



RELAZIONE  
ANNUALE  
2019





# RELAZIONE ANNUALE 2019





# EXECUTIVE SUMMARY

Nel 2019 i mercati energetici si connotano per una forte e generalizzata dinamica ribassista dei prezzi, dopo i rialzi del biennio precedente.

La rilevante diminuzione delle quotazioni europee del petrolio e del gas favorisce ampie riduzioni dei prezzi dell'energia elettrica, limitando anche l'impatto rialzista indotto dall'ulteriore forte crescita dei costi legati ai livelli di emissione di gas climalteranti.

Sul mercato elettrico italiano i volumi e la liquidità del MGP si mantengono su valori molto elevati, mentre il PUN scende a livelli intorno ai 52 €/MWh, seguendo un trend in linea con la contrazione dei costi del gas e con le principali quotazioni europee, rispetto alle quali mantiene uno spread "strutturale" di circa 12 €/MWh. Andamento analogo si rileva sulle zone della Penisola, in cui si osserva un annullamento del differenziale tra Nord-Sud e un aumento delle ore connotate da prezzi a 0 €/MWh in Sicilia. In termini di fonti di generazione, la suddetta riduzione dei costi del gas favorisce un rafforzamento della quota di mercato degli impianti a ciclo combinato, con un ulteriore spiazzamento del carbone, caratterizzato da costi di emissione più elevati e da vendite in calo al minimo storico.

Nel settore elettrico, il GME ha confermato il proprio impegno e la propria collaborazione con le altre Borse elettriche, con i Gestori delle reti di trasmissione nazionali (TSO) e con le Istituzioni nel perseguire una crescente interconnessione del mercato elettrico nazionale con i mercati europei sui segmenti *day-ahead* e *intraday*. Nel 2019, le attività svolte dal GME in tale ambito si sono concentrate *i)* sulla predisposizione delle modifiche all'attuale *market design*, volte a garantire l'entrata del mercato infragiornaliero italiano nel progetto SIDC<sup>1</sup>, *ii)* sull'avvio ad aprile del *coupling* tra Italia e Svizzera nel mercato infragiornaliero e, a dicembre, degli scambi con il Montenegro, *iii)* sull'estensione del *coupling day-ahead* sulla frontiera Italia-Grecia, con avvio operativo previsto per il quarto trimestre 2020.

Con riferimento ai mercati del gas – che vedono l'introduzione, a partire dal 1° gennaio 2020, di un nuovo comparto (AGS) per consentire a Snam Rete Gas S.p.A. l'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas – il dato più rilevante del 2019 è rappresentato dall'ulteriore deciso incremento dei volumi scambiati nel mercato a pronti, trainato dalla crescita al massimo storico delle negoziazioni del MGP-GAS e del MI-GAS. I prezzi registrati su tali mercati si attestano attorno ai 16 €/MWh, toccando valori minimi nel mese di agosto e riflettendo le dinamiche fortemente ribassiste osservate al PSV (16,3 €/MWh) e sugli altri principali hub europei (TTF: 13,6 €/MWh) da cui il riferimento italiano rimane separato per circa 2,7 €/MWh.

<sup>1</sup> Il SIDC è il progetto di implementazione di un mercato infragiornaliero a contrattazione continua in linea con il Target Model disposto dal CACM e avviato nei paesi centro-nord europei e in Spagna a luglio 2018.



# Indice

1	LA SOCIETÀ	9
2	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	17
2.1	I mercati elettrici in Europa	18
2.2	I mercati elettrici in Italia	20
2.2.1	Il Mercato del Giorno Prima (MPG)	20
2.2.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	29
2.2.3	Altri mercati elettrici	34
2.3	Il mercato del gas in Italia	38
2.3.1	Il contesto	38
2.3.2	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)	38
2.3.3	Altri mercati del gas	41
2.4	I mercati ambientali	45
2.4.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	45
2.4.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	46
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	55
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	59
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	63

## INDICE DELLE TABELLE

### 2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 2.2 I mercati elettrici in Italia

Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP	22
Tab. 2.2.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2019	27
Tab. 2.2.3 - Volumi zonalì su MGP (TWh). Anno 2019	27
Tab. 2.2.4 - Vendite zonalì per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2019	27
Tab. 2.2.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2019	28
Tab. 2.2.6 - I cambiamenti di assetto zonale. Anno 2019	31
Tab. 2.2.7 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	36
Tab. 2.2.8 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	37

#### 2.3. Il mercato del gas in Italia

Tab. 2.3.1 - Prezzi medi e volatilità	43
Tab. 2.3.2 - Quote di mercato. Anno 2019	43
Tab. 2.3.3 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2019	44
Tab. 2.3.4 - Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2019	44

#### 2.4 I mercati ambientali

Tab. 2.4.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	47
--	----

#### Appendice 3 - Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati	64
Tab. 2 - Operatori iscritti	65

## INDICE DELLE FIGURE

### 1. LA SOCIETÀ

Fig. 1.1 - Mercati e piattaforme del GME	11
Fig. 1.2 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2019	12
Fig. 1.3 - Operatori iscritti ai mercati del GME	12

### 2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 2.1 I mercati elettrici in Europa

Fig. 2.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua	19
Fig. 2.1.2 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua	19
Fig. 2.1.3 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua	20
Fig. 2.1.4 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload	20

## 2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

### 2.2 I mercati elettrici in Italia

Fig. 2.2.1 - Liquidità del MGP	23
Fig. 2.2.2 - Offerta sul MGP	23
Fig. 2.2.3 - Andamento del PUN e delle sue determinanti	24
Fig. 2.2.4 - Pun e clean spark spread – andamento mensile	24
Fig. 2.2.5 - Pun per gruppi di ore. Media annua	25
Fig. 2.2.6 - Prezzi zionali medi annui su MGP	25
Fig. 2.2.7 - Volatilità dei prezzi	26
Fig. 2.2.8 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative	26
Fig. 2.2.9 - Indicatori di competitività	28
Fig. 2.2.10 - Volumi scambiati sul MI	29
Fig. 2.2.11 - Prezzo MI: evoluzione annuale	30
Fig. 2.2.12 - Volatilità del prezzo MI: evoluzione annuale	30
Fig. 2.2.13 - Distribuzione last-first spread. Anno 2019	31
Fig. 2.2.14 - Il peso dei mercati infragiornalieri	32
Fig. 2.2.15 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. TWh	32
Fig. 2.2.16 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI	33
Fig. 2.2.17 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	35
Fig. 2.2.18 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	35
Fig. 2.2.19 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	36

### 2.3 Il mercato del gas in Italia

Fig. 2.3.1 - Andamento dei consumi di gas naturale	41
Fig. 2.3.2 - Andamento delle importazioni di gas	42
Fig. 2.3.3 - Andamento degli scambi	42
Fig. 2.3.4 - Andamento dei prezzi	43

### 2.4 I mercati ambientali

Fig. 2.4.1 - Titoli disponibili e obblighi	48
Fig. 2.4.2 - Volumi scambiati TEE	48
Fig. 2.4.3 - Prezzi TEE. Media annua	49
Fig. 2.4.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2019	49
Fig. 2.4.5 - Volatilità dei prezzi TEE	50
Fig. 2.4.6 - Concentrazione del mercato	50
Fig. 2.4.7 - Volumi scambiati GO	51
Fig. 2.4.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	51
Fig. 2.4.9 - Prezzi GO. Media annua	52
Fig. 2.4.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	52
Fig. 2.4.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione 2019	53



# 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 dello Sviluppo Economico (MISE) 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:

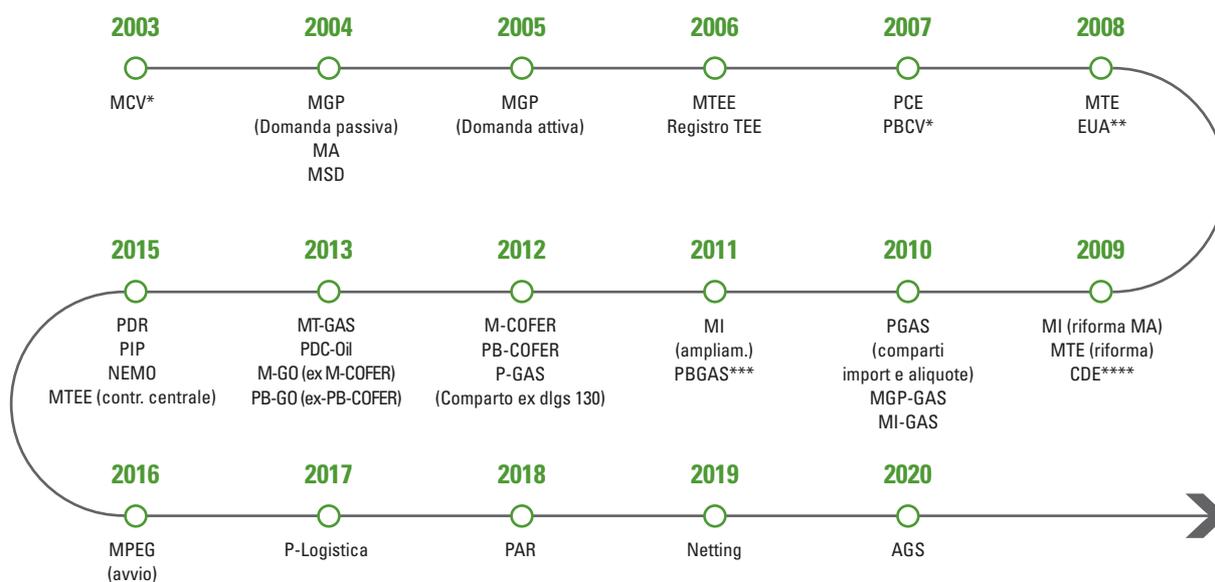
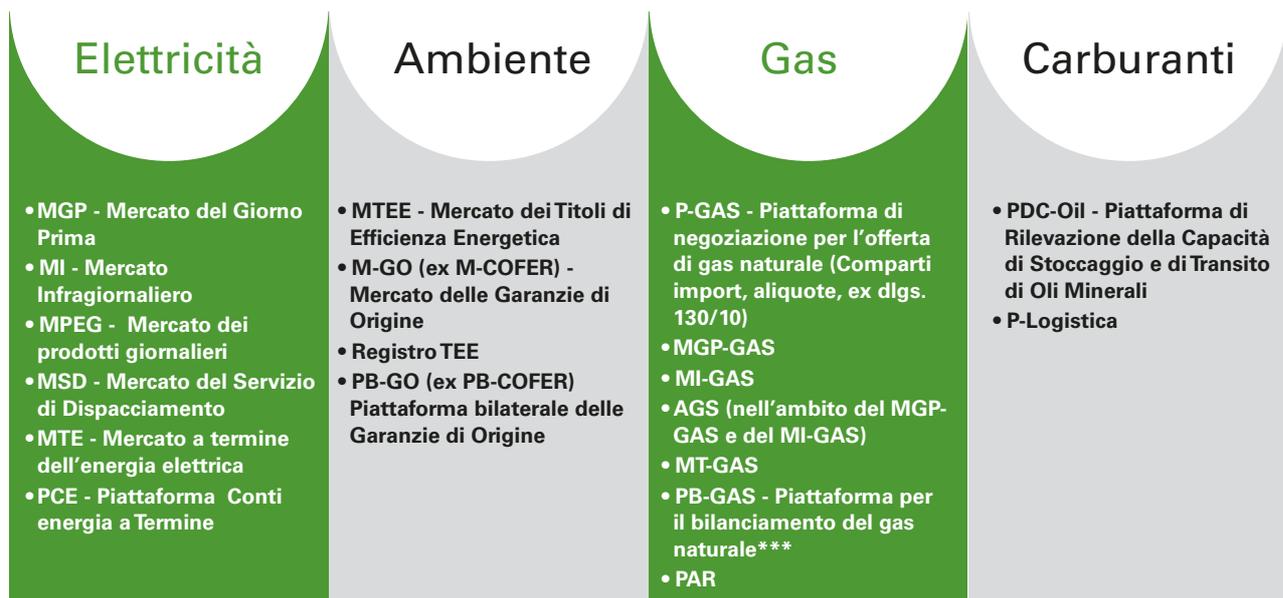
- nel **settore elettrico**, i) il Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP), nel Mercato Infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), ii) il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e iii) la Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema di mercato. Sempre nell'ambito del MPE, il GME gestisce altresì 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 **settore gas**, i) il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), 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). Sempre in ambito gas, il GME gestisce anche l'operatività della piattaforma gas, di cui al D.M. 18 marzo 2010 (P-GAS), per l'assolvimento degli obblighi di cessione relativi a produzione nazionale, import e stoccaggio virtuale, nonché la Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) nell'ambito della quale sono svolte le procedure per l'assegnazione della capacità di rigassificazione presso i terminali gestiti dalle imprese che hanno richiesto di avvalersi dei servizi offerti dal GME;
- nel **settore ambientale**, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e il Mercato delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (MGO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali (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).

Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati e piattaforme, ad eccezione del MSD – dove la controparte centrale è Terna S.p.A. – della P-GAS, della PAR e delle piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali delle GO e dei TEE.

Nel 2019, la partecipazione degli operatori ai mercati/piattaforme del GME è risultata ulteriormente in crescita, come evidenziato dall'aumento sia degli operatori iscritti (2.533 unità, +265), sia dei volumi scambiati<sup>1</sup>, particolarmente significativo soprattutto nel settore del gas (Fig. 1. 1, Fig. 1. 2, Fig. 1. 3).

<sup>1</sup> Unica eccezione si rileva sul mercato e sul registro dei TEE. Per i dettagli, si rimanda alla sezione 2 e alla Tabella 1 in Appendice

Fig.1.1 - Mercati e piattaforme del GME



\* Negoziazioni chiuse nel 2016.

\*\* Negoziazioni chiuse nel 2014.

\*\*\* Piattaforma chiusa nel 2017 e contestualmente sostituita con i mercati MPL e MGS, entrati a far parte del MGAS.

\*\*\*\* Piattaforma chiusa a partire dal 1/1/2020.

Fig. 1.2 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2019

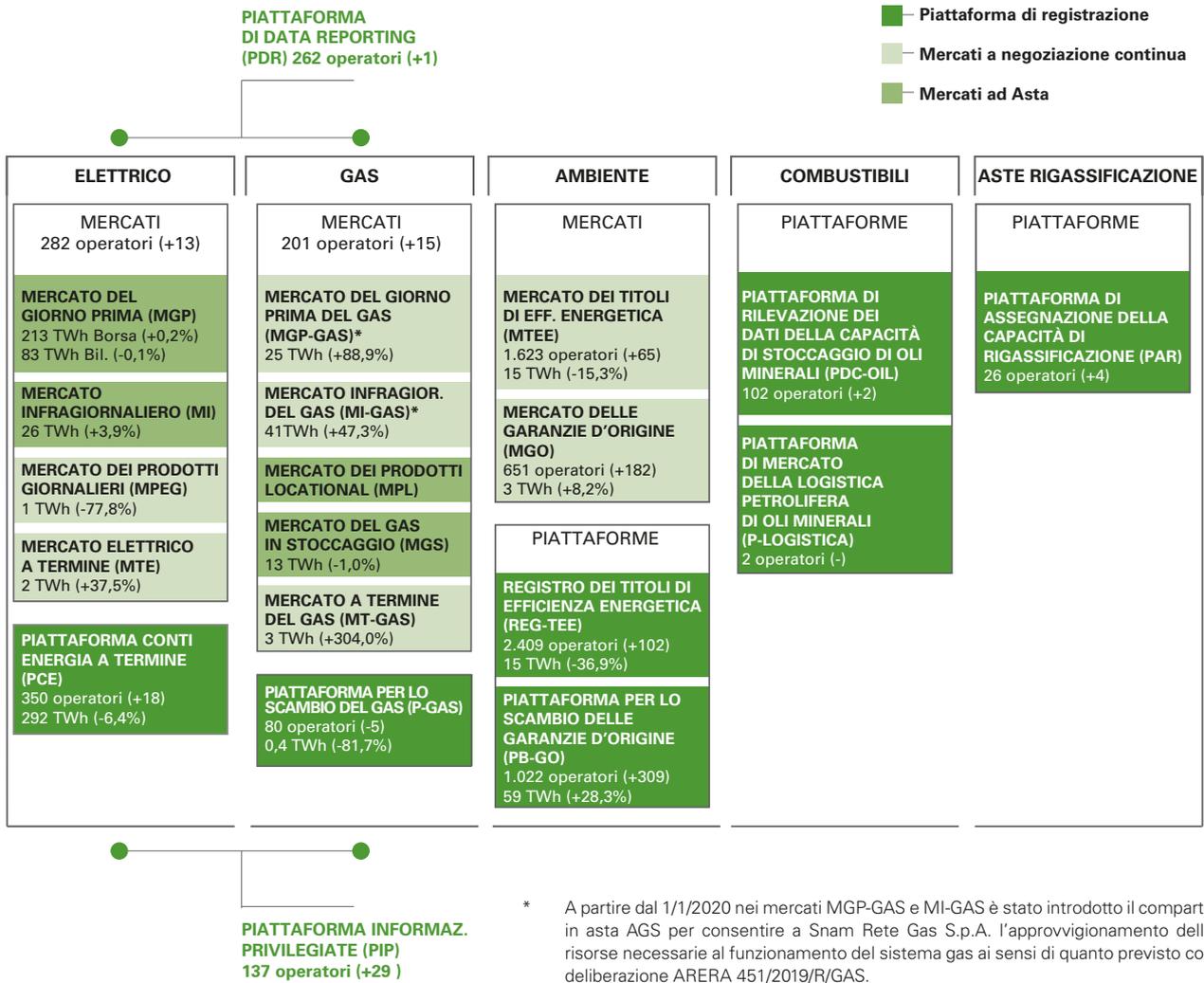
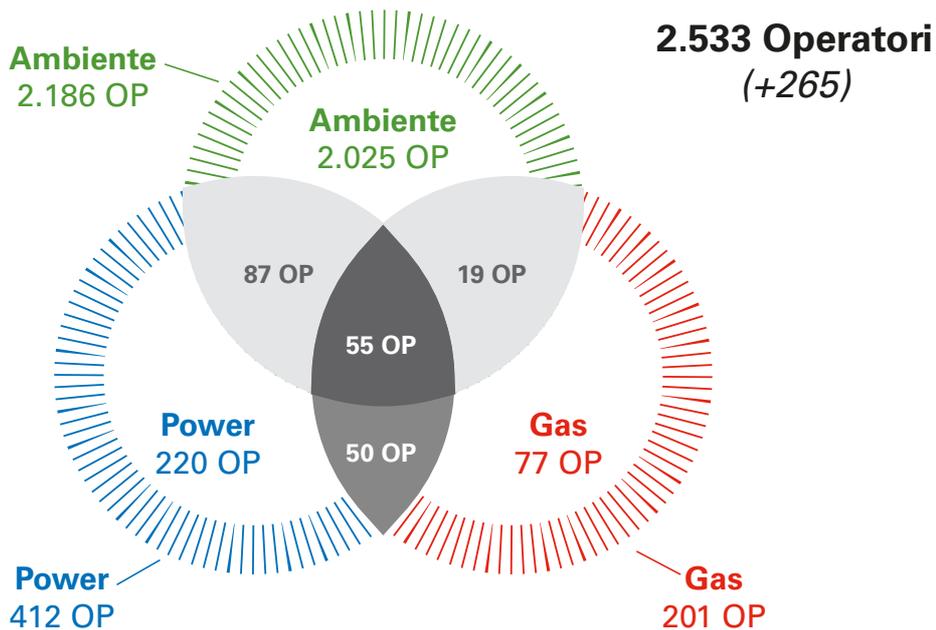


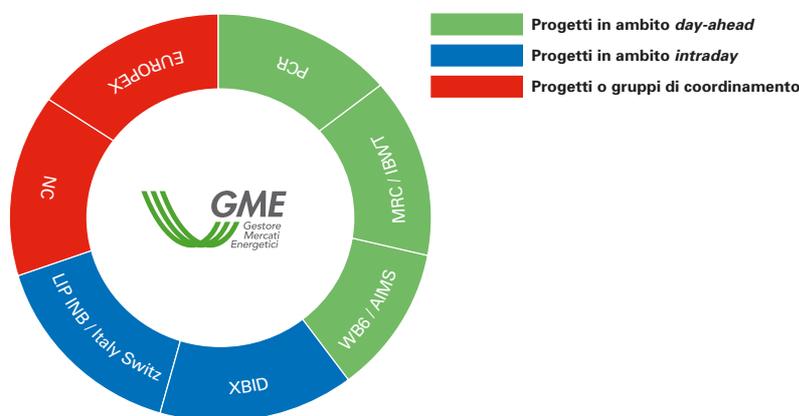
Fig. 1.3 - Operatori iscritti ai mercati del GME



**LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI.** Il GME è membro di Europex, l'associazione delle borse europee dell'energia, e coopera con le altre borse europee designate, in qualità di NEMO<sup>2</sup>, e i gestori di rete europei (c.d. TSO<sup>3</sup>) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici day-ahead e intraday (NEMO Cooperation, SDAC, SIDC)<sup>4</sup> per un'efficiente gestione dei processi di market coupling e una piena implementazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM). All'interno di tali progetti, nel corso del 2019 le attività hanno riguardato:

- **in ambito NEMO Cooperation**, *i)* la stipula del contratto che disciplina la struttura di governance e il coordinamento tra NEMO<sup>5</sup>, *ii)* l'invio ad ACER e alle Autorità nazionali della proposta di revisione delle metodologie riguardanti gli algoritmi di coupling day-ahead e intraday e della proposta di aggiornamento della lista dei prodotti ammessi alla negoziazione in ambito intraday, successivamente approvate da ACER a gennaio 2020, *iii)* la pubblicazione del primo "CACM Annual Report", riferito al 2018 e relativo al funzionamento dei processi operativi di coupling europeo sugli orizzonti day-ahead e intraday, *iv)* l'ulteriore rafforzamento degli strumenti di comunicazione e divulgazione verso gli stakeholder di riferimento;
- **in ambito SDAC e SIDC**, *i)* la stipula del contratto tra NEMO per lo svolgimento congiunto delle funzioni di Market Coupling Operator (MCO) sull'orizzonte temporale day-ahead<sup>6</sup> e dei contratti tra NEMO e TSO per la cooperazione operativa volta alla gestione congiunta del market coupling sui due orizzonti day-ahead e intraday<sup>7</sup>; *ii)* la progressiva estensione dei progetti di coupling, tra i quali in particolare il SIDC<sup>8</sup>, nel quale l'ingresso dell'Italia è previsto, allo stato, nel corso del 2021.

