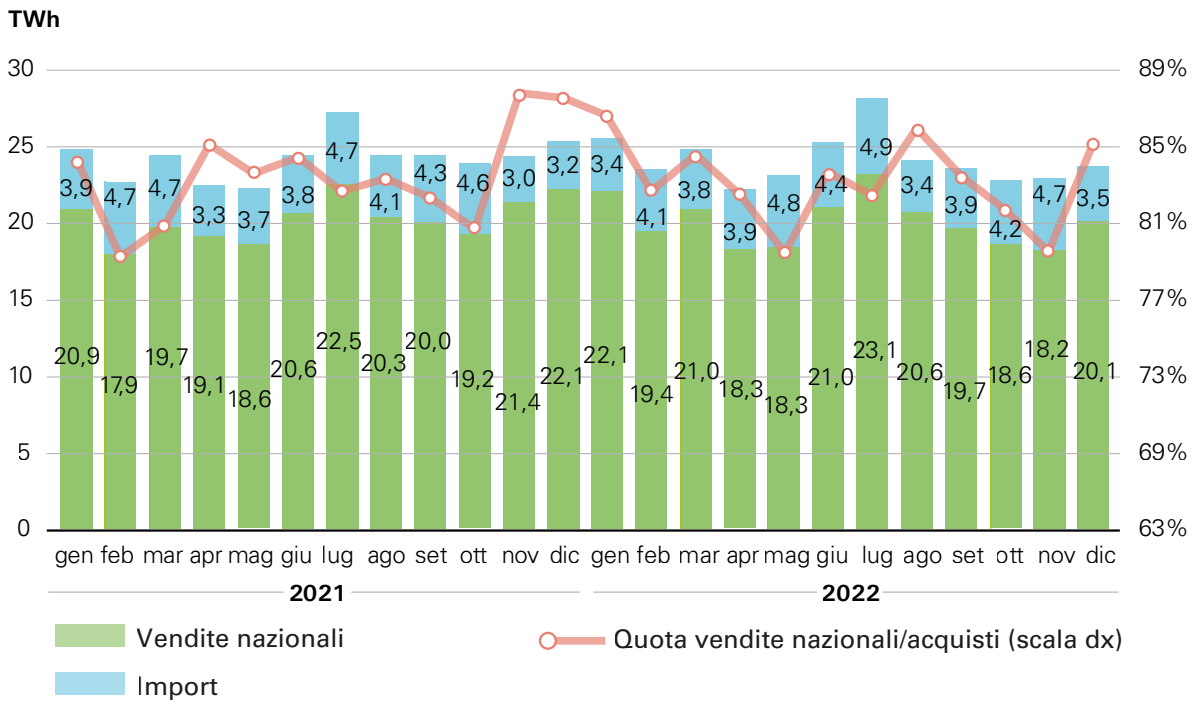
Fig. 2.2.15 Indicatori di competitività



Tab. 2.2.4 Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2022

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.183	+0,9%	698	-6,3%	1.983	+8,0%	2.454	+25,4%	1.238	-3,4%	1.243	+98,7%	1.045	+10,7%	17.845	+8,2%
Gas	7.990	-1,4%	651	-6,0%	1.090	-7,2%	1.438	-1,6%	1.109	-3,9%	990	+92,7%	501	+13,2%	13.769	+1,6%
Carbone	409	+179,2%	-	-	655	+53,3%	856	+146,3%	-	-	-	-	479	+7,7%	2.398	+75,6%
Altre	784	-7,4%	47	-9,6%	239	+1,7%	160	+8,4%	129	+1,2%	254	+126,3%	64	+15,2%	1.678	+6,4%
Fonti rinnovabili	3.979	-26,3%	1.007	-7,8%	1.332	-7,6%	1.718	+6,8%	423	-4,4%	627	+9,4%	381	+0,2%	9.468	-13,4%
Idraulica	2.392	-35,2%	161	-28,8%	508	-26,5%	435	+6,4%	117	-	148	+19,3%	77	-11,1%	3.838	-28,4%
Geotermica	-	-	622	-1,7%	-	-	0	-	0	-100,0%	-	-	-	-	622	-1,7%
Eolica	17	+57,1%	23	-15,3%	463	+14,5%	996	+9,9%	243	-3,8%	357	+5,0%	194	+1,0%	2.294	+7,5%
Solare e altre	1.570	-7,2%	201	-2,4%	361	+4,3%	288	-2,1%	63	+1,6%	121	+11,7%	110	+8,2%	2.713	-3,4%
Pompaggio	114	-45,4%	-	-	18	-44,9%	-	-	-	-	4	+43,5%	1	-50,0%	136	-44,4%
Totale	13.276	-9,7%	1.705	-7,2%	3.334	+0,7%	4.172	+17,0%	1.661	-3,7%	1.874	+56,0%	1.427	+7,6%	27.449	-0,8%

Fig. 2.2.16 Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2021-2022



2.2.2 Il Mercato Infragiornaliero (MI)

IL PRIMO ANNO DI PIENA OPERATIVITÀ. Nel primo anno di piena operatività del nuovo assetto, 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 mercato infragiornaliero ha mostrato un consolidamento delle dinamiche già affiorate negli ultimi tre mesi del 2021, configurandosi come strumento di supporto per gli operatori nella definizione dei loro programmi di produzione soprattutto in un anno dai prezzi molto volatili come il 2022.

Complessivamente, nel 2022, i volumi scambiati sul MI sono risultati in linea con l'anno precedente, attestandosi a 26,0 TWh (-0,3%), valore ancora tra i più alti dell'ultimo decennio. Trend solo accennati nel trimestre finale del 2021 si sono rafforzati nel 2022, evidenziando *i)* la conferma di un maggior utilizzo su base annua delle aste (21,9 TWh, circa l'85% del totale), e in particolare del MI-A1 (13,9 TWh), *ii)* un progressivo maggior impiego della contrattazione continua, in cui si sono conclusi quasi 1,7 milioni di abbinamenti per oltre 4,0 TWh (15% del totale), perlopiù scambiati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID), *iii)* nel XBID, la conferma di una prevalenza di contrattazioni effettuate con controparte estera (68% del totale XBID a fronte di quote pari al 7% e al 25% di scambi avvenuti rispettivamente all'interno della medesima zona nazionale o tra zone nazionali, *iv)* la maggior propensione ad operare a ridosso del tempo reale testimoniata dalle elevate quote di scambi registrate nelle quattro e nelle otto ore antecedenti la consegna (rispettivamente 50% e 73%), *v)* un elevato impiego del XBID da parte degli impianti rinnovabili, controparti in circa il 50% dei volumi abbinati sia in vendita che in acquisto, *vi)* una stabilizzazione nell'uso di strumenti messi a disposizione dalla contrattazione continua, quali, ad esempio, le offerte a portafoglio (23% e 26% del totale rispettivamente in acquisto e in vendita) e le offerte basket (68% del totale).

Su base locale, pur confermandosi il Nord la zona più rilevante in termini di quantità di energia elettrica sia in acquisto che in vendita, i volumi hanno registrato variazioni contrapposte, ma nel complesso di pari intensità. Su entrambi i lati del mercato, infatti, il calo delle negoziazioni osservato soprattutto al Nord, al Sud e in Calabria è stato interamente compensato dal forte incremento degli scambi al Centro Sud, all'estero e in Sicilia, producendo come effetto la suddetta sostanziale stabilità dei volumi annui contrattati in totale sul MI.

Con riferimento, infine, ai prezzi, anche nel 2022 si è manifestata una generale convergenza media tra le quotazioni del MI e quelle del MGP sia in termini di livelli medi che di dinamiche. Al pari di quanto rilevato nel comparto day-ahead, anche sull'orizzonte infragiornaliero le quotazioni sono salite su valori mai osservati prima, comprese tra 298/299 €/MWh delle prime due sessioni in asta e 311,5 €/MWh di MI-A3, denotando una progressiva crescita, anche rispetto alle corrispondenti ore del MGP, all'approssimarsi verso il tempo reale (MI-A1 e MI-A2: -4/-6 €/MWh rispetto al MGP; MI-A3: +8 €/MWh rispetto alle corrispondenti ore del MGP). Nel XBID (300,6 €/MWh) si è confermata una elevata variabilità infrasezione delle quotazioni, con diverse sessioni connotate da numerosi abbinamenti a prezzi negativi, in particolare sulle isole (soprattutto in Sicilia) e nei mesi di ottobre e novembre (da Fig. 2.2.17 a Fig. 2.2.20, Tab. 2.2.5).

Fig. 2.2.17 Volumi scambiati sul MI

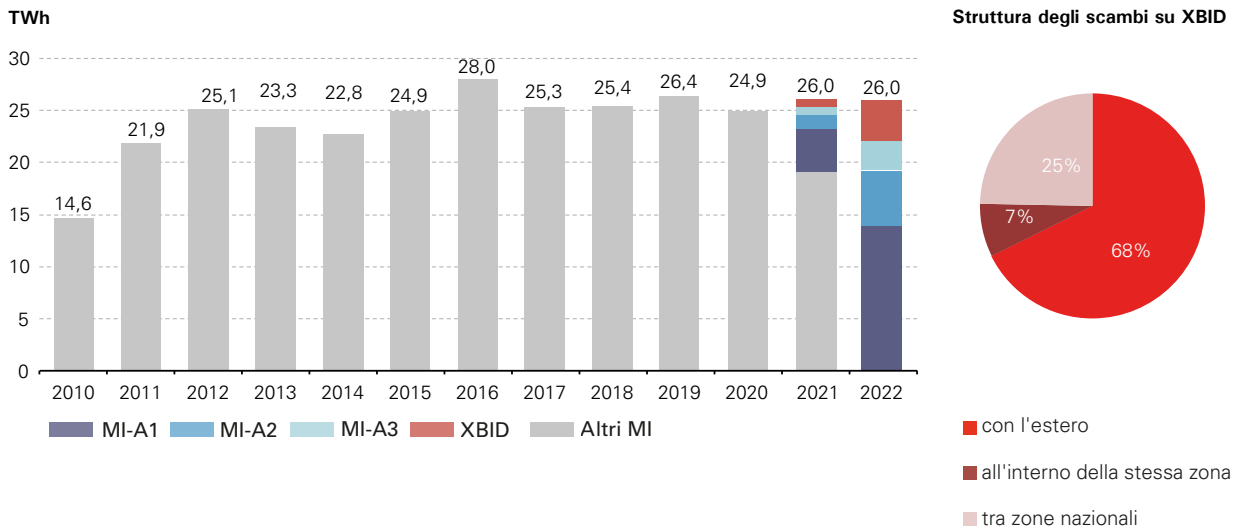


Fig. 2.2.18 Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2021-2022

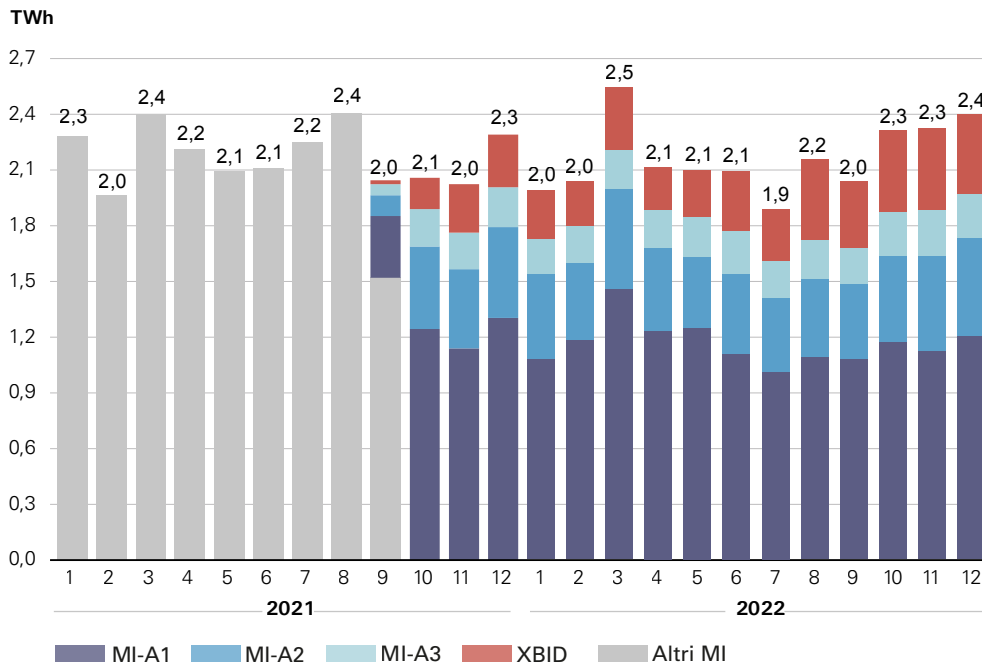


Fig. 2.2.19 Prezzi MI. Evoluzione annuale

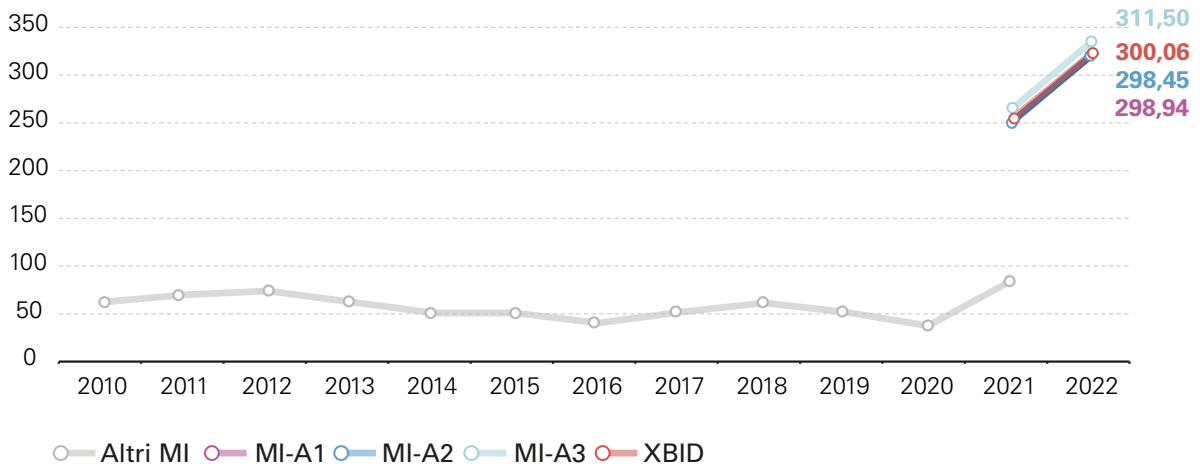
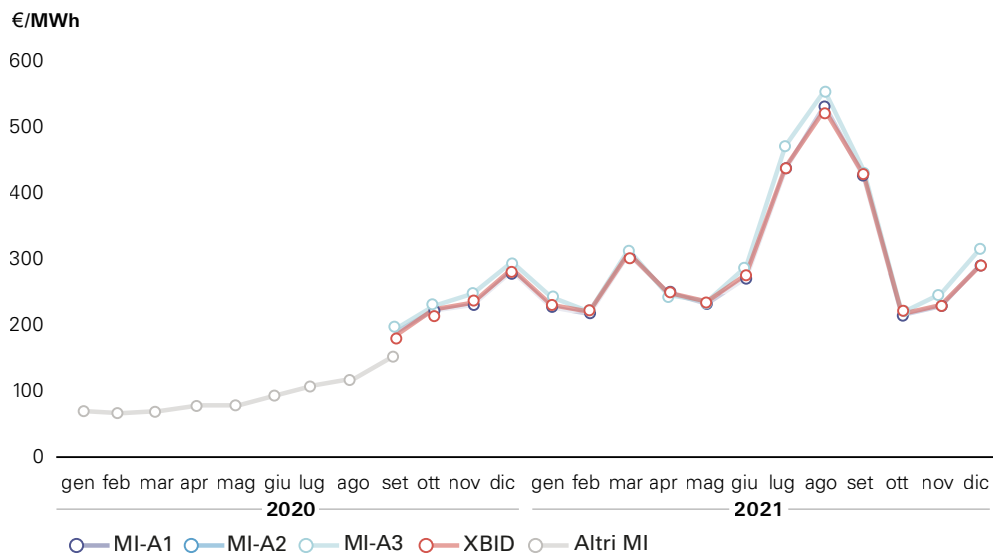