A completamento, il GME partecipa – insieme ad ARERA, Terna e MiSE – al **progetto WB6** (Western Balcan 6)<sup>9</sup> finalizzato a promuovere l'avvio di un coupling regionale nell'area balcanica sulla base dell'esperienza maturata in Italia nell'organizzazione e nella gestione dei mercati nazionali e del mercato integrato europeo dell'energia elettrica.



<sup>2</sup> Per NEMO si intende "Nominated Electricity Market Operator", come definito all'articolo 4 del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: CACM), ruolo riconosciuto al GME per l'Italia dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

<sup>3</sup> Transmission System Operator.

<sup>4</sup> Lo SDAC e il SIDC sono i progetti di coordinamento operativi per la piena implementazione in ambito europeo del Single Day Ahead Coupling e del Single Intra Day Coupling.

<sup>5</sup> Segnatamente l'All NEMO Cooperation Agreement (ANCA).

<sup>6</sup> Segnatamente l'All NEMO Day Ahead Operational Agreement (ANDOA).

<sup>7</sup> Segnatamente il Day Ahead Operational Agreement (DAOA) e l'Intra Day Operational Agreement (IDOA).

<sup>8</sup> Il SIDC è il progetto di implementazione di un mercato infragiornaliero a contrattazione continua in linea con il Target Model disposto dal CACM e avviato nei paesi centro-nord europei e in Spagna a luglio 2018.

<sup>9</sup> Il WB6 è un progetto di cooperazione tra Regolatori nazionali, Gestori di Rete e Gestori di Mercato di Albania, Bosnia-Erzegovina, Macedonia, Montenegro e Serbia per la creazione di un mercato regionale dell'energia elettrica nella regione balcanica, da integrare successivamente 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.** Nel corso del 2019, in coordinamento con le Istituzioni competenti e d'intesa con i soggetti direttamente coinvolti, il GME ha avviato/completato progetti nei diversi settori di interesse, rafforzando il proprio ruolo al fianco degli operatori. In tale contesto si collocano le iniziative – nel seguito riportate – finalizzate, in particolare, al conseguimento di una crescente integrazione europea dei mercati dell'energia elettrica, al miglioramento della liquidità e delle possibilità di approvvigionamento sui mercati del gas, nonché alla semplificazione dei processi connessi alla gestione delle garanzie necessarie per operare sui mercati gestiti dal GME. Si evidenziano, in particolare:

► nel settore elettrico:

- l'avvio ad aprile 2019 del **market coupling tra Italia e Svizzera**, che vede lo svolgimento coordinato delle sessioni 2 e 6 del mercato infragiornaliero (MI) con le corrispondenti sessioni del mercato infragiornaliero svizzero, volto a rendere più efficiente il meccanismo di allocazione della capacità di interconnessione sulla frontiera svizzera attraverso l'utilizzo di aste implicite;
- a partire da dicembre 2019, l'avvio dell'interconnessione e degli scambi con il Montenegro<sup>10</sup>;
- sull'orizzonte day-ahead, l'avvio del processo di estensione del **market coupling sulla frontiera Italia-Grecia**, con avvio operativo previsto per il quarto trimestre 2020;
- la predisposizione delle modifiche all'attuale disegno del mercato infragiornaliero, volte a garantire **l'integrazione del mercato infragiornaliero italiano nel progetto SIDC**, prevista nel corso del 2021;
- la definizione del modello di mercato della **piattaforma per la contrattazione di lungo termine di energia rinnovabile** (PPA), strumento in grado di contribuire al progressivo superamento dei meccanismi di incentivazione diretta delle fonti energetiche rinnovabili;
- la predisposizione, in coordinamento con Terna, delle modifiche tecnico-operative funzionali al processo di integrazione del segmento di mercato di bilanciamento europeo nel dispacciamento nazionale, mediante l'adesione italiana al progetto europeo T.E.R.R.E<sup>11</sup>.

► nel settore del gas:

- a partire dal 1° gennaio 2020, **l'introduzione del prodotto weekend** sul MGP-GAS per arricchire l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione sui mercati a pronti del gas e fornire agli operatori un ulteriore strumento di flessibilità operativa che consenta di anticipare, nei giorni lavorativi precedenti, la negoziazione riferita ai giorni gas ricompresi nel fine settimana (*i.e.*, sabato e domenica). A partire dal 1° febbraio 2020, la negoziazione di tale nuovo prodotto è stata estesa anche all'attività di *market making*;
- l'avvio, a partire dal 1° gennaio 2020 ed in via sperimentale, del **nuovo comparto per l'approvvigionamento del gas di sistema (comparto AGS)** nell'ambito del MP-GAS, per consentire a Snam Rete Gas S.p.A. l'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas, ai sensi di quanto previsto dall'ARERA con la deliberazione 451/2019/R/GAS. In particolare, l'ARERA ha previsto che l'approvvigionamento delle predette risorse avvenga tramite specifiche aste svolte, rispettivamente, nei giorni gas G-1 e G per prodotti con consegna in ciascun giorno gas G;

<sup>10</sup> Per approfondimenti si rimanda al cap. 2.2 della presente Relazione.

<sup>11</sup> Trans-European Replacement Reserves Exchange.

- nel settore ambientale, la realizzazione di tutte le attività tecniche e regolatorie destinate a garantire, nel corso del 2020, **l'avvio del nuovo mercato organizzato MCIC** per la negoziazione dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti, assegnato al GME ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 del MISE;
- ai fini dell'efficientamento e semplificazione dei processi operativi e gestionali, **l'introduzione del meccanismo di netting** per la gestione integrata delle garanzie sui mercati elettrici MGP e sul MI e sul mercato a pronti del gas (MP-GAS), volto inoltre a favorire il contenimento dei costi sostenuti dagli operatori per la prestazione di garanzie finanziarie richieste per la partecipazione ai suddetti mercati.

**IL MONITORAGGIO E I SERVIZI REMIT.** Il GME presidia il regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei mercati dal medesimo gestiti mediante **un'attività di monitoraggio** degli stessi a tutela della loro integrità, in coordinamento con le principali Istituzioni di riferimento in materia (in particolare ACER<sup>12</sup> e ARERA) ai sensi delle vigenti normative europee e nazionali (Regolamento REMIT<sup>13</sup>, TIMM<sup>14</sup> e TIMMIG<sup>15</sup>).

Inoltre, il GME supporta gli operatori nell'adempimento degli obblighi di data reporting verso ACER e di pubblicazione delle informazioni privilegiate - previsti dal Regolamento REMIT - attraverso piattaforme "ad hoc" (piattaforma PDR e piattaforma PIP) che contano, rispettivamente, 250 e 120 operatori iscritti, per un totale annuo di circa 245.000 transazioni trasmesse ad ACER (PDR) e 20.500 messaggi registrati (PIP).

<sup>12</sup> European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

<sup>13</sup> Regolamento europeo n. 1227/2011.

<sup>14</sup> Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento, ai sensi della delibera ARG/elt 115/08, come successivamente integrato e modificato.

<sup>15</sup> Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, ai sensi della deliberazione 631/2018/R/gas.



# 02

L'andamento  
dei mercati

## 2.1. I MERCATI ELETTRICI IN EUROPA

**I COMBUSTIBILI.** Nel 2019 le quotazioni europee dei principali combustibili invertono la tendenza rialzista dei due anni precedenti. In particolare *i)* il petrolio scende a 64,62 \$/bbl (-9% sul 2018), valore comunque al di sopra dei minimi del triennio 2015-2017, seguendo una dinamica che si ripete analoga per l'olio combustibile e il gasolio (rispettivamente 336,02 \$/MT, -16% e 578,16 \$/MT, -8%); *ii)* il carbone registra cali più intensi (61,88 \$/MT, -33%) e, dopo aver raggiunto nel 2018 il livello massimo dal 2013, si riporta su valori solo di poco superiori ai minimi del biennio 2015-2016, in un contesto europeo di progressiva de-carbonizzazione della produzione termoelettrica (phase-out); *iii)* il gas inverte drasticamente il trend del precedente biennio, scendendo al PSV italiano a 16,28 €/MWh (-34% sul 2018, con minimo storico mensile ad agosto di 11,57 €/MWh) e al TTF olandese a 13,58 €/MWh (minimo storico, -41%), con uno spread tra i due riferimenti che sale ai massimi dal 2013 (2,70 €/MWh, +1,05 €/MWh sul 2018). In controtendenza solo i costi dei diritti di emissione che proseguono l'intensa dinamica avviata nell'estate del 2017, raggiungendo il massimo storico di quasi 25 €/ton (+56,4% sul 2018) (Fig. 2.1.1, Fig. 2.1.2).

**I PREZZI NEL MERCATO ELETTRICO DAY-AHEAD.** L'andamento dei combustibili si riflette sul mercato elettrico europeo, connotato da prezzi ovunque in forte diminuzione e ripartito in due macroregioni. Tale configurazione rappresenta l'elemento di novità del 2019: la diversa intensità dei cali registrati su base locale favorisce una più netta separazione tra l'area settentrionale e quella mediterranea, eliminando di fatto la fascia continentale intermedia che aveva caratterizzato la struttura dei prezzi europei negli ultimi quattro anni. Flessioni più marcate si registrano, infatti, per la Francia (39,45 €/MWh, -21%) che, in presenza di minori tensioni sul parco nucleare, si allinea ad Area Scandinava e Germania (38/39 €/MWh), portando il differenziale con quest'ultima su uno dei livelli più modesti di sempre, mentre dinamiche decisamente più contenute spingono la Slovenia (48,75 €/MWh, -5%) a convergere sui livelli osservati in Italia e Spagna (48/52 €/MWh). All'interno di tale scenario l'integrazione dei mercati tramite coupling ha comunque favorito l'allineamento delle quotazioni europee<sup>16</sup> in un numero crescente di ore (102 ore, +24 rispetto al 2018), più evidente a fine anno e più distribuito nell'arco della giornata rispetto agli anni precedenti in cui risultava concentrato prevalentemente nelle ore di basso carico mattutino. In termini di aspettative per il 2020, i mercati futures mostrano prezzi<sup>17</sup> in lieve aumento rispetto ai corrispondenti valori spot del 2019 su tutte le piazze europee, con rialzi più intensi in Germania e Francia e una riduzione del differenziale di quest'ultima con l'Italia (Fig. 2.1.3, Fig. 2.1.4).

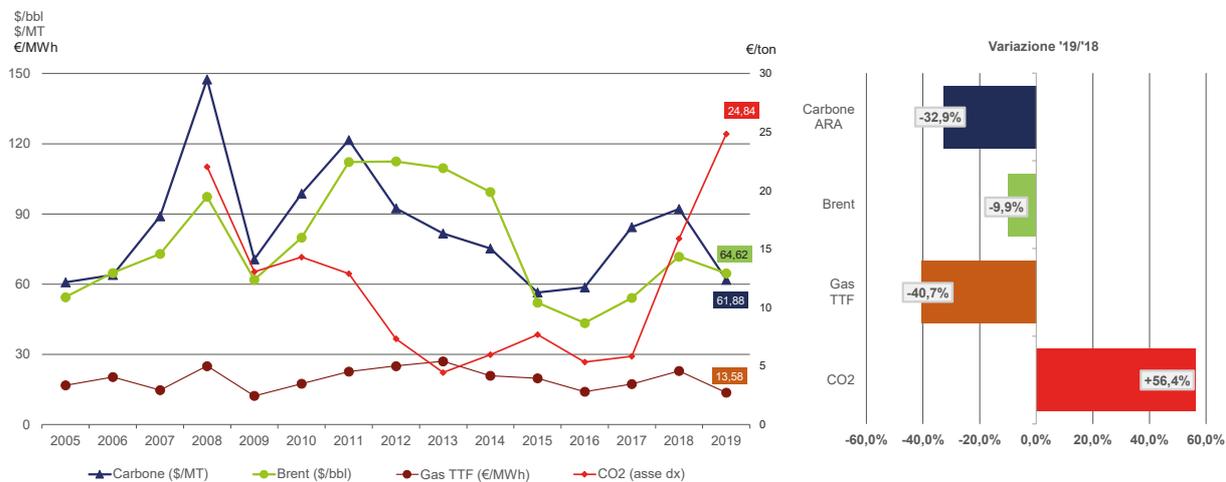
**PREZZI E VOLUMI SULLA FRONTIERA ITALIANA.** Sulla frontiera settentrionale italiana il prezzo della zona Nord, pari a 51,25 €/MWh, è risultato *i)* inferiore o uguale a quello francese in un numero ridotto di casi (19% delle ore, -4 p.p., di cui circa un terzo a novembre) e separato da esso da un differenziale che sale ai valori massimi degli ultimi quattro anni (11,8 €/MWh, +1,3 €/MWh); *ii)* inferiore o uguale al riferimento sloveno in un numero crescente di ore (56% delle ore, +26 p.p.), che supera il 90% tra luglio e ottobre, per uno spread annuale che scende su uno dei livelli più bassi di sempre (2,5 €/MWh, -7,1 €/MWh). In tale contesto le allocazioni in asta implicita sulla frontiera settentrionale ammontano a circa la metà della capacità complessivamente disponibile, confermando il dato dell'anno precedente, con la restante quota rappresentata sostanzialmente dalla Svizzera, non integrata in ambito day-ahead

<sup>16</sup> Per allineamento si intende la situazione caratterizzata da un differenziale tra paesi simultaneamente inferiore a 1 €/MWh. Le frontiere prese in considerazione per l'elaborazione sono le seguenti: Nord-Francia, Francia-Germania, Germania-Area scandinava.

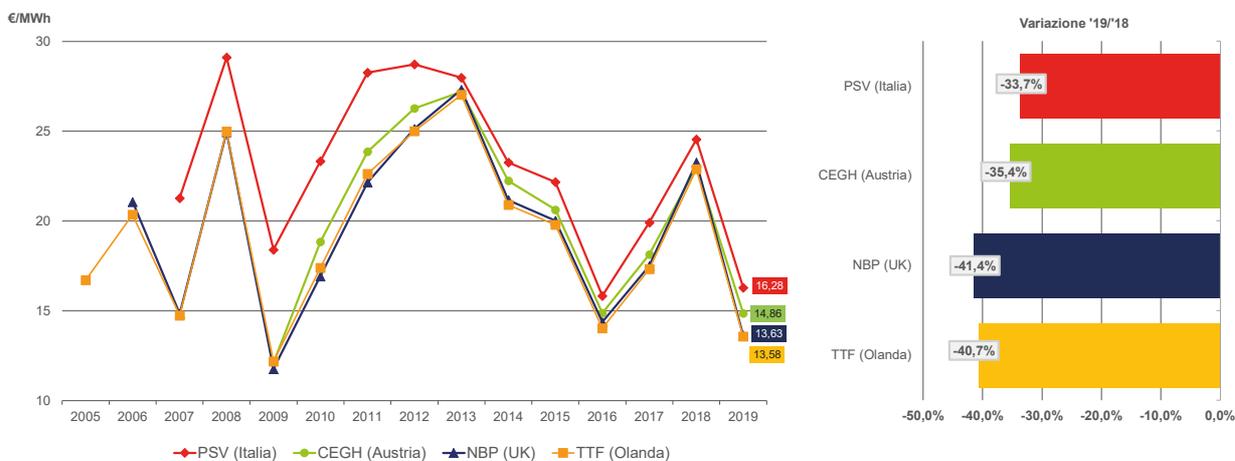
<sup>17</sup> Si fa riferimento al prezzo di settlement del prodotto Calendar nel suo ultimo giorno di contrattazione.

nei meccanismi di coupling. In particolare nel 2019 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale mediamente ogni ora una capacità di 2.827 MWh in import (-71 MWh rispetto al 2018) e di 1.227 MWh in export (+130 MWh), con variazioni che, alla luce delle dinamiche di prezzo sopra esposte, appaiono concentrate soprattutto sul confine sloveno (-54 MWh e +99 MWh). Stabile, infine, attorno al 90% la quota di capacità complessivamente allocata in import tramite market coupling sulle frontiere francese e austriaca.

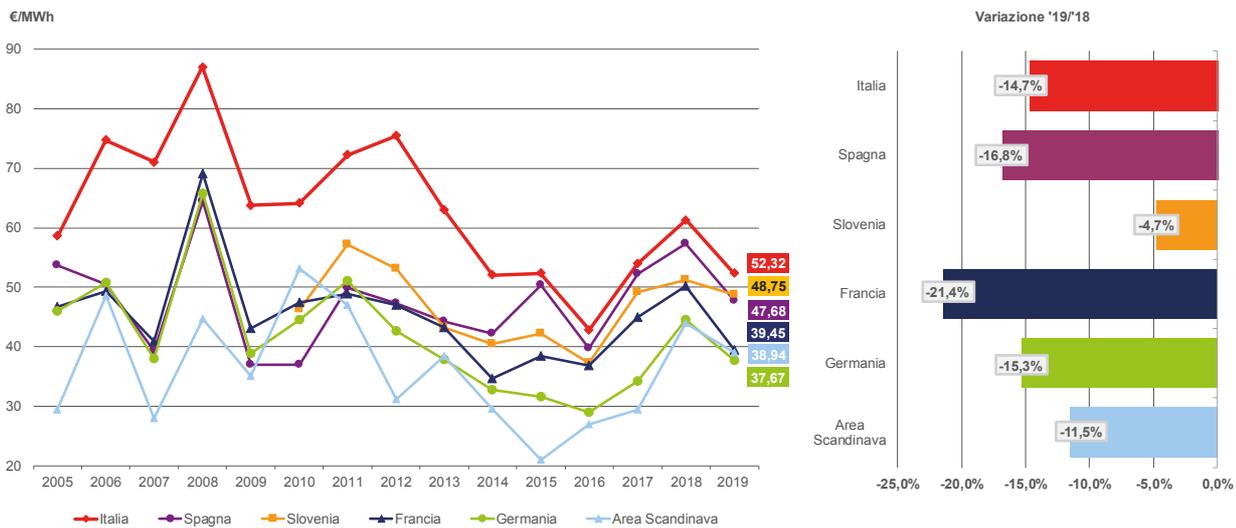
**Fig. 2.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua**



**Fig. 2.1.2 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua**



**Fig. 2.1.3 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua**



**Fig. 2.1.4 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload**



## 2.2. I MERCATI ELETTRICI IN ITALIA

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

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** Nel 2019 si confermano livelli molto elevati per volumi e liquidità sul MGP. Infatti, la quantità di energia elettrica complessivamente scambiata sul MGP in borsa e tramite contrattazione bilaterale, pari a 295,8 TWh (+0,1% sul 2018), aggiorna per il terzo anno consecutivo il massimo dal 2013, con rialzi concentrati a gennaio e nei mesi estivi (a luglio si registra il livello mensile più alto degli ultimi nove anni). Sul mercato tornano a crescere le offerte in acquisto (302,3 TWh, +0,2%), in particolare quelle con indicazione di prezzo (22,7 TWh, +21,9%), trainate in gran parte dalle esportazioni, al secondo valore più alto di sempre (6,8 TWh, +82,6%). Dinamiche opposte per le importazioni, in calo su uno dei livelli più bassi di sempre (45,1 TWh, -6,1%). La liquidità si mostra invece sostanzialmente invariata ai massimi storici (72%, +0,1 p.p.), in corrispondenza di una crescita dei volumi negoziati in borsa (213,3 TWh, +0,2%, livello più alto dal 2009), sostenuta dagli scambi degli operatori nazionali non istituzionali e, lato acquisto, anche dall'export. Superiori solo al minimo storico del 2017, invece, gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati sul MGP (82,6 TWh, -0,1%) (Tab. 2.2.1, Fig. 2.2.1, Fig. 2.2.2).