Fig. 2.2.20 Prezzi MI. Andamento mensile 2021-2022



Tab. 2.2.5 Acquisti e vendite zionali sul MI. Anno 2022

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	6.627.928	1.974.366	885.341	9.487.635	1.026.580	10.514.215	-11,4%
Centro Nord	817.877	323.409	152.188	1.293.474	265.957	1.559.430	-0,3%
Centro Sud	2.274.304	841.064	395.805	3.511.173	443.776	3.954.949	33,1%
Sud	1.853.929	981.512	480.851	3.316.292	518.893	3.835.185	-15,8%
Calabria	319.536	130.584	84.966	535.086	80.257	615.343	-42,7%
Sicilia	1.079.165	357.421	214.201	1.650.787	128.191	1.778.979	23,5%
Sardegna	365.734	201.616	117.460	684.810	117.874	802.684	2,9%
Estero	586.273	614.626	245.457	1.446.356	1.462.264	2.908.620	63,4%
Totale	13.924.746	5.424.599	2.576.267	21.925.613	4.043.793	25.969.406	-0,3%

VENDITE	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	MERCATO INFRAGIORNALIERO	
	MI-A1 (1-24 H)	MI-A2 (1-24 H)	MI-A3 (13-24 h)	TOTALE	XBID (1-24H)	TOTALE	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	var %
Nord	6.975.493	2.126.761	972.820	10.075.074	1.177.659	11.252.733	-12,4%
Centro Nord	628.595	179.314	90.516	898.425	225.740	1.124.165	1,2%
Centro Sud	2.322.590	856.813	339.530	3.518.933	321.118	3.840.051	15,4%
Sud	1.596.120	930.265	395.458	2.921.843	472.124	3.393.967	-4,6%
Calabria	471.339	201.125	96.063	768.526	68.114	836.640	-40,0%
Sicilia	1.151.682	399.403	198.002	1.749.087	148.496	1.897.583	32,4%
Sardegna	336.767	174.063	101.043	611.873	102.163	714.036	6,9%
Estero	442.160	556.856	382.836	1.381.851	1.528.379	2.910.230	72,2%
Totale	13.924.746	5.424.599	2.576.267	21.925.613	4.043.793	25.969.406	-0,3%

2.2.3 Altri mercati elettrici

MPEG. Le movimentazioni sul prodotto “differenziale unitario di prezzo” hanno registrato nel 2022 un nuovo ribasso su base annua, aggiornando il minimo storico sia in termini di abbinamenti (101 contro 504) che di volumi (0,15 TWh contro 0,30 TWh). Le negoziazioni, riconducibili al solo profilo baseload, sono state effettuate prevalentemente nei primi otto mesi dell’anno ad un prezzo medio di 0,28 €/MWh (+0,05 sul 2021) (Fig. 2.2.21).

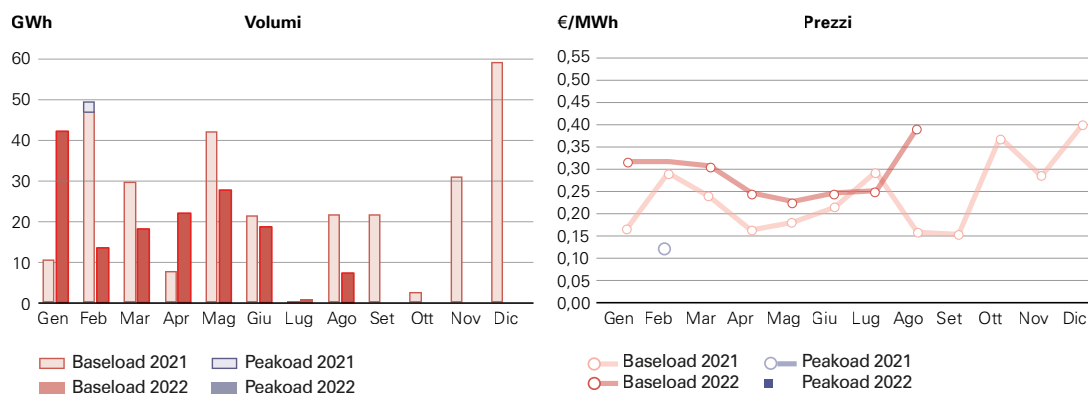
PCE. Le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro nel 2022 hanno invertito la tendenza che le ha caratterizzate dal 2015, salendo a 249,3 TWh (+4,9% dal livello molto basso del 2021), trainate esclusivamente da quelle derivanti da contratti bilaterali (+5,2%). Analoga dinamica si è rilevata per la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 150,7 TWh (+10,9%), mentre il turnover²⁹ si è portato a 1,65 (-0,09). Sono tornati ad aumentare i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 78,7 TWh (+13,8% sul 2021), e i relativi sbilanciamenti a programma, a 72,0 TWh (+6,6%), mentre lato prelievo i programmi si sono confermati in riduzione (106,8 TWh, -5,2%), con gli sbilanciamenti in crescita a 43,9 TWh (+82,3%) (Fig. 2.2.22, Tab. 2.2.6 e Fig. 2.2.23).

MTE. I volumi scambiati sul MTE si sono concentrati su 6 abbinamenti per un ammontare di 10 GWh, tutti relativi a prodotti mensili e trimestrali baseload, la gran parte dei quali concentrati a dicembre (4 abbinamenti per 7 GWh). Per quanto attiene alle quotazioni, in analogia a quanto rilevato sullo spot, il prezzo di controllo dei prodotti in negoziazione ha mostrato decisi rialzi fino ad agosto (quando sfiora 600 €/MWh) e un’attenuazione nell’ultimo trimestre, con il prodotto annuale baseload relativo al 2023 che chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 263,58 €/MWh (Tab. 2.2.7).

Fig. 2.2.21 Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

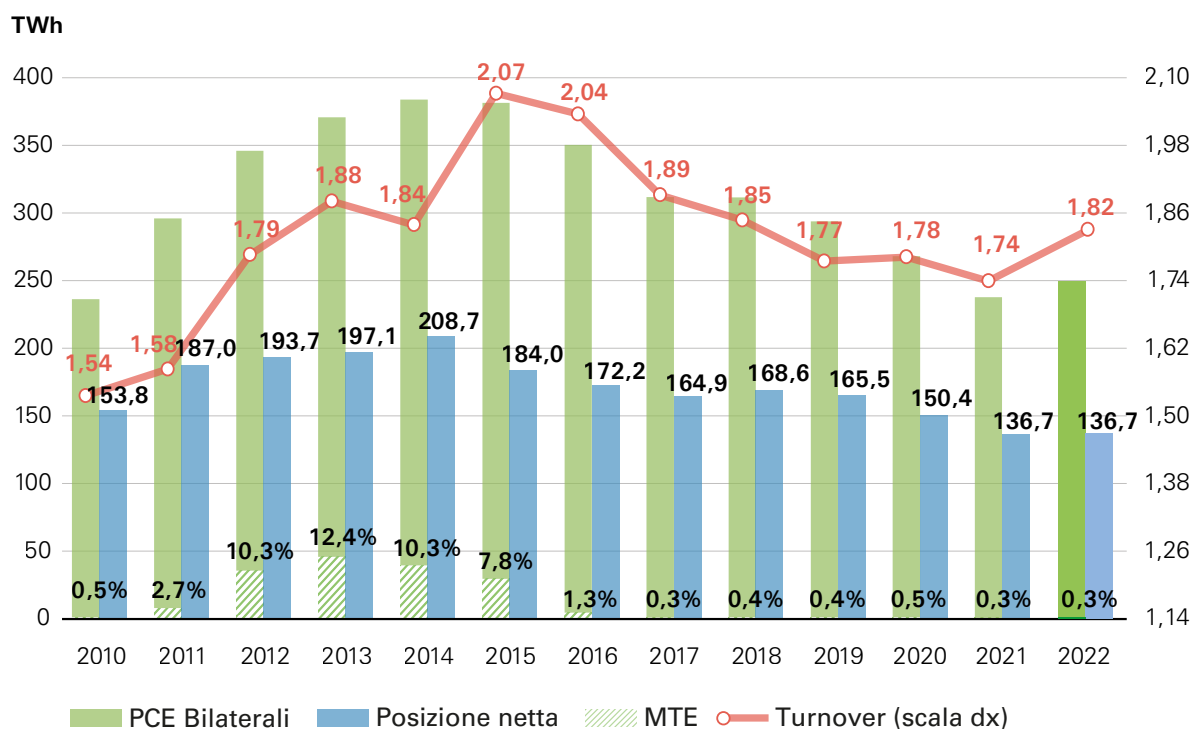
Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	101 (504)	56/365 (232/363)	0,28 (0,23)	0,20 (0,23)	1,00 (2,50)	149.784 (294.792)	2.675 (1.271)
Peakload	- (2)	0/260 (2/260)	- (0,11)	0,11 (0,00)	- (0,11)	- (3.000)	- (1.500)
Totale	101 (506)					149.784 (297.792)	

(i) Tra parentesi il valore dell’anno precedente



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

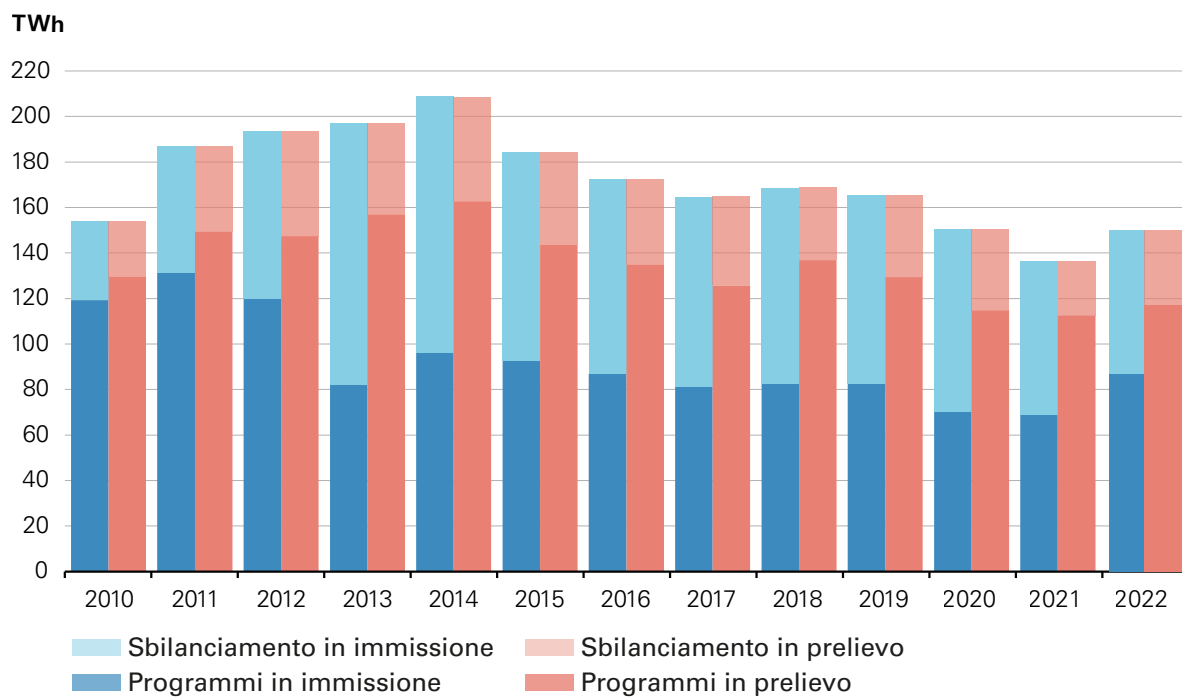
Fig. 2.2.22 Transazioni registrate, posizione netta e turnover



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	69.412.224	-0,6%	27,8%							
Off Peak	2.463.440	155,0%	1,0%							
Peak	2.437.986	124,8%	1,0%							
Week-end	28	-92,7%	0,0%							
Totale Standard	74.313.677	3,4%	29,8%							
Totale Non standard	174.806.880	6,0%	70,1%							
PCE bilaterali	249.120.557	5,2%	99,9%							
MTE	11.590	-98,2%	0,0%							
MPEG	149.784	-49,7%	0,1%							
CDE	-	-	0,0%							
Totale	249.281.931	4,9%	100,0%							
Posizione netta	150.673.927	10,3%								
				Richiesti	97.837.138	13,4%	100,0%	106.918.462	-5,3%	100,0%
				Registrati	78.665.387	13,8%	80,4%	106.755.151	-5,2%	99,8%
				Rifiutati	19.171.752	11,7%	19,6%	163.311	-47,2%	0,2%
				Sbilanciamento a programma	72.008.541	6,6%		43.918.777	82,3%	
				Saldo programmi	400.021	-		28.489.785	-34,4%	