**IL PUN E I FONDAMENTALI.** Il Pun scende a 52,32 €/MWh (-9 €/MWh, -14,7%), secondo una dinamica che *i)* lo accomuna alle quotazioni delle principali borse elettriche europee, *ii)* riflette principalmente la riduzione della materia prima gas (16,28 €/MWh, -8,28 €/MWh), il cui impatto ribassista sulla generazione a ciclo combinato risulta superiore all'aumento indotto dalla ripresa della CO<sub>2</sub><sup>18</sup>; *iii)* risulta particolarmente accentuata tra giugno e dicembre, quando il prezzo sul MGP si riduce mediamente di 18 €/MWh (a settembre -25 €/MWh). A fronte di ciò si registra su base annua un recupero del clean spark spread<sup>19</sup>, concentrato tra gennaio e ottobre, quando i pur rilevanti effetti ribassisti legati al forte calo del PSV appaiono contenuti da una flessione delle importazioni (fino ad agosto), da una riduzione delle vendite degli impianti idroelettrici (ad aprile e maggio) e rinnovabili (soprattutto giugno e ottobre), nonché dalla minore competitività del carbone. In generale la riduzione del Pun appare piuttosto omogenea attorno ai 9 €/MWh in tutti i gruppi di ore, lasciando sostanzialmente invariato al minimo storico un rapporto picco/fuori picco lavorativo (1,17, +0,01) che *i)* si conferma tra i più bassi in Europa, *ii)* risulta invece molto elevato a novembre e dicembre in corrispondenza di prezzi minimi molto esigui (in due ore pari a 1 €/MWh). Medesime sono le dinamiche per la volatilità, anch'essa di fatto stabile su base annua (9,1%, +0,5 p.p.) e inferiore al resto d'Europa, ma in progressiva ripresa nella parte finale dell'anno e pari al 16,9% a dicembre (Fig. 2.2.3, Fig. 2.2.4, Fig. 2.2.5, Fig. 2.2.7, Fig. 2.2.8).

**LE DINAMICHE ZONALI.** In calo tutti i prezzi di vendita, tra 51/52 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna (-8/-9 €/MWh) e poco sotto i 63 €/MWh in Sicilia (-7 €/MWh), in virtù di dinamiche concentrate anche in questo caso nella seconda metà dell'anno e uniformi nei gruppi di ore (con conseguente stabilità in termini assoluti del rapporto picco/fuori picco lavorativo). In concomitanza di una riduzione degli acquisti registrata al settentrione (-1,5%), le quotazioni del Nord e del Sud mantengono un differenziale che, pur confermandosi positivo come in tutto il decennio precedente, risulta per la prima volta quasi nullo (0,36 €/MWh, -0,98 €/MWh), per effetto di una sostanziale stabilità della loro frequenza di allineamento (67% delle ore, -1 p.p.) e di un aumento delle ore in cui il Nord risulta più basso del Sud (18% delle ore, +6 p.p.), concentrate in primavera-estate, periodo in cui l'offerta idroelettrica raggiunge i livelli più elevati. In termini di volatilità si osserva, invece, una netta crescita dei livelli in Sardegna (12,5%, +2 p.p.), al Sud (16,3%, +5,1 p.p.) e in Sicilia (24,3%, +7,4 p.p., massimo storico), zone connotate da un'elevata quota di offerta rinnovabile, per natura intermittente. Le ampie oscillazioni di quest'ultima risultano concentrate in primavera e nel bimestre finale dell'anno, in cui l'ampia disponibilità di generazione FER favorisce un netto incremento delle ore e delle sessioni caratterizzate da prezzi zionali a 0 €/MWh (Fig. 2.2.6, Fig. 2.2.7, Fig. 2.2.8, Tab. 2.2.2, Tab. 2.2.3).

**LE FONTI E IL MIX DI GENERAZIONE.** La crescita degli acquisti e la forte contrazione dell'import spingono le vendite nazionali ai massimi dal 2013 (250,7 TWh, +1,3% sul 2018). Tale aumento è sostenuto dagli impianti a ciclo combinato, i cui volumi e la cui quota di mercato si portano sui livelli più elevati dal 2012 (124,7 TWh, +12,2%; 50,5%, +4,9 p.p.), e dagli impianti eolici, al nuovo massimo storico di 18,8 TWh (+15,1%). L'incremento del ciclo combinato è localizzato sulla penisola (al Nord supera il 53% delle vendite complessive, +5 p.p.) ed ha interessato tutto l'anno (con l'eccezione degli ultimi due mesi), mentre quello dell'eolico risulta distribuito su tutte le zone e concentrato nel periodo gennaio-maggio e negli ultimi due mesi dell'anno. Relativamente alle altre fonti *i)* crollano ai minimi storici le vendite

<sup>18</sup> In particolare, relativamente alla produzione elettrica a ciclo combinato, il calo del PSV favorisce una riduzione dei costi di circa 16 €/MWh, a fronte di un aumento indotto dalla componente CO<sub>2</sub> stimato inferiore a 4 €/MWh.

<sup>19</sup> Si fa riferimento al differenziale tra il Pun e il prezzo della materia prima gas inclusivo dei costi di emissione.

e la quota del carbone<sup>20</sup> (10,6 TWh, -42%; 5%, -4 p.p.), secondo un trend osservato in tutti i mesi dell'anno, spiazzato dalla maggior competitività del gas, *ii*) calano i volumi degli impianti idroelettrici (47,4 TWh, -4,1%), confermatasi comunque su livelli molto elevati, *iii*) scende ai minimi degli ultimi otto anni il solare (23,1 TWh medi orari, -4,2%) (Tab. 2.2.4).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** In un contesto di concorrenzialità ormai strutturalmente definito, si osserva un ulteriore lieve calo ai minimi storici della quota di mercato dei primi operatori (CR3 e CR5) e delle vendite garantite in assenza di concorrenza (IOR). Più nel dettaglio, le dinamiche di prezzo e volume registrate nel 2019 mostrano effetti significativi in particolar modo sull'indice di tecnologia marginale del ciclo combinato (ITM Ccgt), che sale ai massimi degli ultimi cinque anni (51,7%, +2,3 p.p.), e sui valori di competitività registrati dagli indici nella zona Centro Sud, la più impattata dalla riduzione dei volumi del carbone (Fig. 2.2.9, Tab. 2.2.5).

**MODIFICHE ALLA STRUTTURA DELLE ZONE DI MERCATO.** Si evidenzia, a partire dal 1° gennaio 2019, l'entrata in vigore delle modifiche alla struttura delle zone di mercato approvate da ARERA con Deliberazione 386/2018/R/EEL del 12 luglio 2018, in virtù delle quali viene disposta l'eliminazione dei poli di produzione limitata di Monfalcone, Foggia, Brindisi e Priolo e l'inserimento degli impianti ad essi afferenti nelle zone geografiche di competenza. A partire dalla data del 28 dicembre 2019, hanno inoltre preso il via gli scambi, attraverso allocazione esplicita della capacità, sulla nuova interconnessione tra Italia e Montenegro.

**Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP**

TWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Variazione '19/'18
<b>Richiesta Terna</b>	<b>328,2</b>	<b>318,5</b>	<b>310,5</b>	<b>316,9</b>	<b>314,3</b>	<b>320,5</b>	<b>321,4</b>	<b>319,6</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Domanda</b>	<b>330,5</b>	<b>329,8</b>	<b>318,2</b>	<b>305,3</b>	<b>301,5</b>	<b>297,4</b>	<b>301,6</b>	<b>302,3</b>	<b>0,2%</b>
con indicazione di prezzo	34,8	46,5	44,8	36,8	33,0	20,1	18,6	22,7	21,9%
rifiutata	31,8	40,6	36,0	18,1	11,7	5,2	6,0	6,4	7,5%
<b>Acquisti</b>	<b>298,7</b>	<b>289,2</b>	<b>282,0</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>292,2</b>	<b>295,6</b>	<b>295,8</b>	<b>0,1%</b>
% su richiesta Terna	91,0%	90,8%	90,8%	90,6%	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	0,7%
<b>Offerta</b>	<b>555,4</b>	<b>532,1</b>	<b>511,7</b>	<b>500,2</b>	<b>502,4</b>	<b>489,9</b>	<b>507,5</b>	<b>503,6</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Vendite</b>	<b>298,7</b>	<b>289,2</b>	<b>282,0</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>292,2</b>	<b>295,6</b>	<b>295,8</b>	<b>0,1%</b>
a prezzo zero	201,8	214,7	212,7	190,5	172,2	162,6	165,6	166,2	0,4%

<sup>20</sup> Si fa riferimento ad impianti a carbone e policombustibili ad olio-carbone.