Fig. 2.2.23 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	Δ% 2022/2021
Contratti (MW)													
Totale	8.228	12.697	6.096	4.550	1.004	411	518	391	596	213	19	10	-47%
Baseload	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	357	561	174	19	10	-47%
Peakload	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	34	35	39	0	0	-
Volumi (TWh)													
Totale	33,44	54,96	41,10	32,27	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	-55%
Baseload	29,75	52,27	36,72	32,21	5,01	1,00	1,33	1,16	1,60	0,73	0,02	0,01	-55%
Peakload	3,69	2,69	4,38	0,07	0,08	0,07	0,02	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	-
Numero Abbinamenti													
Totale	665	953	342	500	252	85	139	130	176	62	7	6	-14%
Baseload	478	884	136	488	239	73	123	119	165	52	7	6	-14%
Peakload	187	69	206	12	13	12	16	11	11	10	0	0	-
Numero abbinamento OTC													
Totale	2	25	33	14	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Baseload	2	23	33	14	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Peakload	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Quota volumi OTC													
Totale	5%	45%	81%	43%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baseload	6%	45%	90%	43%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peakload	1%	46%	0%	29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 2022 lo scenario economico mondiale, segnato ad inizio anno dall'avvio del conflitto tra Russia e Ucraina, ha risentito dell'incertezza derivante dall'instabilità politica e della difficoltà di approvvigionamento lungo le catene del valore, a cui si sono aggiunte un'inflazione eccezionalmente alta e un peggioramento delle condizioni finanziarie. La necessità di mantenere un orientamento restrittivo attraverso il raffreddamento della domanda, dopo l'impennata registrata nel 2021, sia per fronteggiare la minore offerta e più in generale per contenere l'inflazione, ha prodotto i suoi effetti anche in ambito gas, toccando l'intero scenario europeo. Inoltre, a causa dei rischi gravanti sulla sicurezza degli approvvigionamenti, il prezzo del gas naturale in Europa ha registrato nuovi massimi storici, spingendosi su livelli record ad agosto e ripiegando solo dopo il raggiungimento degli obiettivi di stoccaggio.

In Italia, la richiesta di gas naturale si è attestata sui livelli minimi dal 2016 (729 TWh), segnando un calo del 9,5% su base annua, con ribassi tendenziali più evidenti nell'ultimo trimestre, in ragione anche di condizioni climatiche particolarmente miti. Si sono ridotti i consumi nei tre settori di

distribuzione: dinamica più marcata per il civile e l'industriale e più moderata per il termoelettrico, che ha mostrato una crescita tendenziale fino ad agosto ed un'inversione di trend nell'ultima parte dell'anno. In aumento, invece, le esportazioni ed altri consumi (31 TWh, +2,7%), in corrispondenza di differenziali di prezzo agli hub europei ancora contenuti e molto volatili e di dinamiche più accentuate a marzo, ottobre e novembre, in questi ultimi due mesi favoriti anche dai suddetti bassi livelli di domanda.

Lato offerta, le importazioni di gas naturale sono tornate a ridursi su base annua, soprattutto per effetto del calo dei flussi tramite gasdotto (576 TWh, -12% e ai minimi degli ultimi anni), concentrato in particolare a Tarvisio, punto di ingresso collegato all'import dalla Russia (116,2 TWh, -182,4 TWh). In tale contesto, le importazioni sono state sostenute dai maggiori flussi registrati *i)* dall'Algeria a Mazara (249,0 TWh, +25,0 TWh), che conquista il primato di gasdotto più utilizzato in termini di approvvigionamento (quota pari al 34%); *ii)* dall'Azerbaijan a Melendugno, al secondo anno di piena operatività (107,7 TWh, +31,8 TWh); *iii)* dall'Europa settentrionale a Passo Gries (75,0 TWh, +53,0 TWh); *iv)* dall'impresso in rete dai tre terminali di rigassificazione che salgono al loro massimo storico (150 TWh, +47 TWh). L'intensificazione dell'attività di rigassificazione del GNL è stata resa possibile grazie all'incremento dei carichi su tutte le rotte di approvvigionamento, in particolare *i)* dagli Stati Uniti d'America, la cui quota sul totale GNL importato sale al 20% (87 TWh, +60 TWh, +10 p.p. in termini di quota); *ii)* dall'Europa settentrionale e dalla Spagna (29 TWh, +26 TWh); *iii)* dall'Asia, in particolare dal Qatar (216 TWh, +18 TWh), confermatosi prima fonte di approvvigionamento GNL.

Relativamente agli stoccaggi, la necessità di garantire un adeguato livello di scorte, anche in presenza di condizioni geopolitiche, economiche e commerciali poco favorevoli, ha indirizzato le Istituzioni ad intraprendere provvedimenti normativi volti ad incentivare l'attività di iniezione. Rientrano all'interno di tale contesto *i)* il DM del 1° aprile del 2022 per la disciplina della modalità di stoccaggio per il periodo contrattuale 2022–2023; *ii)* la deliberazione ARERA 165/2022/R/gas dell'8 aprile 2022, per l'introduzione di contratti per differenza e di un "premio di giacenza" di 5 €/MWh per la prenotazione di capacità e l'iniezione di gas negli stoccaggi, nonché per la definizione delle modalità di approvvigionamento da parte di Snam dei volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio; *iii)* il DM del 22 giugno e del 20 luglio 2022, nonché la deliberazione ARERA 274/2022/R/gas del 24 giugno 2022, per la definizione delle modalità di erogazione di un servizio di ultima istanza per il riempimento degli stoccaggi e l'individuazione dei soggetti istituzionali, Snam Rete Gas S.p.A. (nel seguito: Snam) e GSE S.p.A (nel seguito GSE), volti a garantirne l'esecuzione.

In virtù delle suddette misure, le iniezioni nei sistemi di stoccaggio e il saldo tra iniezioni e erogazioni, con queste ultime in calo nel contesto di minore domanda (96,8 TWh, -22,7 TWh), sono salite al massimo storico o su livelli prossimi ad esso (rispettivamente pari a 126 TWh, +22,4 TWh e 29,7 TWh, +45,1 TWh). Il livello di giacenza di gas in stoccaggio, pertanto, che si posizionava nei primi mesi dell'anno su valori minimi, si è riportato già a fine settembre su livelli elevati, raggiungendo nell'ultimo giorno dell'anno il massimo da oltre un decennio (159,5 TWh, +30,1 TWh), in virtù del notevole impegno di riempimento e di condizioni di bassa domanda (da Fig. 2.3.1 a Fig. 2.3.5).

I VOLUMI. Nel suddetto contesto, nel 2022, sul Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si sono osservati i seguenti importanti fenomeni *i)* l'aumento degli scambi nei mercati day-ahead, sia a negoziazione continua che ad asta, la cui quota sul totale a pronti è salita oltre il 72%, *ii)* la crescita dei volumi scambiati dagli operatori extra-Snam (107 TWh, +28 TWh), attinente principalmente alla contrattazione continua, *iii)* l'incremento dei volumi movimentati da Snam in qualità di TSO, indotto principalmente dai già citati interventi normativi e funzionale al servizio di ultima istanza effettuato nell'ambito dei mercati in asta.

Le contrattazioni nel MP-GAS, al quinto aumento consecutivo, hanno quindi aggiornato il massimo storico, portandosi a 175 TWh (+45 TWh, +35% sul 2021), con la quota sul totale consumato nel sistema gas al 24%, mai così alta dall'avvio delle negoziazioni (+8 p.p. sullo scorso anno), con un picco mensile del 42% a luglio (Fig. 2.3.6).

► **Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS).** I volumi scambiati sul MGP-GAS a negoziazione continua hanno consolidato il trend di crescita osservato negli scorsi anni, raggiungendo progressivamente il primato di primo mercato in termini di liquidità, con 75,6 TWh (+67% sul 2021 e massimo storico), a rappresentare il 43% del totale negoziato a pronti (+8 p.p. su base annua). Gli scambi sono risultati concentrati prevalentemente nella sessione G+1 (56 TWh, 74% del totale), in presenza anche di un crescente apprezzamento per il prodotto weekend, i cui volumi salgono a 18,6 TWh, con una quota sul totale scambiato stabile al 25%. Su base mensile la crescita dei volumi è apparsa diffusa e intensa, con picchi negli ultimi quattro mesi dell'anno, in particolare a dicembre quando gli scambi hanno segnato il loro record assoluto, superando gli 8 TWh. Relativamente al comparto AGS, mercato individuato dalle disposizioni regolatorie sopra citate quale ambito di approvvigionamento di Snam delle necessarie risorse di stoccaggio, il volume negoziato raggiunge il livello massimo storico di 51,1 TWh (+51%), pari al 29% del totale scambiato a pronti (+3 p.p.), di questi 37,7 TWh riconducibili ad acquisti del TSO (74% dei volumi).

► **Il Mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).** Gli scambi sul MI-GAS a negoziazione continua si confermano in calo su base annua, pur mantenendosi su livelli elevati e superiori a 40,5 TWh (-8%), pari al 23% del totale negoziato a pronti (era 34% nel 2021). La flessione, sostanzialmente diffusa nel corso dell'anno e interrotta a novembre e dicembre, quando gli scambi si sono riportati a ridosso del loro massimo storico (5,6 TWh), è da ricondurre principalmente ad una ulteriore contrazione delle movimentazioni del RdB (10,2 TWh, -2,9 TWh, -22%). Tale calo ha interessato esclusivamente gli acquisti del RdB (3,5 TWh, -62% e minimo dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento), a fronte di vendite in crescita a 6,7 TWh (+79% dai livelli bassi del 2021). Meno intensa la riduzione degli scambi tra operatori diversi dal RdB che, per la prima volta dal 2016, sono scesi su base annua, a 30,3 TWh (-0,7 TWh, -2% sullo scorso anno), rappresentando il 75% del totale scambiato nel comparto (+5 p.p. sul 2021).

Relativamente al comparto AGS, il segmento intraday si è confermato meno liquido, sebbene in aumento su base annua, con volumi pari a 2,6 TWh (erano 1,6 TWh nel 2021), di cui il 66% relativo ad acquisti del TSO.

► **Il Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS).** Le quantità scambiate sul MGS, unicamente per l'impresa Stogit, si sono confermate su livelli molto bassi, pari a 5,1 TWh (+1% dal minimo storico del 2021), con una quota sul totale scambiato al 3% (era il 4% lo scorso anno). In crescita i volumi trattati da Snam per la finalità di Bilanciamento, sia lato acquisto (0,8 TWh, +65%) che lato vendita (3,1 TWh, +78%), mentre sono arretrate le negoziazioni tra operatori terzi (1,2 TWh, -58%).

► **Il Mercato dei Prodotti Locational (MPL).** Anche nel 2022 non è stata attivata alcuna sessione da parte di Snam.

I PREZZI. Nel contesto politico-economico connotato dal taglio delle importazioni russe, dalla ricerca di nuove vie di approvvigionamento, sia tramite pipeline che GNL, dalla corsa al riempimento degli stoccaggi, le quotazioni del gas naturale hanno mostrato su tutte le piazze di scambio decise spinte rialziste, raggiungendo in Asia e Europa livelli massimi storici ed una elevata volatilità.

I prezzi sui mercati a pronti del gas gestiti dal GME, seguendo di riflesso le dinamiche dei principali riferimenti nazionali e internazionali e confermandosi strettamente allineati alle quotazioni al PSV (125,4 €/MWh, cfr. Sez 2.1), sono salite ovunque ai massimi storici, compresi tra 122,6-124,9 €/MWh, con l'unica eccezione del comparto intraday AGS, a 134 €/MWh. Ad eccezione sempre di quest'ultimo segmento, l'allineamento tra le quotazioni rilevate nei mercati viene confermata anche su base mensile, con i prezzi di MGS lievemente più bassi nei primi mesi dell'anno (quando iniziava ad intensificarsi la crescita delle quotazioni title) e più alti ad ottobre e novembre (quando, per contro, si avviava il trend discendente dei prezzi), in ragione della minore reattività a spikes puntuali propria della sua natura di mercato di stoccaggio.

Per quanto riguarda il System Average Price (SAP)³⁰, nel 2022 tale riferimento è salito a 123,4 €/MWh, determinato per il 65% dalla contrattazione day-ahead, peso che ha guadagnato circa 26 p.p. negli ultimi due anni e 53 p.p. rispetto al 2017, primo anno di piena operatività dell'attuale sistema di bilanciamento. Il SAP si è confermato strettamente correlato al PSV, sebbene il loro differenziale³¹, ancora esiguo, sia risultato in crescita rispetto agli anni precedenti (SAP-PSV: 1,04 €/MWh, +0,5 €/MWh). Tale dinamica appare il riflesso dell'ampia volatilità registrata dalle quotazioni gas, essendo, per costruzione, il SAP ottenuto a partire da transazioni effettuate in giorni diversi: su base mensile, infatti, il delta tra i due indici, mai superiore a 1 €/MWh nel passato, ha evidenziato oscillazioni significative, arrivando a sfiorare i 10 €/MWh a dicembre. Lievemente inferiore al PSV anche l'indice di volatilità del SAP (10,6% del PSV vs. 8,2% del SAP), per effetto di una dinamica che trae origine dal maggior peso assunto dal MGP-GAS nella determinazione del suo valore: la volatilità del prezzo MGP-GAS si è confermata, infatti, sostanzialmente inferiore a quella registrata su tutti gli altri mercati a pronti (9,4%, +4 p.p.) e connotata dal minore incremento tendenziale. Il MI-GAS, invece, è rimasto il comparto maggiormente volatile (13,5%, +7 p.p.), strutturalmente impattato dagli effetti derivanti dagli interventi del RdB. Su base mensile gli indici di volatilità hanno evidenziato valori più alti nei mesi di marzo, all'avvio del conflitto Russia-Ucraina, e nel bimestre ottobre-novembre, quando il mercato ha iniziato a recepire i primi segnali ribassisti (15-50%). Per la quotazione MGS, il picco infra-annuale dell'indicatore di volatilità si è registrato, invece, a febbraio (30%), mantenendo nei mesi successivi un profilo analogo a quello degli altri mercati (Fig. 2.3.7 e Fig. 2.3.8).

L'OPERATIVITÀ DI SNAM IN QUALITÀ DI RdB. Nel 2022 i volumi movimentati da Snam nell'esercizio della funzione di RdB sono risultati complessivamente in lieve calo e concentrati nel solo MI-GAS (10,2 TWh, -2,9 TWh). Tale flessione ha interessato i soli acquisti, essendo risultata la presenza del RdB in vendita significativamente più attiva, anche rispetto agli anni precedenti (6,7 TWh, mai così elevati dal 2017 e rappresentativi del 65% del totale scambiato da RdB).

L'analisi di dettaglio delle movimentazioni ha mostrato un maggior intervento di Snam in situazioni di sistema lungo (266 contro 140 abbinamenti), dinamica favorita anche dalla maggior frequenza con cui il sistema è risultato sbilanciato positivamente, in controtendenza rispetto agli ultimi anni (4.587 pubblicazioni/ore con sistema lungo contro 3.590 pubblicazioni/ore con sistema corto). Nel dettaglio, in condizioni di sbilanciamento residuale positivo le vendite di Snam, in media pari a 25.105 MWh, sono ammontate complessivamente a 6,5 TWh (il 65% del totale movimentato) e realizzate prevalentemente in corrispondenza di uno sbilanciamento di sistema compreso nelle classi [31.400-60.000 MWh] per 1,8 TWh e [60.000-100.000 MWh] per

³⁰ 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.

³¹ Il differenziale medio è calcolato considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV.

2,7 TWh. In condizioni di sbilanciamento residuale negativo, invece, gli acquisti di Snam sono risultati mediamente pari a 26.630 (3,4 TWh in termini assoluti e 34% del totale) e concentrati nelle classi di sbilanciamento medio-alte: [60.000-100.000 MWh] per 1,6 TWh e [100.000-200.000 MWh] per 1,2 TWh. Residuali, infine, i volumi scambiati dal RdB non coerentemente con il segno dello sbilanciamento, circostanza verificatasi in condizioni sia di sistema corto che lungo (rispettivamente in 11 e 6 casi, per complessivi 0,3 TWh) (Tab. 2.3.1).

LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO. Nel 2022 si è confermata una maggior concorrenza sui mercati title a negoziazione continua, soprattutto in acquisto, evidenziata dal calo della quota di mercato detenuta dai primi operatori (CR5) sia sul MGP-GAS che sul MI-GAS in negoziazione continua (30%/37%; -5/-18 p.p.) (Fig. 2.3.9).

2.3.2 Altri mercati del gas

MT-GAS. Nel 2022 non si sono rilevati scambi sul mercato a termine MT-Gas.

P-GAS. Nel comparto Aliquote sono stati contrattati 2,0 TWh, di cui 1,3 TWh in consegna nel periodo ottobre-dicembre 2022, ad un prezzo medio di 147,35 €/MWh. Nessuno scambio, invece, nel comparto Import.

PAR. Nella Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione, i maggiori afflussi di GNL hanno favorito un incremento dei conferimenti sui due comparti dedicati a GNL Italia e OLT Offshore LNG Toscana. Complessivamente sono stati assegnati 178 slot (erano 11 nel 2021), che ammontano a 17,9 milioni di m3 liquefatti (contro 1,2 milioni di m3 liquefatti dello scorso anno), ad un prezzo medio di 16,7 €/m3 liquefatti.