Fig. 2.2.1 - Liquidità del MGP

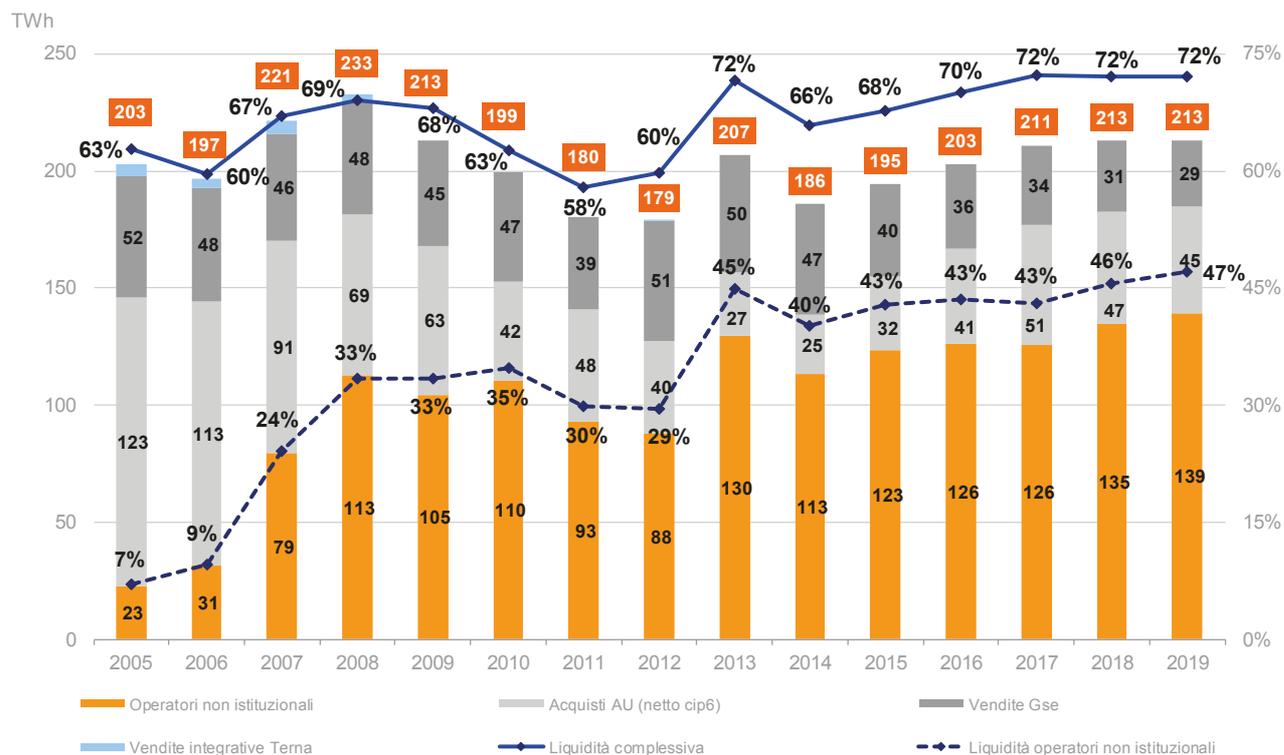


Fig. 2.2.2 - Offerta sul MGP

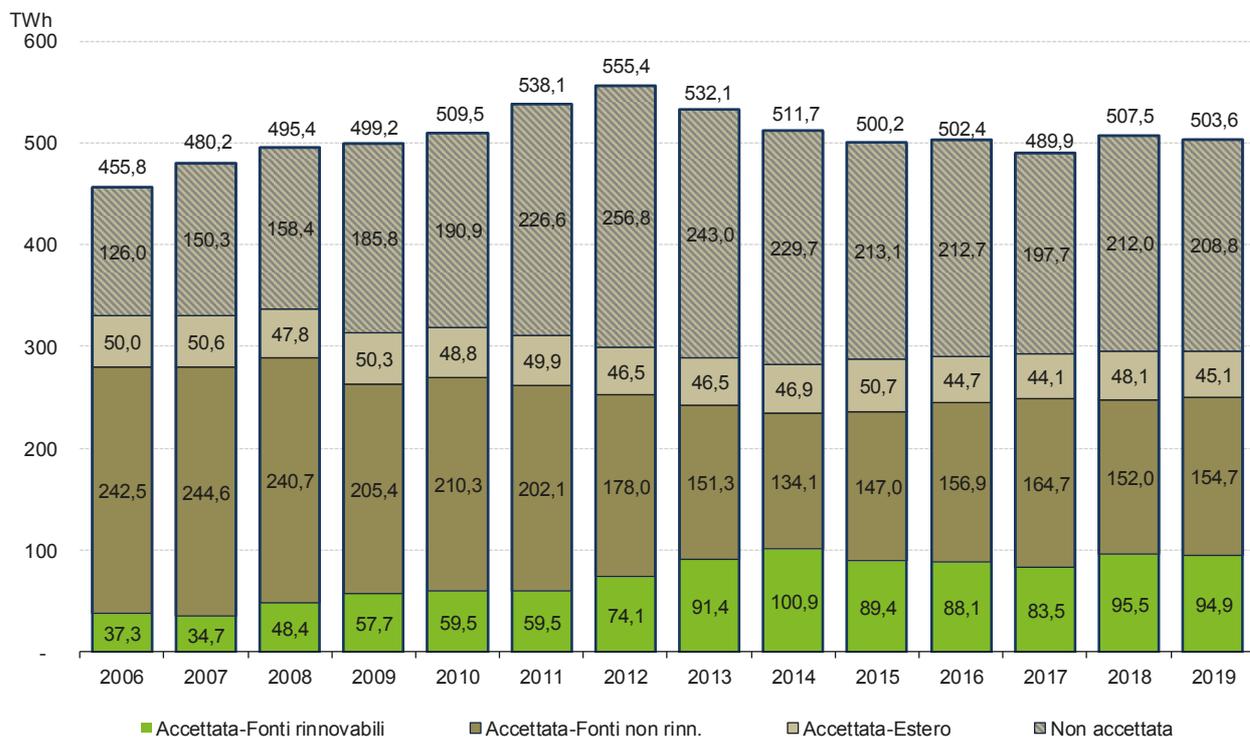


Fig. 2.2.3 - Andamento del PUN e delle sue determinanti<sup>21</sup>

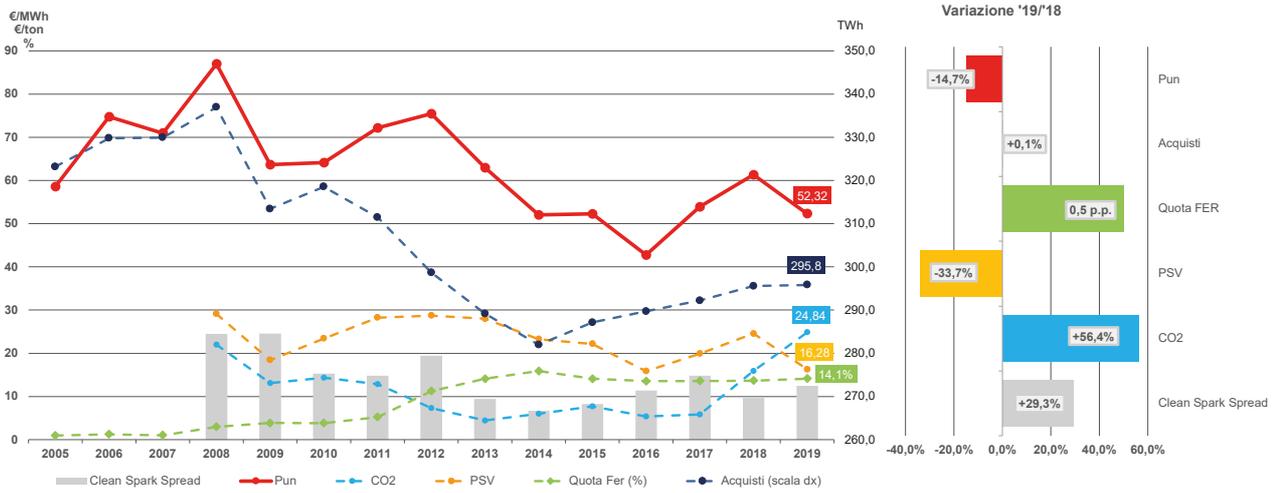
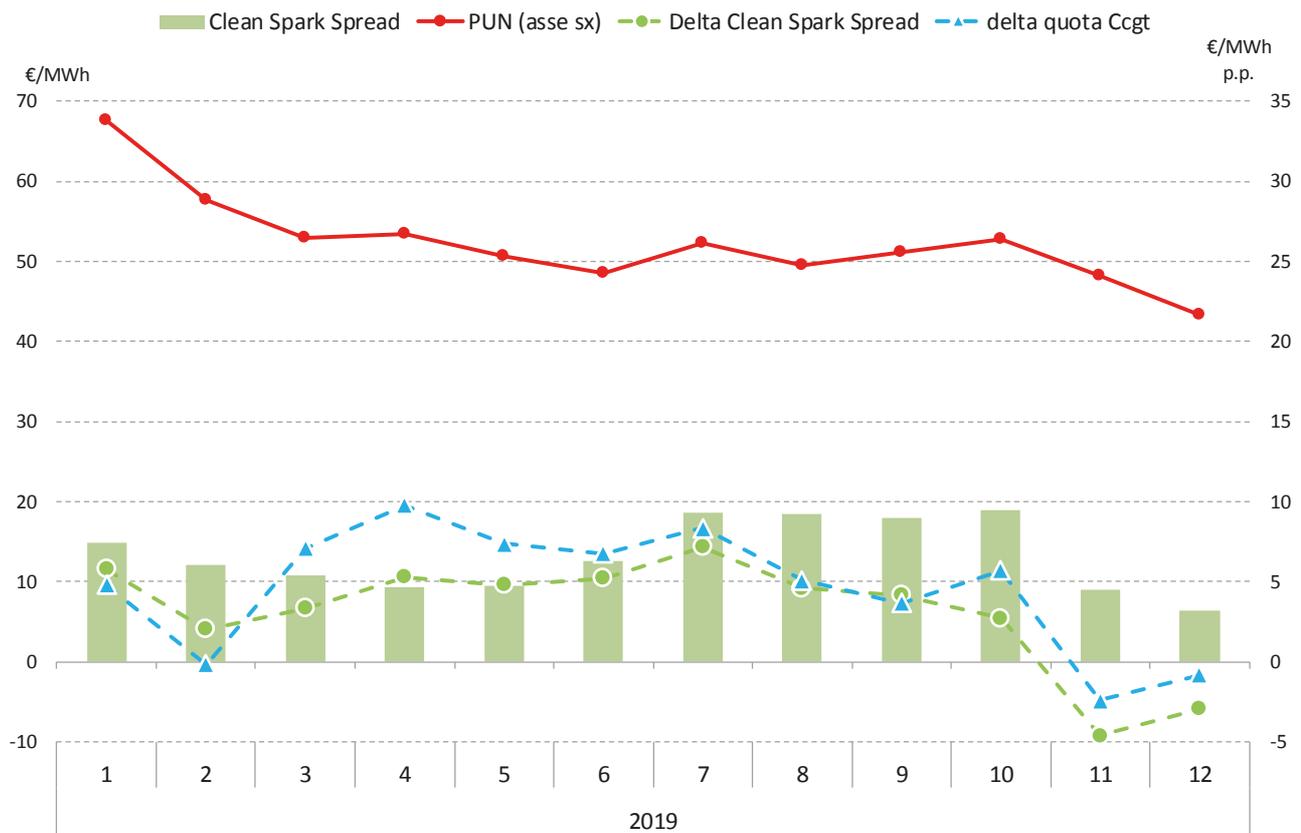


Fig. 2.2.4 - Pun e clean spark spread – andamento mensile



<sup>21</sup> Il dato relativo alla quota FER si riferisce alle fonti eolica e solare.