Fig. 2.3.1 Andamento dei consumi di gas naturale

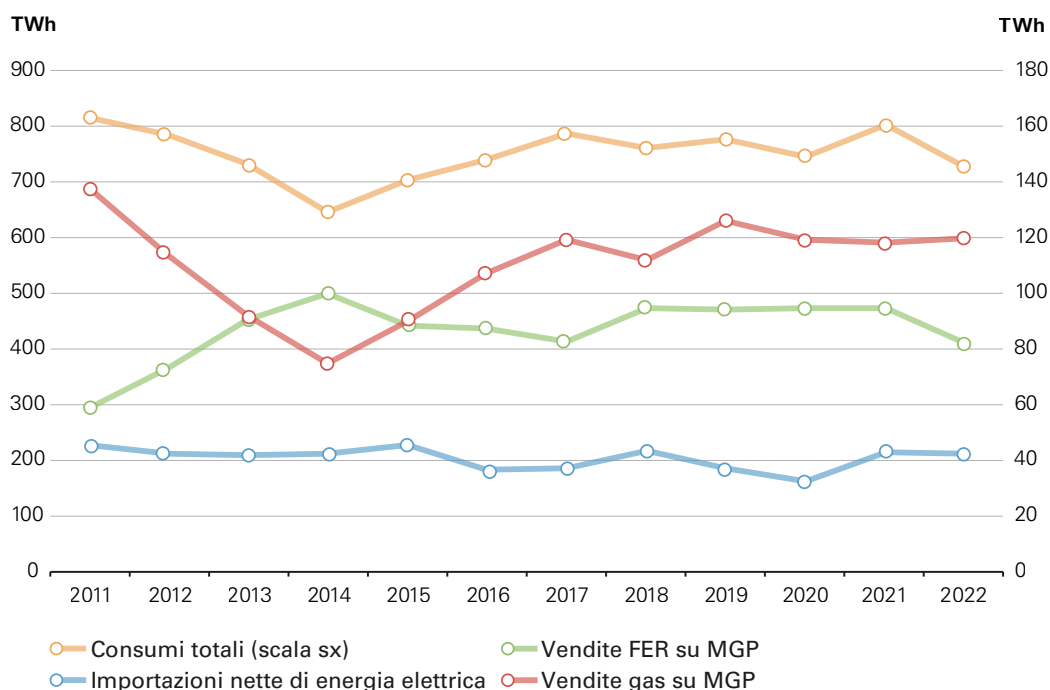


Fig. 2.3.2 Domanda di gas naturale in Italia

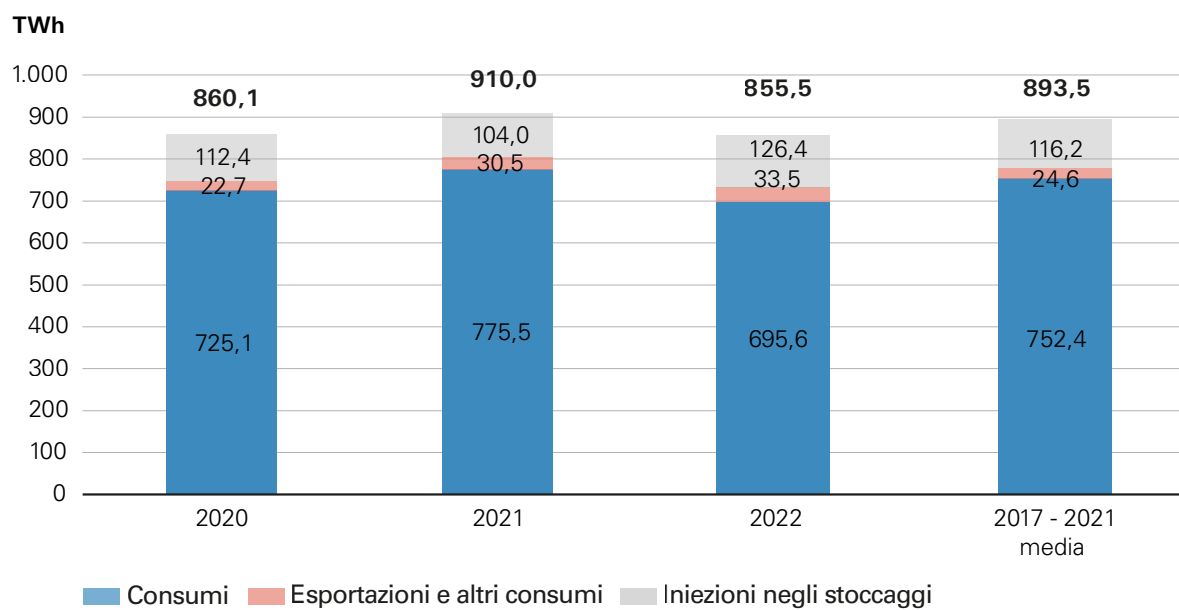


Fig. 2.3.3 Andamento mensile della domanda di gas naturale in Italia

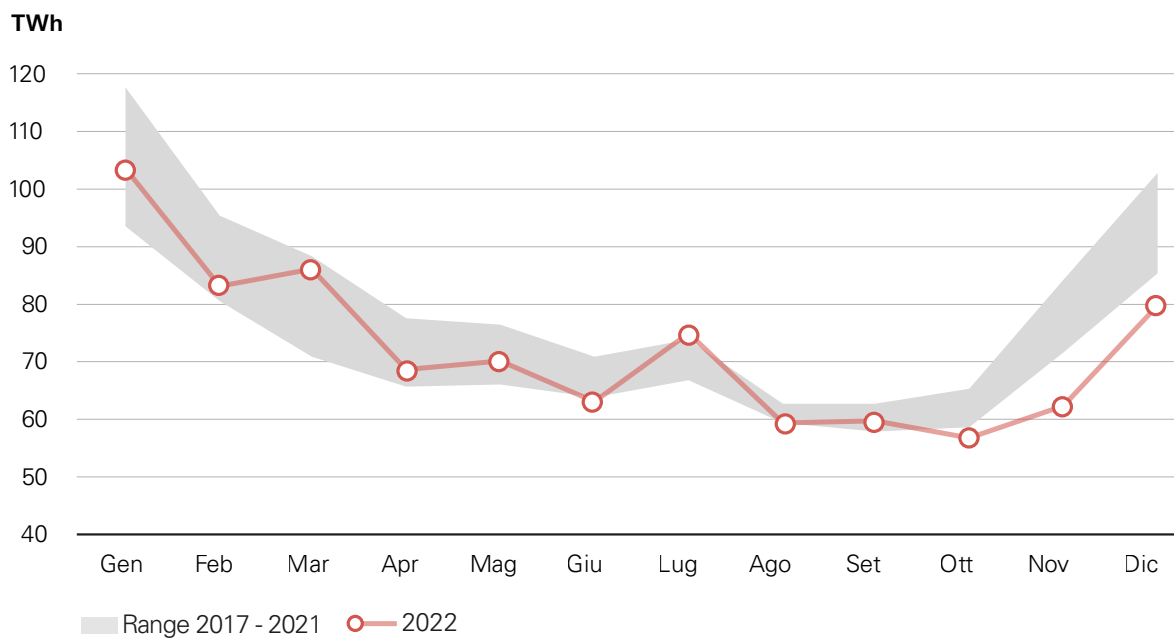


Fig. 2.3.4 Andamento delle importazioni di gas

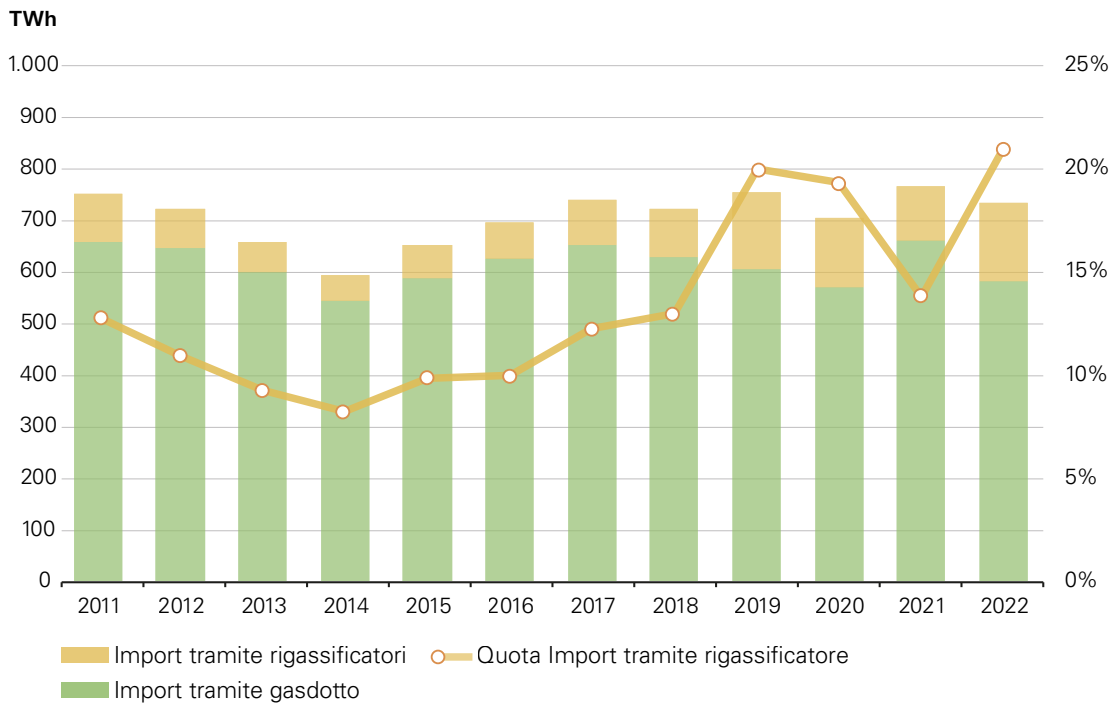


Fig. 2.3.5 Livello della giacenza in stoccaggio a fine anno

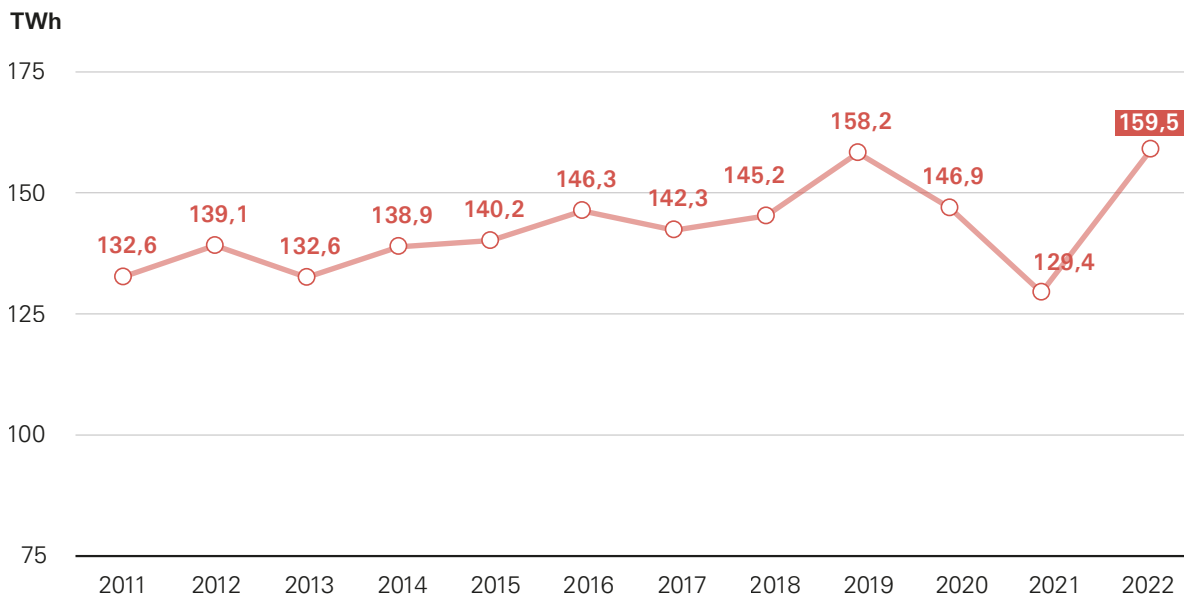


Fig. 2.3.6 Andamento degli scambi

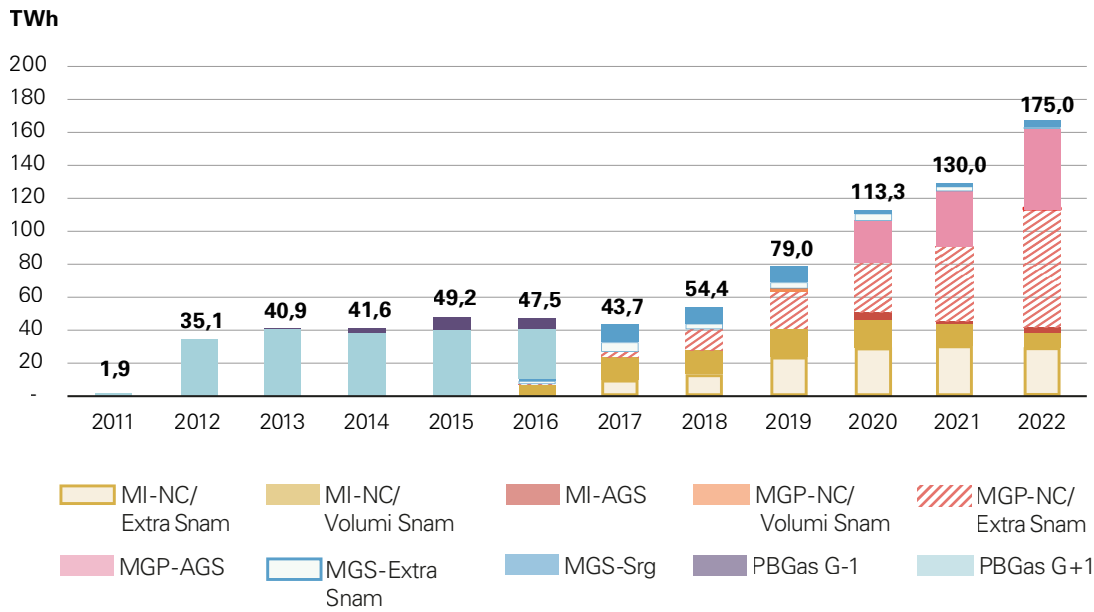
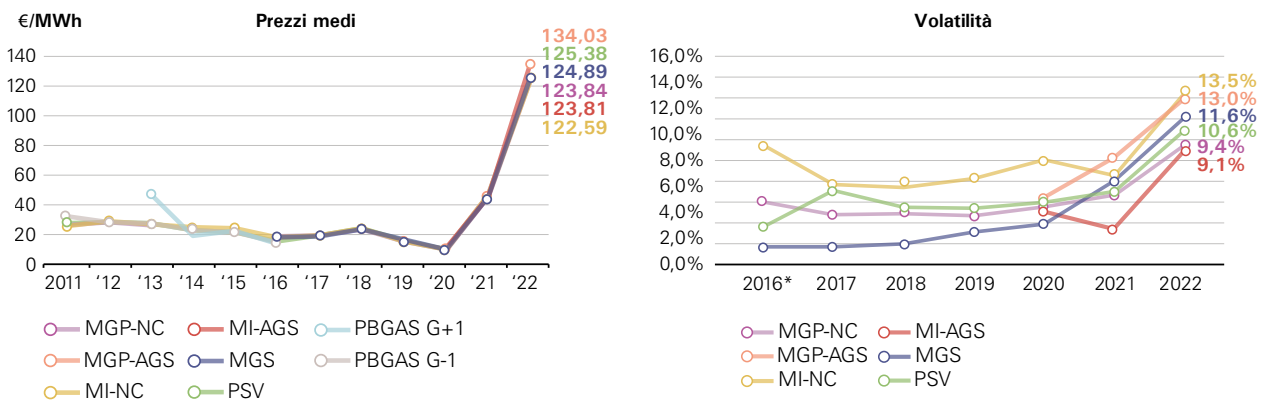


Fig. 2.3.7 Prezzi medi e volatilità MPGAS



* Periodo ottobre-dicembre

Nota: La volatilità è calcolata considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV

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

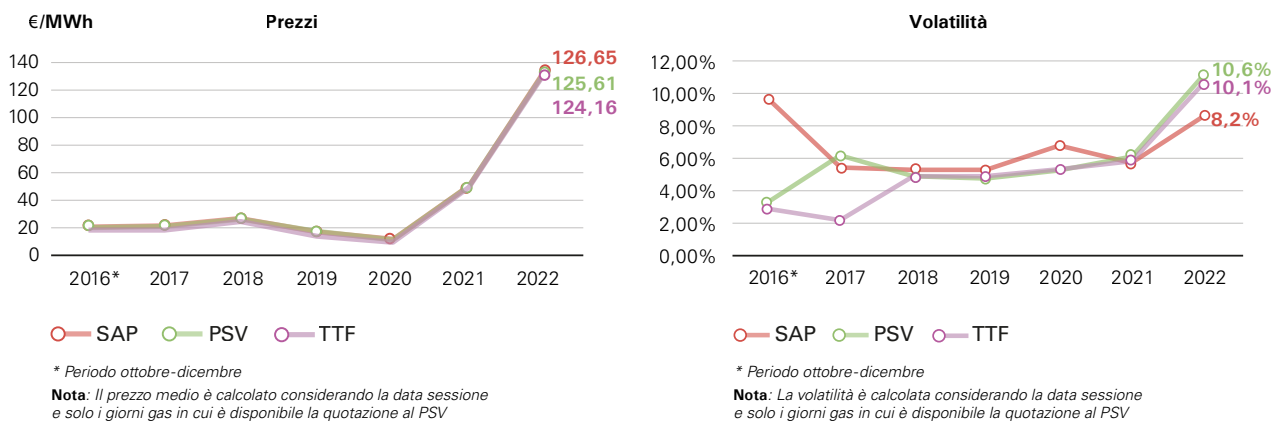
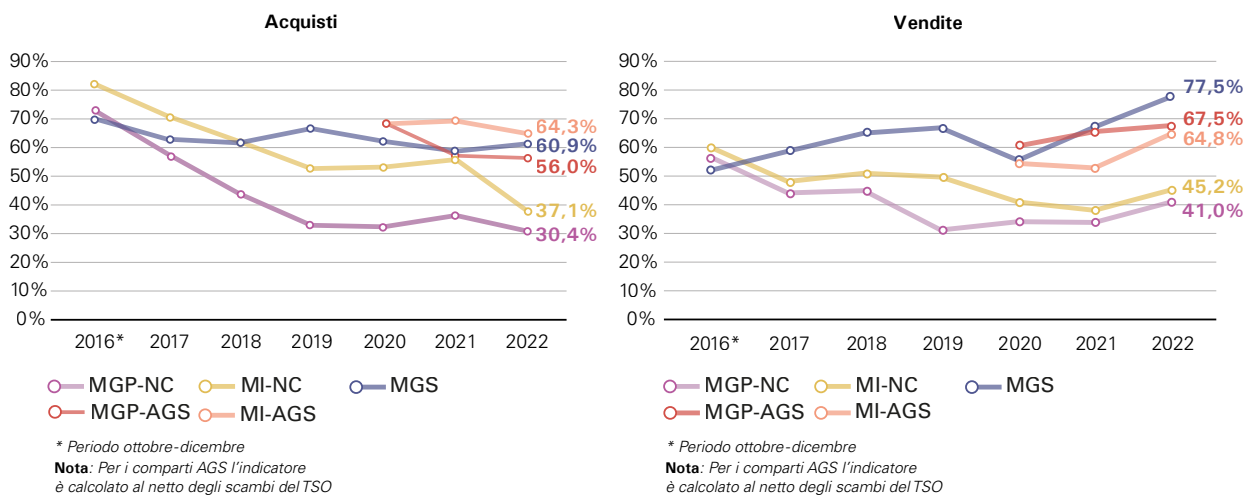


Fig. 2.3.9 Quote di mercato



Tab. 2.3.1 Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2022

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]	7.063	772	24.240	1155%	2	9.688	163%	3
(15.000-31.400]	23.218	742	19.920	97%	5	8.816	40%	3
(31.400-60.000]	43.907	1.009	19.347	40%	23	20.362	45%	5
(60.000-100.000]	75.664	676	27.153	35%	59			
(100.000-200.000]	133.301	347	31.534	23%	38			
>200.000	237.918	44	20.952	10%	2			
Totale	48.706	3.590	26.630	30%	129	14.302	51%	11

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]	7.374	749	29.364	284%	2	16.949	191%	5
(15.000-31.400]	23.096	932				14.376	65%	12
(31.400-60.000]	44.204	1.379	14.448	30%	3	22.454	49%	80
(60.000-100.000]	76.060	929	3.144	4%	1	25.699	34%	105
(100.000-200.000]	137.349	504				28.635	21%	49
>200.000	247.910	94				41.355	17%	9
Totale	54.762	4.587	17.536	42%	6	25.105	31%	260

2.4 I MERCATI AMBIENTALI

2.4.1 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

IL CONTESTO. Lo scenario geopolitico e del mercato dell'energia ha spinto ad una accelerazione della transizione verso l'energia pulita e all'aumento dell'indipendenza energetica dell'Europa da combustibili fossili, altamente volatili, e da fornitori poco affidabili. 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, ha fissato al 2030 un incremento del 20% degli obiettivi comunitari per le fonti rinnovabili.

Nell'ambito del meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica, il Piano prevede, inter alia, un'azione di aggiornamento e potenziamento nell'ottica di semplificazione e ottimizzazione dell'intero processo di riconoscimento del risparmio energetico: riduzione dei tempi di approvazione, emissione e offerta dei titoli sul mercato.

Nell'attuale quadro normativo italiano – definito dal DM dell'11 gennaio 2017, come modificato dal DM del 21 maggio 2021, e dalla deliberazione ARERA 547/2021/R/EFR, che hanno ridotto gli obblighi e introdotto alcuni contributi addizionali – è stato favorito un riequilibrio tra la domanda di titoli necessari all'adempimento dell'obbligo e l'offerta disponibile e, con esso, un allentamento delle tensioni sui prezzi. Le stime pubblicate dal GSE³² per l'anno d'obbligo 2022 mostrano, a oggi, una disponibilità di titoli in lieve crescita sul 2021, comunque sufficienti a garantire la copertura degli obblighi in scadenza (Tab. 2.4.1, Fig. 2.4.1).

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Sebbene la stima delle emissioni nell'anno d'obbligo 2022 sia superiore ai livelli dello scorso anno (1,8 milioni tep), la capacità di emissione di titoli di efficienza energetica rimane molto lontana da quella del 2019 e ancora di più dal 2016 (rispettivamente 5,1 milioni tep e 7,5 milioni di tep). Tale carenza di titoli si è riflessa direttamente sull'andamento degli scambi complessivi che nel 2022, al quinto ribasso consecutivo, sono scesi ai minimi dal 2010 (2,7 milioni di tep, -0,6 milioni di tep).

La flessione è risultata più intensa sulla piattaforma bilaterale, dove le contrattazioni si sono collocate sui livelli più bassi dal 2009 (0,97 milioni di tep, -0,4 milioni di tep), e più contenuta sul mercato organizzato (MTEE), dove gli scambi ammontano a 1,75 milioni di tep (-0,2 milioni di tep e minimo dal 2012). In virtù delle suddette dinamiche, la liquidità del mercato sale al 64% (+5 p.p. su base annua e massimo storico), a conferma di una maggiore propensione degli operatori ad approvvigionarsi sul mercato, in presenza anche di quotazioni poco volatili. L'analisi infra-annuale dei volumi ha mostrato una concentrazione degli scambi complessivi in prossimità della scadenza annuale degli obblighi e in corrispondenza di un'elevata quantità di titoli emessi, con una quota sul totale annuale del 24% nel mese di maggio e intorno all'11% a luglio e novembre. Tale tendenza è risultata più accentuata nell'ambito delle negoziazioni effettuate sulla piattaforma bilaterale, mentre più omogeneo è apparso il profilo mensile degli scambi sul mercato (Fig. 2.4.2).

I PREZZI. Nel contesto di sostanziale stabilità dei prezzi definito dagli interventi normativi e regolatori sopra menzionati, anche nel 2022 le variazioni su di essi osservate sono risultate piuttosto limitate. In particolare, il prezzo medio sul MTEE è sceso ai minimi dal 2017, pari a 257,85 €/tep, in flessione del 4% su base annua (-10 €/tep), dinamica diffusa in tutto il 2022, ma più intensa nei mesi di febbraio e marzo (-6/-10% dai livelli molto elevati raggiunti nel 2021, registrati in un contesto di incertezza derivante dal gap domanda e offerta di titoli). In un'analisi infra-annuale le quotazioni

³² GSE, Rapporto annuale Certificati Bianchi 2022, pag. 45.

hanno evidenziato una sostanziale stabilità sui 260 €/tep nei primi cinque mesi dell'anno, con un massimo a maggio a 261 €/tep, e un lieve ma progressivo trend decrescente nei mesi successivi, posizionandosi nell'intorno dei 256 €/tep, con un minimo a dicembre a 253 €/tep.