Fig. 2.2.5 - Pun per gruppi di ore. Media annua

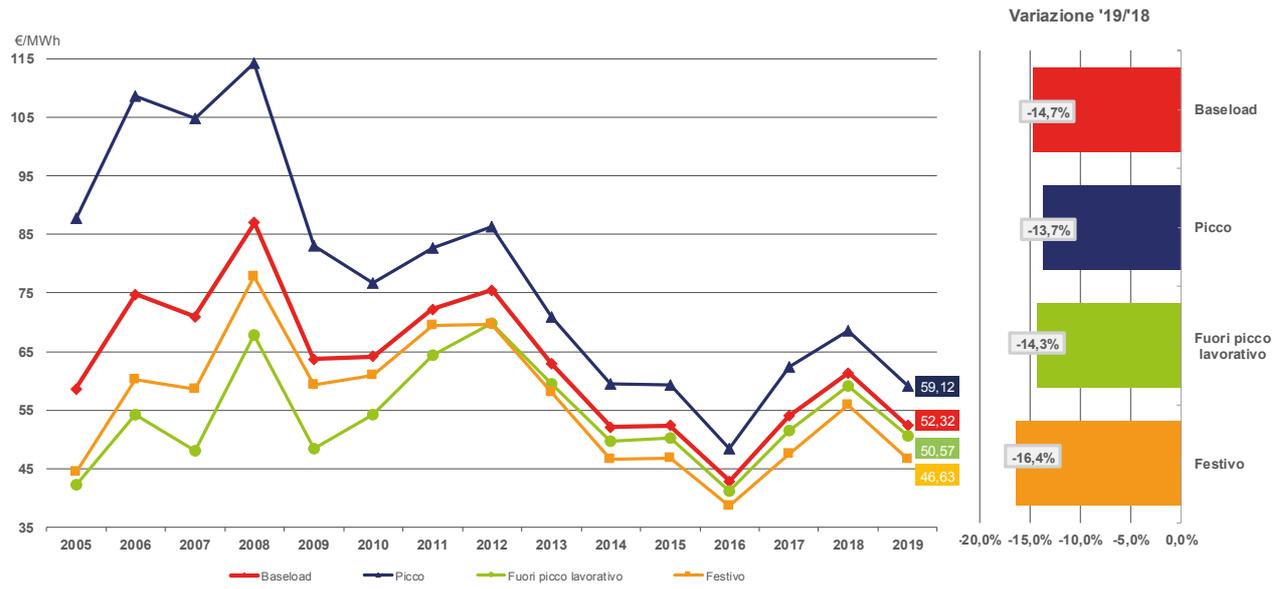


Fig. 2.2.6 - Prezzi zonali medi annui su MGP

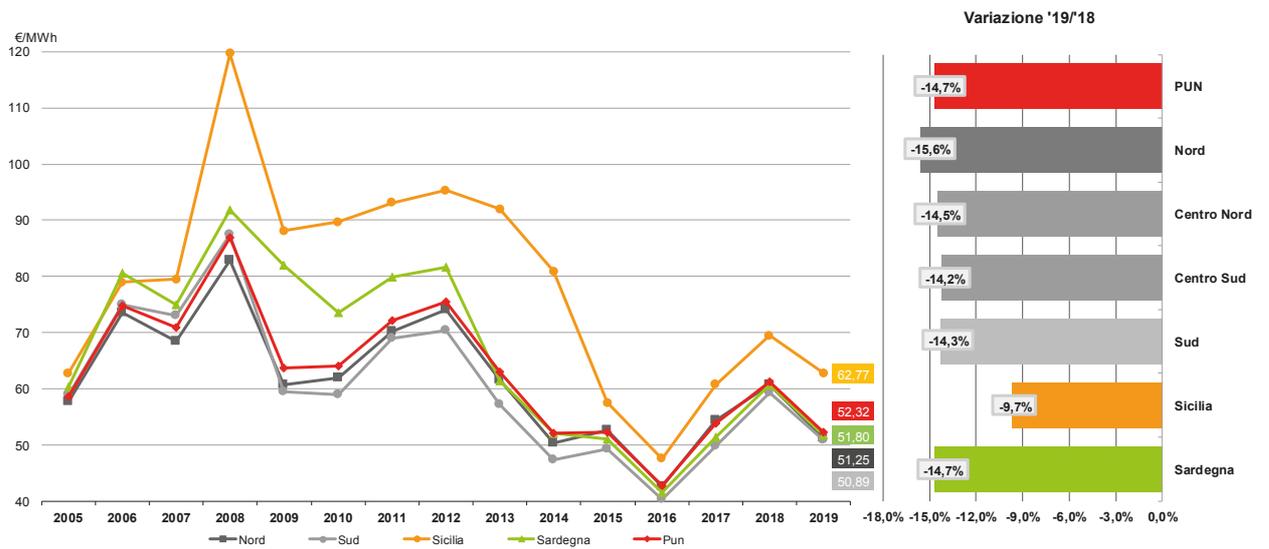


Fig. 2.2.7 - Volatilità dei prezzi

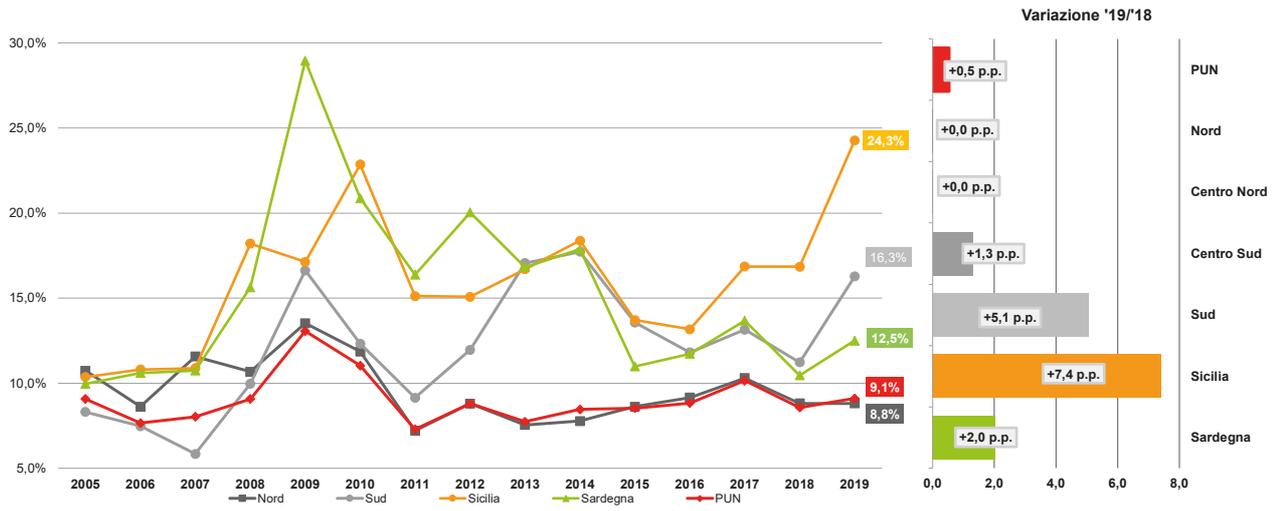
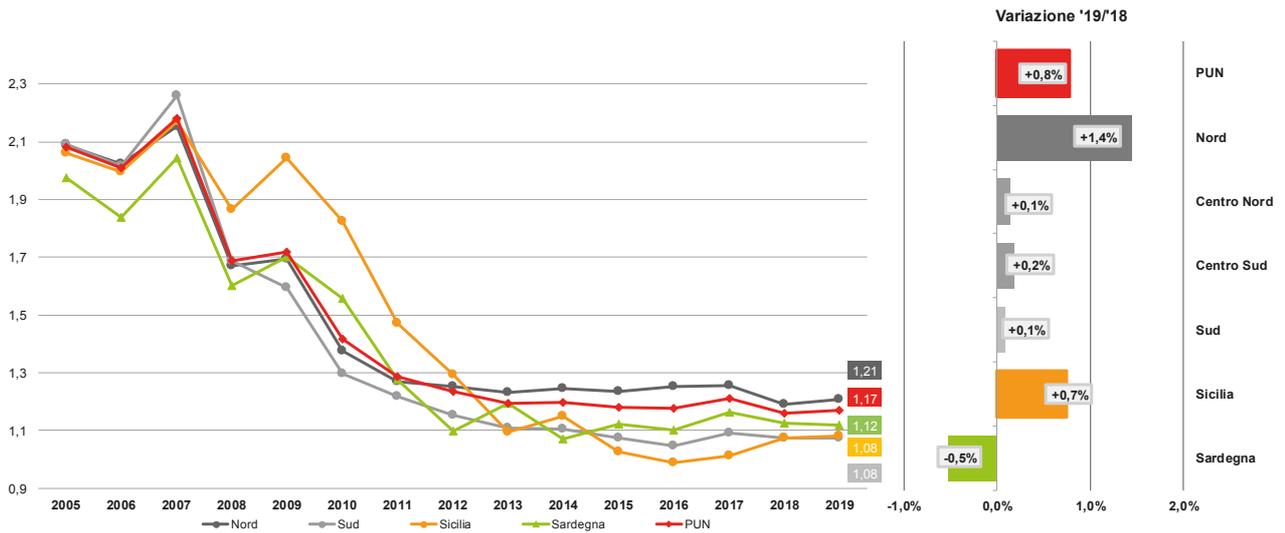


Fig. 2.2.8 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative



Tab. 2.2.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2019

	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sardegna	Sicilia
N° ore con prezzo a zero	- (0)	- (0)	- (3)	1 (3)	21 (3)	42 (3)	59 (14)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	- (0)	- (0)	- (1)	1 (1)	6 (1)	8 (1)	15 (3)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	79 (62)	56 (53)	83 (60)	113 (83)	146 (110)	122 (86)	165 (158)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	21,6% (170%)	15,3% (14,5%)	22,7% (16,4%)	31,0% (22,7%)	40,0% (30,1%)	33,4% (23,6%)	45,2% (43,3%)
<i>Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni&lt;prezzi notturni. €/MWh</i>	-4,76 (-6,79)	-3,92 (-5,85)	-5,22 (-7,23)	-6,40 (-7,42)	-7,71 (-8,23)	-7,01 (-7,61)	-9,07 (-8,96)

(l) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 2.2.3 - Volumi zonal su MGP (TWh). Anno 2019