In calo anche il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (242 €/tep, -11 €/tep), che ha ampliato lo spread annuo con il corrispondente livello di mercato a 26 €/tep, con un picco di 118 €/tep nel mese di marzo, quando la quotazione bilaterale è scesa ai minimi dal 2017, a 142 €/tep, in corrispondenza di volumi mensili su livelli tra i più bassi di sempre (8,2 mila tep) e una quota del 54% di contrattazioni registrate a 0 €/tep. Il differenziale annuo tra il riferimento di mercato e quello bilaterale si assottiglia a soli 3 €/tep considerando le sole transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative di una quota pari al 91% del totale registrato sulla piattaforma, tra le più alte di sempre. In termini di volatilità, alla luce anche di quanto sopra esposto, l'indice si è confermato molto basso, sotto l'1%, sul MTEE, e più elevato e pari al 22% 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 ESCo³³; pertanto gli indicatori di concorrenzialità del mercato risultano fisiologicamente più alti in acquisto e più bassi in vendita. Nel 2022, in corrispondenza della consistente contrazione degli scambi e di una ridotta attività di trading, si è osservato un peggioramento dei tassi di concorrenzialità in acquisto e una loro sostanziale stabilità in vendita a ridosso dei livelli più bassi dal 2010 (CR3: 12%, CR10: 30%) (Fig. 2.4.6).

2.4.2 Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. La recente legislazione europea in materia di promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili ha esteso l'utilizzo delle garanzie di origine 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. In attesa dell'introduzione delle nuove disposizioni (si veda Sez. 1), il meccanismo delle Garanzie d'Origine (GO) in ambito elettrico ha consolidato i segnali di crescita già osservati negli anni precedenti, con un ammontare complessivo di movimentazioni di titoli sui livelli tra i più alti di sempre (94 TWh comprensivi degli scambi infragruppo, +1% sul 2021), in un contesto di sistema caratterizzato soprattutto da una significativa riduzione di energia rinnovabile (-13%)³⁴.

L'aumento dei volumi si è concentrato esclusivamente sulla Piattaforma Bilaterali delle Garanzie d'Origine (PBGO) che, confermandosi come prevalente forma di negoziazione, ha rafforzato il trend pluriennale rialzista, segnando un nuovo record a 69,2 TWh (+2,1 TWh), pari al 79% del totale negoziato (al netto degli scambi infragruppo). In diminuzione, invece, le contrattazioni sia sul Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), dove i volumi sono scesi ai minimi degli ultimi cinque anni (1,0 TWh, -0,2 TWh), sia sulle aste del GSE, le cui assegnazioni sono calate a 17,7 TWh (-2,5 TWh e minimo dal 2016), pari al 20% del totale contrattato. Nel 2022 la struttura degli scambi per anno di produzione³⁵ ha mostrato una quota predominante di

³³ 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.

³⁴ TERNA, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico - Dicembre 2022.

³⁵ Per anno di produzione si intende quello che va da aprile al marzo dell'anno successivo. Per l'anno di produzione 2022 i dati sono calcolati fino al 31 dicembre 2022.

volumi scambiati relativi all'anno di produzione precedente, concentrati nel trimestre gennaio – marzo, tendenza trainata dalla PBGO (76% delle registrazioni).

La composizione degli scambi per tipologia di fonte rinnovabile per i titoli riferiti all'anno di produzione 2022 ha evidenziato sulla PBGO una maggiore liquidità per i titoli riferiti alla produzione idroelettrica (37%), seguiti da quella eolica (32%), mentre sul MGO prevalente è apparsa la quota della tipologia Altro (36%), sebbene in aumento risulti il peso delle categorie Eolico e Solare, che si riallineano a quella Idroelettrico (tutte nell'intorno del 20%). Infine, nelle aste di assegnazione del GSE si è registrato un incremento della quota della tipologia Solare (50%), a svantaggio principalmente dell'Idroelettrico (Fig. 2.4.7, Fig. 2.4.8, Fig. 2.4.11).

I PREZZI. I prezzi osservati sulle tre modalità di scambio hanno mostrato tutte un rialzo tendenziale, più intenso sul MGO e sulle aste del GSE, dove raggiungono livelli mai osservati dall'avvio del meccanismo, rispettivamente pari a 2,21 €/MWh e a 3,83 €/MWh (+1,87 €/MWh, +3,19 €/MWh), significativamente superiori anche alla quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale. Quest'ultima è salita lievemente a 0,64 €/MWh (+0,13 €/MWh), allargando il differenziale con le altre piattaforme, come mai osservato in passato, dinamica confermata anche se si considerano le sole transazioni registrate a prezzi strettamente positivi (0,67 €/MWh). L'analisi mensile dei prezzi sul MGO ha evidenziato quotazioni medie crescenti fino al mese di novembre, quando raggiungono il livello più alto di sempre (9,32 €/MWh), e una repentina inversione a dicembre. Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate per anno di produzione, i prezzi più alti sulla PBGO hanno riguardato la tipologia Altro (2,36 €/MWh), mentre la categoria Solare è risultata la più costosa sul MGO e sulle aste GSE, dove è stata scambiata mediamente a prezzi pari rispettivamente a 5,09 €/MWh e 4,84 €/MWh (Fig. 2.4.9, Fig. 2.4.10).

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	69,60 (*)	-4,66	0,59 (*)	2,47 (*)

(*) Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2022.

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

Fig. 2.4.1 Titoli disponibili e obblighi

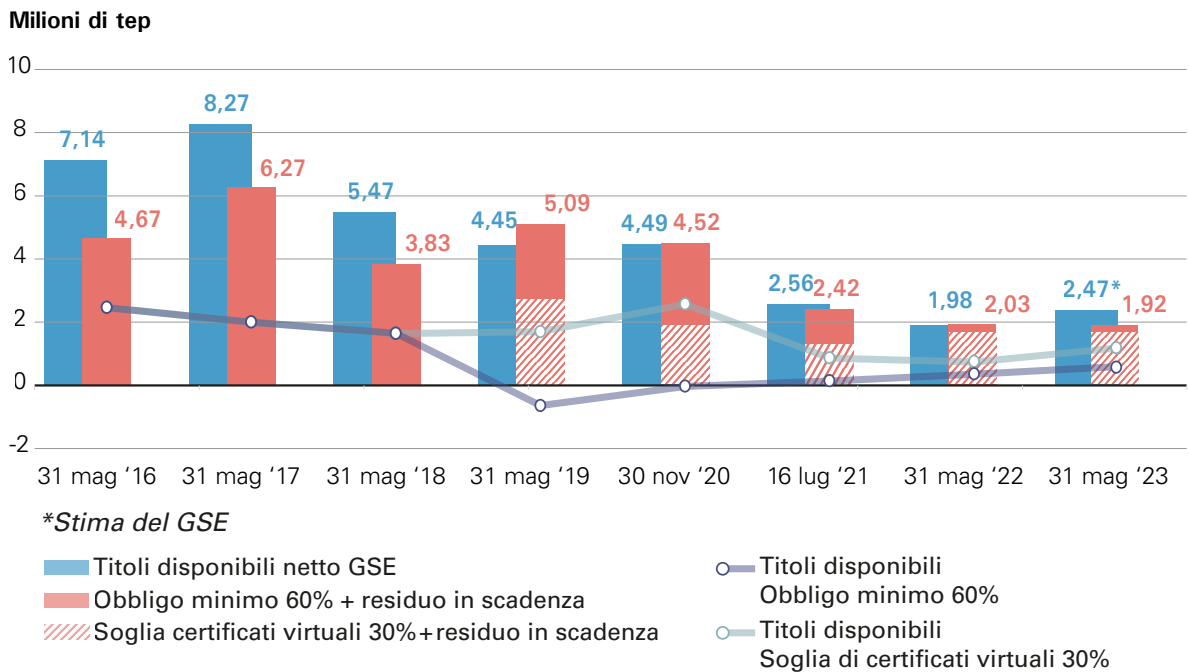


Fig. 2.4.2 Volumi scambiati TEE

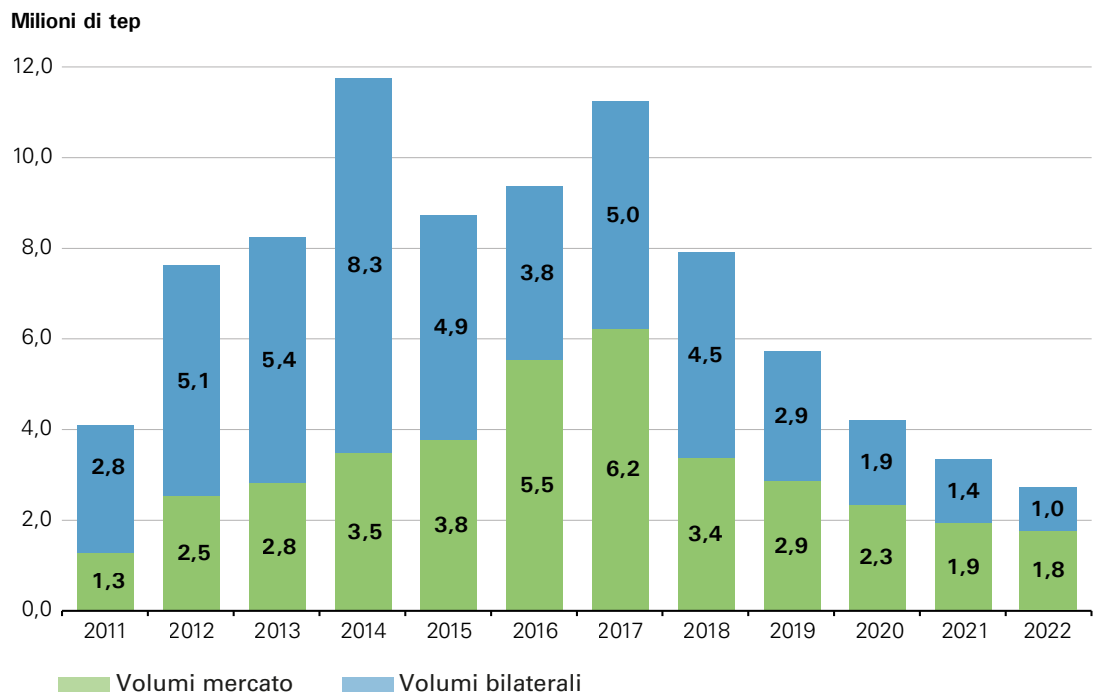


Fig. 2.4.3 Prezzi TEE. Media annua

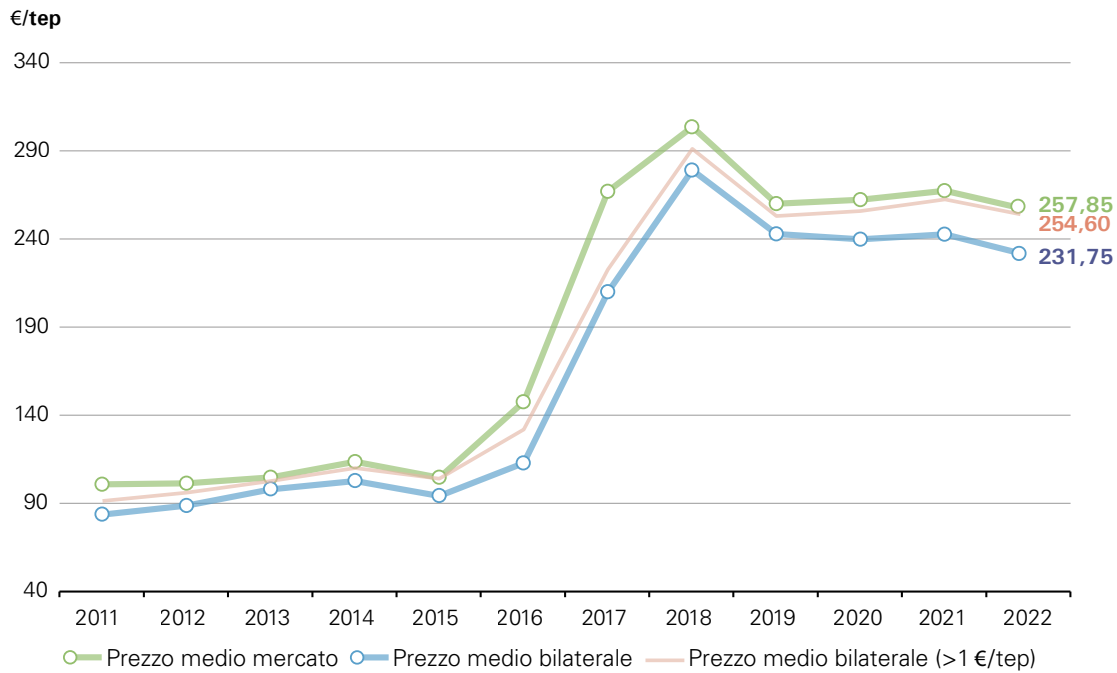


Fig. 2.4.4 Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2022

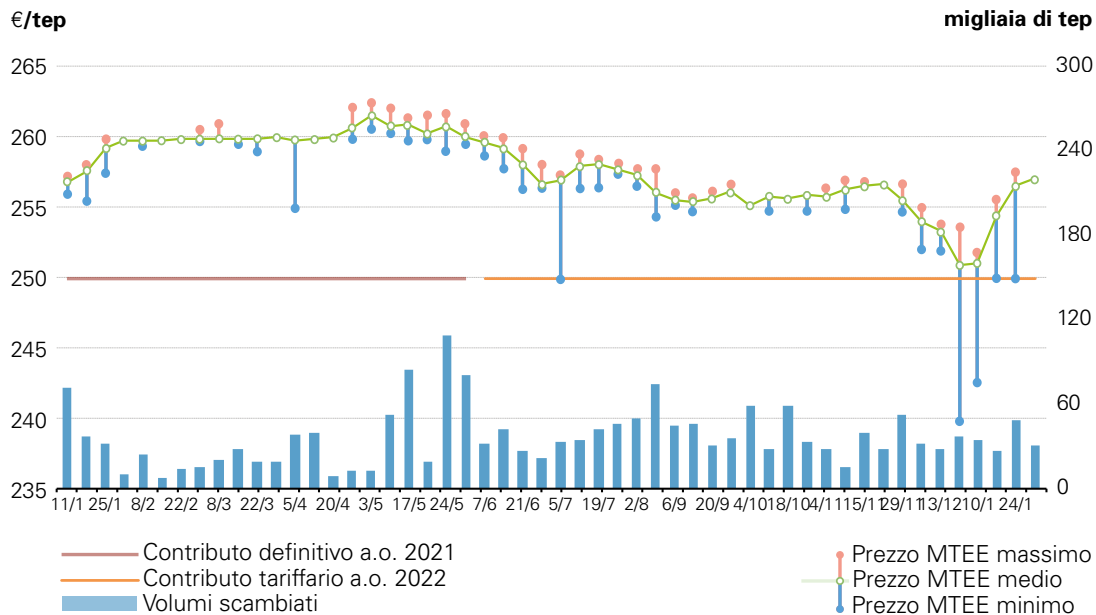


Fig. 2.4.5 Volatilità dei prezzi TEE

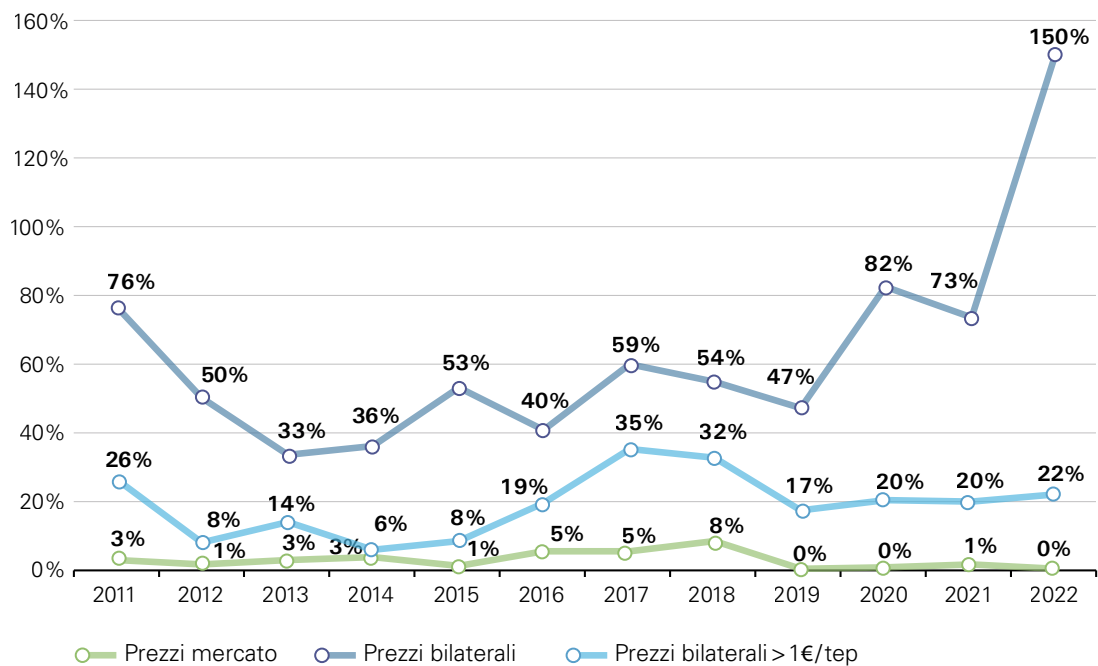


Fig. 2.4.6 Concentrazione del mercato

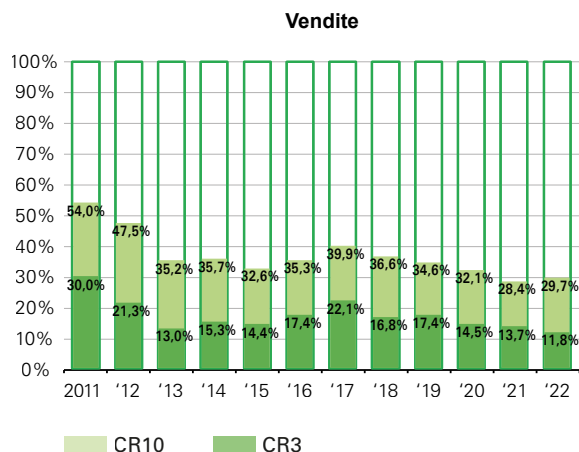
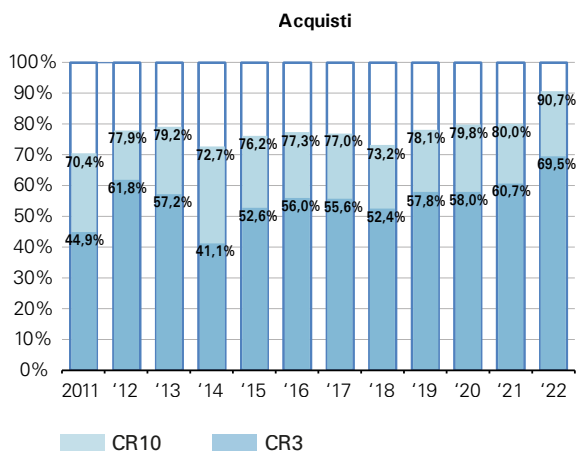


Fig. 2.4.7 Volumi scambiati GO

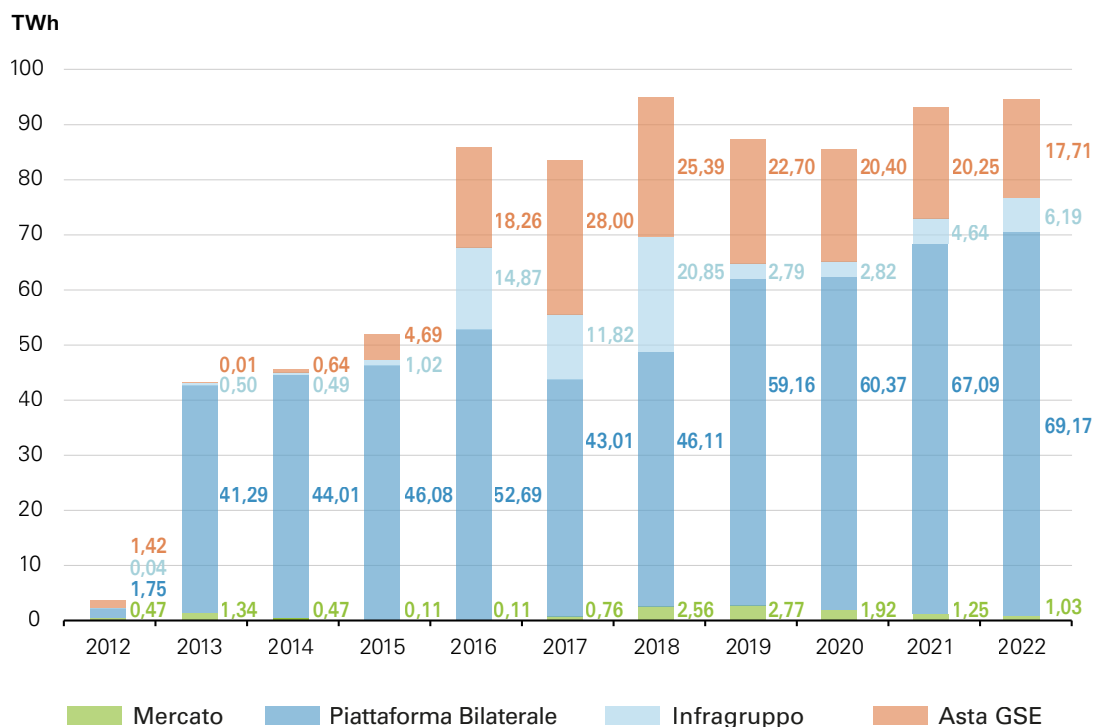


Fig. 2.4.8 Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

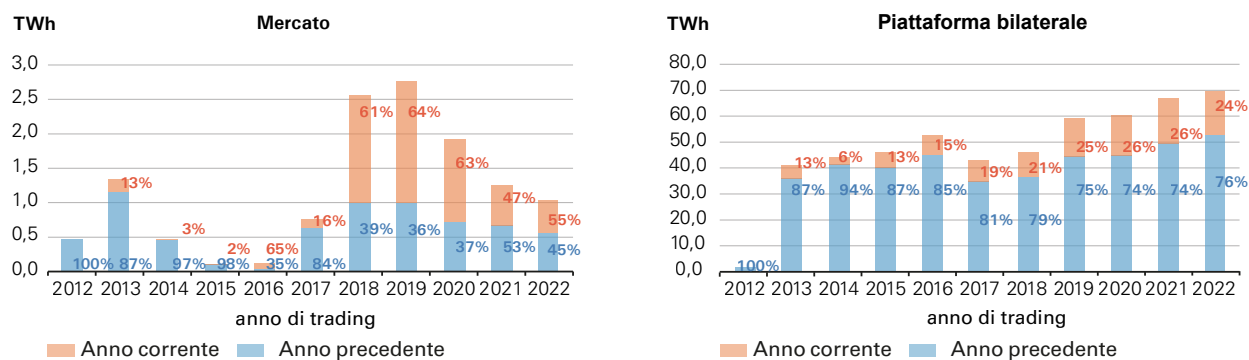


Fig. 2.4.9 Prezzi GO. Media annua

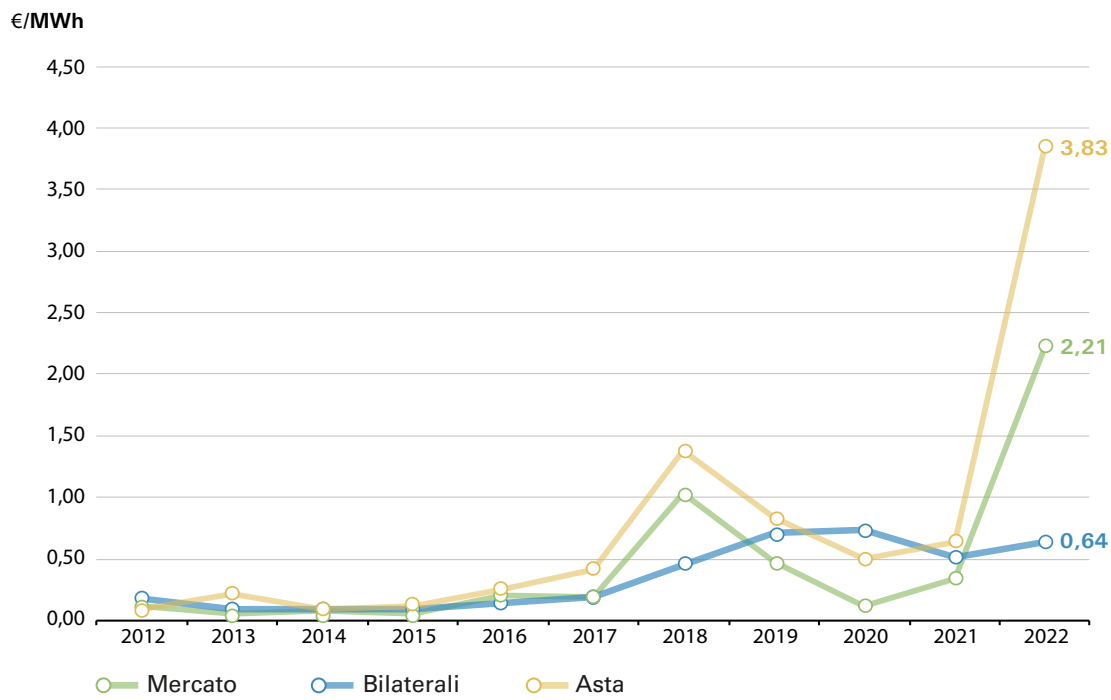
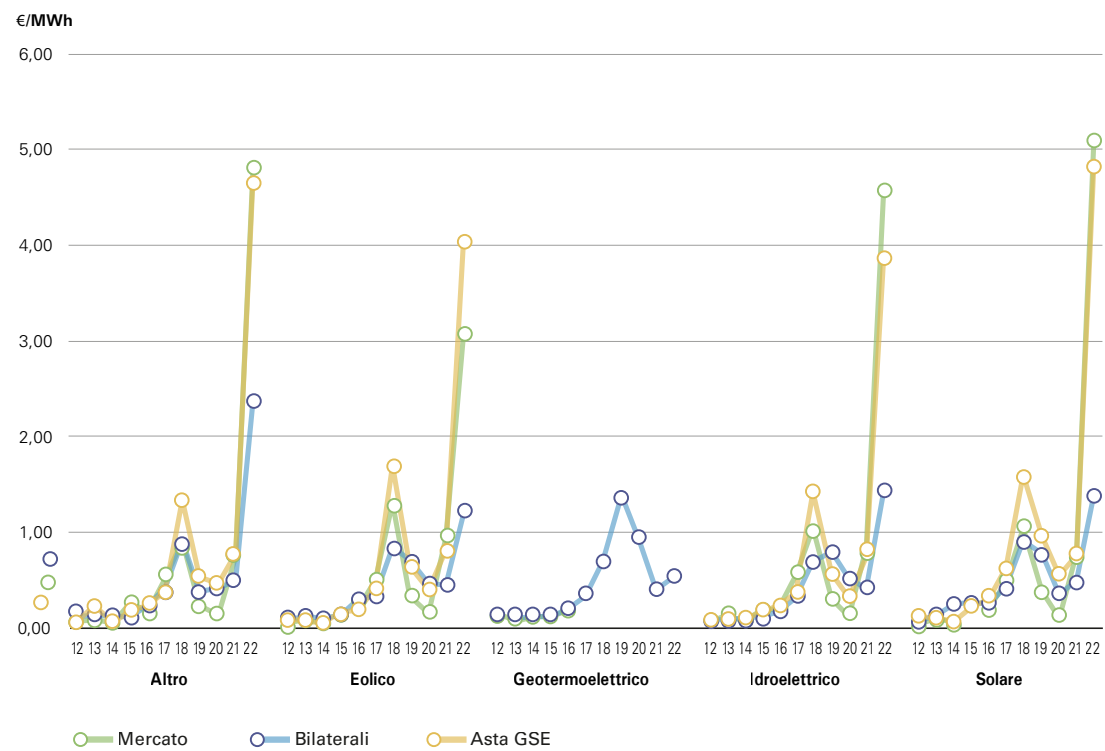
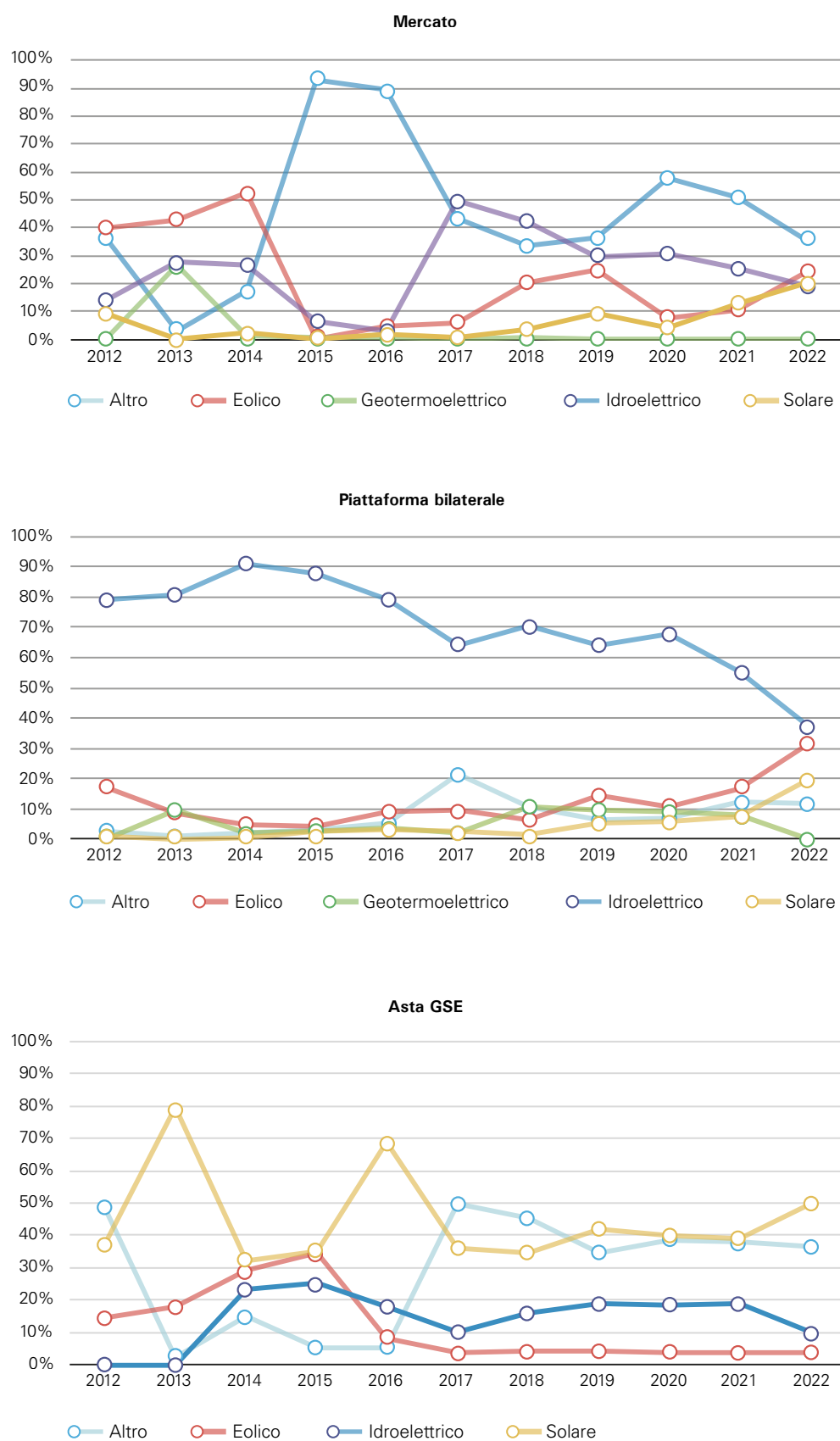


Fig. 2.4.10 Prezzi GO per tipologia e anno di produzione³⁶



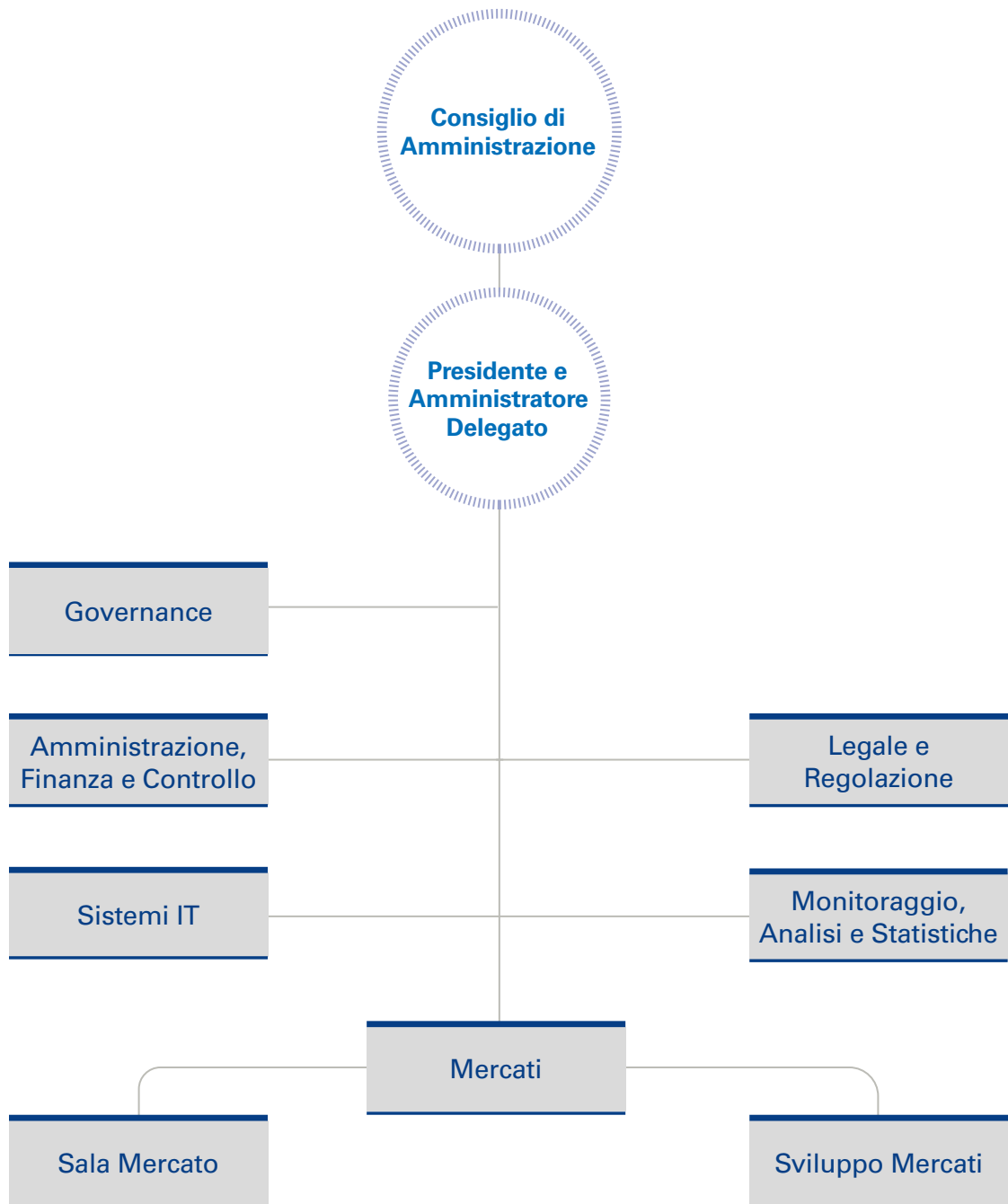
36 I dati relativi all'anno di produzione 2022 sono calcolati al 31/12/2022.

Fig. 2.4.11 Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione³⁷³⁷ I dati sono calcolati al 31/12/2022.

Appendice 1

Organigramma GME





Appendice 2

Regole dei mercati



Regole dei mercati

	MERCATO ELETTRICO				MERCATO DEL GAS			
	MPE	MTE	PCE	PPA	MGP-GAS MI-GAS	MGS	MPL	MT-GAS
Partecipazione	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni (*)	Necessaria titolarità di un punto di offerta per operare	Necessaria titolarità di un conto energia per operare	Ammessi solo gli utenti del dispacciamento e soggetti da loro delegati	Utenti abilitati	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
Prodotto scambiato	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	Giornalieri	Giornalieri	Giornalieri	BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)
Modalità di contrattazione	Asta su MGP, MI e MSD Contrattazione continua su XBID, MPEG	Contrattazione continua	Contrattazione bilaterale	Asta (Energy Release)	Contrattazione continua/Asta (AGS)	Asta	Asta	Contrattazione continua
Regola di prezzo	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid su XBID, MPEG e MSD	Pay as bid	N/A	N/A	Pay as bid/ Prezzo marginale (AGS)	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid
Garanzie	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	N/A	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti
Controparte centrale	GME sul MGP, MI e MPEG Terna sul MSD	GME	GME (solo per i CCT)	N/A	GME	GME (dal 1° aprile 2017)	GME (dal 1° aprile 2017)	GME
Pagamenti	W+1 (dal 1° dicembre 2016) per MGP e MI M+2 per MPEG	M+2	W+1 (dal 1° dicembre 2016)	N/A	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

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

(**) Validi a partire da settembre 2021.

PGAS			MTEE	MGO	MCIC	PAR
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote				
Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
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	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei TEE per la negoziazione sul MTEE	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro delle GO per la negoziazione sul MGO	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei CIC	Utenti abilitati presso il Terminale di rigassificazione
Mensili, Annuali Termici	Mensili, Semestrali	Mensili	Unico book di negoziazione per tipologia unificata (1 tep)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)	Certificato per tipologia di fonte (1 CIC)	Capacità annuale e pluriennale Capacità in corso di anno termico; Capacità residuale anno termico; capacità di rigassificazione non più conferibile in asta
Negoziazione continua	Negoziazione continua	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Asta/FCFS
Pay as bid	Pay as bid	Prezzo marginale	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid/Prezzo marginale
Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	NA
N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	GME	GME	GME	Terminale di rigassificazione
Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3	D+3	Terminale di rigassificazione

Appendice **3**

Dati statistici



Tabella 1 - Volumi scambiati

TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Var. 2022/2021
MERCATI ELETTRICI													
MGP	311,49	298,67	289,15	281,98	287,13	289,70	292,20	295,56	295,83	280,18	290,40	289,17	-0,4%
Borsa	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	221,28	210,91	-4,7%
Bilaterale	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	69,12	78,27	+13,2%
MI	21,87	25,13	23,34	22,79	24,92	28,01	25,35	25,38	26,37	24,91	26,04	25,97	-0,3%
MI-A1											4,01	13,92	-3,0%
MI-A2											1,47	5,42	3,3%
MI-A3											0,67	2,58	7,3%
XBID											0,73	4,04	54,3%
MI1	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	9,19		
MI2	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	3,10		
MI3	1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	2,72		
MI4	0,80	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		
MA													
MTE	33,44	54,96	41,10	32,27	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	-54,9%
Borsa	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	-54,9%
OTC clearing	1,77	24,60	33,10	13,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPEG						0,00	3,93	3,16	0,70	0,72	0,29	0,15	-48,4%
PCE (*)	290,82	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	311,57	291,74	265,14	232,22	249,72	+7,5%
Registrazioni	290,82	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	0,00					
MERCATI DEL GAS													
MGAS	0,16	0,17	0,02	0,10	1,01	10,69	43,92	55,16	82,17	113,79	129,99	175,01	+34,6%
MGP-NC	0,15	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	30,08	45,40	75,64	+66,6%
MGP-AGS										25,72	33,79	51,11	+51,2%
MI-NC	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	46,70	44,09	40,53	-8,1%
MI-AGS										4,36	1,61	2,60	+61,6%
MGS						3,27	16,63	13,50	13,37	6,45	5,08	5,13	+1,0%
MPL							-	-	-	-	-	-	-
MTGAS							0,19	0,79	3,19	0,48	0,02		
PB-GAS	1,71	34,93	40,88	41,52	48,19	36,79							
Comparto G+1	1,71	34,93	40,83	38,58	40,86	30,57							
Comparto G-1			0,05	2,94	7,33	6,22							
P-GAS	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	-8,4%
Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10													
Royalties	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	2,03	-8,4%
MERCATI AMBIENTALI													
CV	31,09	32,33	44,81	43,05	36,78	9,23							
Borsa	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26							
Bilaterale	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98							
TEE	21,91	40,73	44,04	62,88	46,67	50,15	60,04	42,30	30,60	22,48	17,87	14,52	-18,7%
Borsa	6,83	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	12,55	10,32	9,36	-9,3%
Bilaterale	15,08	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	9,93	7,55	5,16	-31,6%
GO		2,22	42,63	44,48	46,18	52,80	43,77	48,67	61,93	62,29	68,35	70,21	+2,7%
Borsa		0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	1,92	1,25	1,03	-17,8%
Bilaterale		1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	60,37	67,09	69,17	+3,1%
MCIC (**)										421	-	-	-

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

(**) Il dato è espresso in numero di CIC.

Tabella 2 - Operatori iscritti

N. operatori iscritti (*)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Var. 2022/2021
MERCATI ELETTRICI													
IPEX	192	200	223	254	264	245	258	269	282	280	278	313	+35
PCE	208	259	287	317	321	321	331	332	350	345	352	371	+19
MERCATI DEL GAS													
MGAS	33	42	66	71	88	158	179	186	201	207	227	305	+78
PB-GAS	60	65	74	86	96	107							
P-GAS	61	72	77	78	80	86	85	85	80	80	81	81	0
MERCATI AMBIENTALI													
MCV (**)	675	745	852	901	908	911							
PBCV (**)	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509							
MTEE	379	447	588	838	1.055	1.281	1.499	1.558	1.623	1.673	1.730	1.764	+34
Registro TEE	513	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	2.529	2.643	2.714	+71
MGO		180	262	291	299	325	396	469	651	709	739	781	+42
PBGO		219	324	359	374	405	509	713	1.022	1.225	1.400	1.511	+111
MCIC										19	26	28	+2

(*) Il numero degli operatori iscritti si riferisce al dato calcolato al 31 dicembre di ogni anno.

(**) Il numero degli operatori iscritti per l'anno 2016 si riferisce al dato calcolato al 30 giugno.

RELAZIONE ANNUALE 2022

RELAZIONE ANNUALE 2022



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124

00197 Roma - Italia

Tel +39 06 8012 1

E-mail info@mercatoelettrico.org

www.mercatoelettrico.org