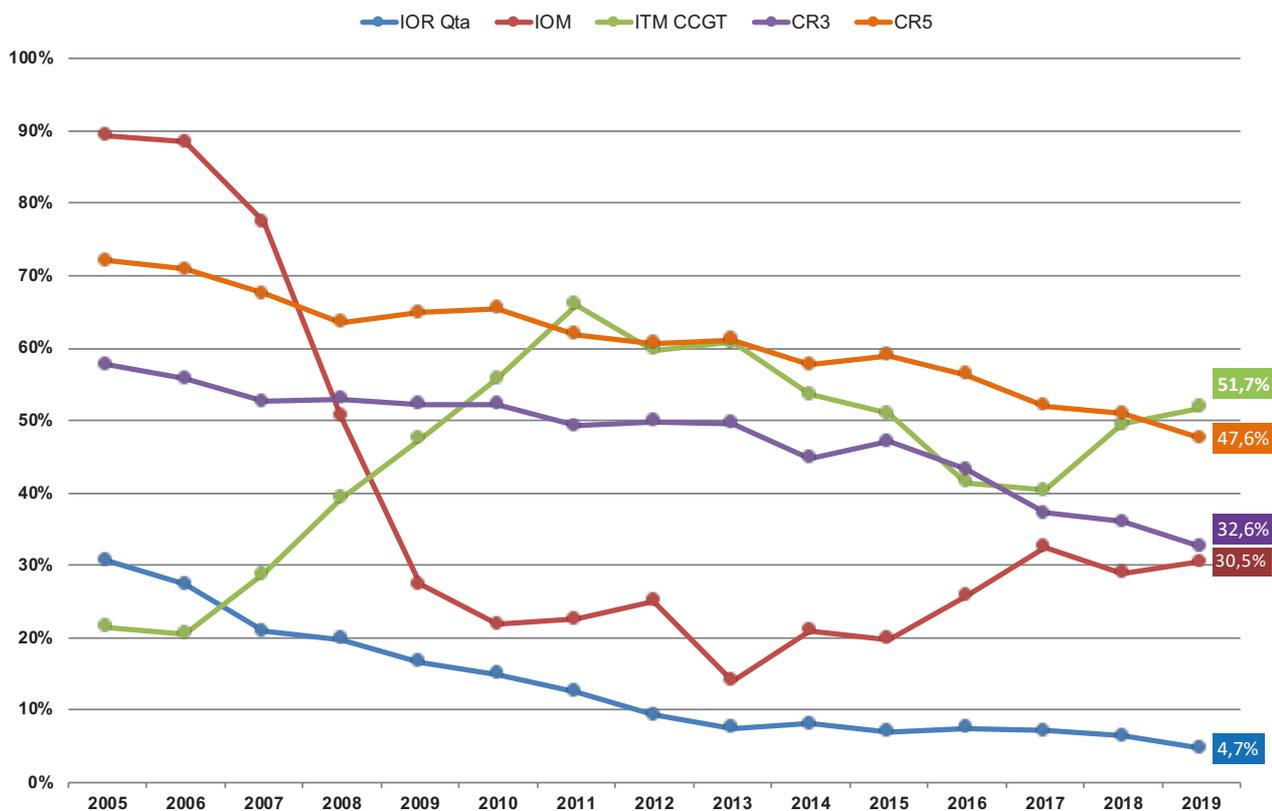
Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	162,06	(-1,5%)	131,31	(+1,8%)	236,61	(-2,0%)	163,11	(-1,3%)	105,30	(-6,4%)
Centro Nord	30,95	(-0,4%)	19,46	(+4,9%)	27,17	(-2,1%)	31,77	(+0,2%)	7,70	(-16,2%)
Centro Sud	45,74	(-0,4%)	27,53	(-4,2%)	57,72	(+12,8%)	45,87	(-0,5%)	30,19	(+34,6%)
Sud	24,02	(+1,6%)	49,54	(+1,9%)	85,25	(-0,8%)	24,17	(+1,7%)	35,71	(-4,3%)
Sicilia	17,34	(-1,9%)	11,47	(-0,4%)	32,43	(-4,7%)	17,37	(-2,0%)	20,97	(-6,9%)
Sardegna	8,91	(-0,7%)	11,39	(+2,3%)	18,36	(+0,6%)	8,99	(-0,4%)	6,97	(-2,1%)
Estero	6,81	(+82,6%)	45,12	(-6,1%)	46,03	(-6,0%)	10,99	(+38,6%)	0,91	(-0,7%)
Italia	295,83	(+0,1%)	295,83	(+0,1%)	503,57	(-0,8%)	302,29	(+0,2%)	207,74	(-2,0%)

(l) Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Tab. 2.2.4 - Vendite zonal per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2019

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>9.355</b>	<b>+5,4%</b>	<b>955</b>	<b>+25,1%</b>	<b>1.978</b>	<b>-6,3%</b>	<b>3.608</b>	<b>-1,6%</b>	<b>725</b>	<b>-1,1%</b>	<b>925</b>	<b>-0,7%</b>	<b>17.545</b>	<b>+2,7%</b>
Gas	8.022	+12,3%	878	+24,2%	1.245	+41,1%	3.127	+6,1%	677	-1,3%	491	-2,1%	14.440	+12,2%
Carbone	343	-47,2%	-	-	503	-49,7%	-	-	-	-	365	+3,1%	1.211	-39,5%
Altre	990	-8,4%	77	+36,7%	230	+0,1%	481	-33,0%	48	+1,7%	69	-9,5%	1.893	-14,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.434</b>	<b>-3,5%</b>	<b>1.267</b>	<b>-6,5%</b>	<b>1.130</b>	<b>+1,5%</b>	<b>2.047</b>	<b>+8,7%</b>	<b>585</b>	<b>+0,5%</b>	<b>375</b>	<b>+10,7%</b>	<b>10.838</b>	<b>-0,6%</b>
Idraulica	3.883	-3,3%	337	-18,3%	463	-11,4%	521	+7,7%	141	+4,1%	65	-9,6%	5.410	-4,1%
Geotermica	-	-	653	+0,0%	-	-	0	-	-	-	-	-	653	+0,0%
Eolica	10	+154,8%	29	+51,2%	373	+30,3%	1.167	+12,9%	335	+1,0%	228	+22,2%	2.142	+15,1%
Solare e altre	1.541	-4,4%	248	-8,5%	294	-3,6%	359	-1,8%	109	-5,3%	81	+2,2%	2.633	-4,2%
<b>Pompaggio</b>	<b>201</b>	<b>-6,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>-370%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>1</b>	<b>+165,8%</b>	<b>237</b>	<b>-12,6%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.990</b>	<b>+1,8%</b>	<b>2.222</b>	<b>+4,9%</b>	<b>3.143</b>	<b>-4,2%</b>	<b>5.655</b>	<b>+1,9%</b>	<b>1.309</b>	<b>-0,4%</b>	<b>1.300</b>	<b>+2,3%</b>	<b>28.620</b>	<b>+1,3%</b>

Fig. 2.2.9 - Indicatori di competitività



Tab. 2.2.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2019

Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte		1.487 (1.553) ▼	3.252 (3.147) ▲	3.380 (4.183) ▼	1.807 (1.849) ▼	3.586 (3.266) ▲	3.062 (3.280) ▼
HHI Vendite		950 (977) ▼	3.178 (2.875) ▲	1.573 (2.680) ▼	1.197 (1.291) ▼	1.724 (1.576) ▲	3.302 (3.538) ▼
CR3	<b>32,6%</b> (36,0%) ▼	37,3% (39,6%) ▼	80,5% (76,5%) ▲	46,1% (64,3%) ▼	41,3% (47,2%) ▼	55,8% (51,4%) ▲	81,5% (85,8%) ▼
CR5	<b>47,6%</b> (50,9%) ▼	57,5% (58,9%) ▼	89,0% (88,1%) ▲	64,6% (77,0%) ▼	55,6% (57,1%) ▼	73,4% (69,3%) ▲	90,9% (90,8%) ▲
IOR Quantità	<b>4,7%</b> (6,4%) ▼	0,4% (0,2%) ▲	33,7% (26,4%) ▲	10,2% (30,0%) ▼	0,9% (1,4%) ▼	2,0% (1,1%) ▲	11,7% (11,3%) ▲
IOM 1° Oper	<b>30,5%</b> (29,0%) ▲	29,1% (26,1%) ▲	32,7% (29,7%) ▲	34,7% (32,4%) ▲	29,2% (31,1%) ▼	37,7% (39,6%) ▼	31,0% (31,5%) ▼
ITM Ccgt	<b>51,7%</b> (49,4%) ▲	51,1% (48,6%) ▲	52,2% (49,0%) ▲	47,6% (47,5%) ▲	52,2% (49,9%) ▲	68,4% (64,6%) ▲	50,3% (46,7%) ▲

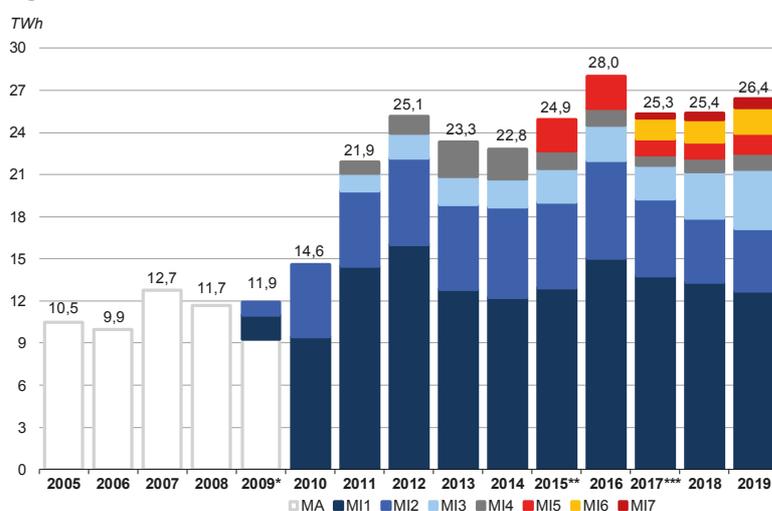
(i) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

## 2.2.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

**VOLUMI E PREZZI.** Ulteriori segnali di crescita per il MI, i cui volumi salgono complessivamente a 26,4 TWh (secondo valore più alto di sempre, +1 TWh, +4%). L'aumento si concentra nelle sessioni comprese tra MI3 e MI7, il cui peso sale al 35%, erodendo liquidità al MI1 e MI2, ambedue in calo su base annua, a conferma di una crescente propensione degli operatori a scambiare in prossimità del tempo reale. In tale contesto i prezzi sul MI continuano a riflettere quanto riscontrato sul MGP, sia in termini di livelli che di dinamiche (52/58 €/MWh, -12/-14%), mantenendo anche nel 2019 una volatilità più elevata rispetto al mercato day-ahead e in progressivo incremento in tutte le sessioni con l'avvicinarsi del tempo reale (Fig. 2.2.10, Fig. 2.2.11, Fig. 2.2.12, Fig. 2.2.14).

**LE MODALITÀ DI UTILIZZO E LE FONTI.** Come rilevato negli anni precedenti, l'utilizzo del MI determina un incremento dei programmi delle unità registrati in esito al MGP di 5,1 TWh, equivalente al 1,7% (era 4,2 TWh del 2018), trainato in prelievo dai grossisti (+4,4 TWh) e in immissione dagli impianti termoelettrici (+3,3 TWh). Cresce anche il programma degli impianti a fonte rinnovabile (+0,3 TWh) che invertono, invece, la tendenza osservata nei quattro anni precedenti. Minime riduzioni si rilevano, invece, per l'import netto, il cui programma in esito al MI viene solo lievemente modificato da maggiori volumi in export (+122 GWh), allocati prevalentemente tramite coupling sulla frontiera svizzera<sup>22</sup> (+102,7 GWh). In termini di prezzi e differenziali tra zone contigue, nel 2019 trovano inoltre conferma le dinamiche registrate i) dall'indicatore "last-first spread"<sup>23</sup> che, in un contesto caratterizzato da un generale ribasso dei prezzi, non mostra significative variazioni rispetto allo scorso anno, evidenziando nel 60% delle ore un differenziale di oltre 3 €/MWh e mediamente pari a 10 €/MWh; ii) dalle configurazioni zionali in esito al MGP, che rimangono immutate a valle del MI mediamente nel 91% delle ore<sup>24</sup>, percentuale che risulta più elevata, ed in lieve crescita, nei transiti delle zone centrali e meridionali e più bassa per il transito SICI-ROSN (82%, +1 p.p.), il più congestionato in esito al MGP (40% delle ore, +3 p.p.) (Fig. 2.2.13, Fig. 2.2.15, Fig. 2.2.16, Tab. 2.2.6).

**Fig. 2.2.10 - Volumi scambiati sul MI**



\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno

\*\* Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

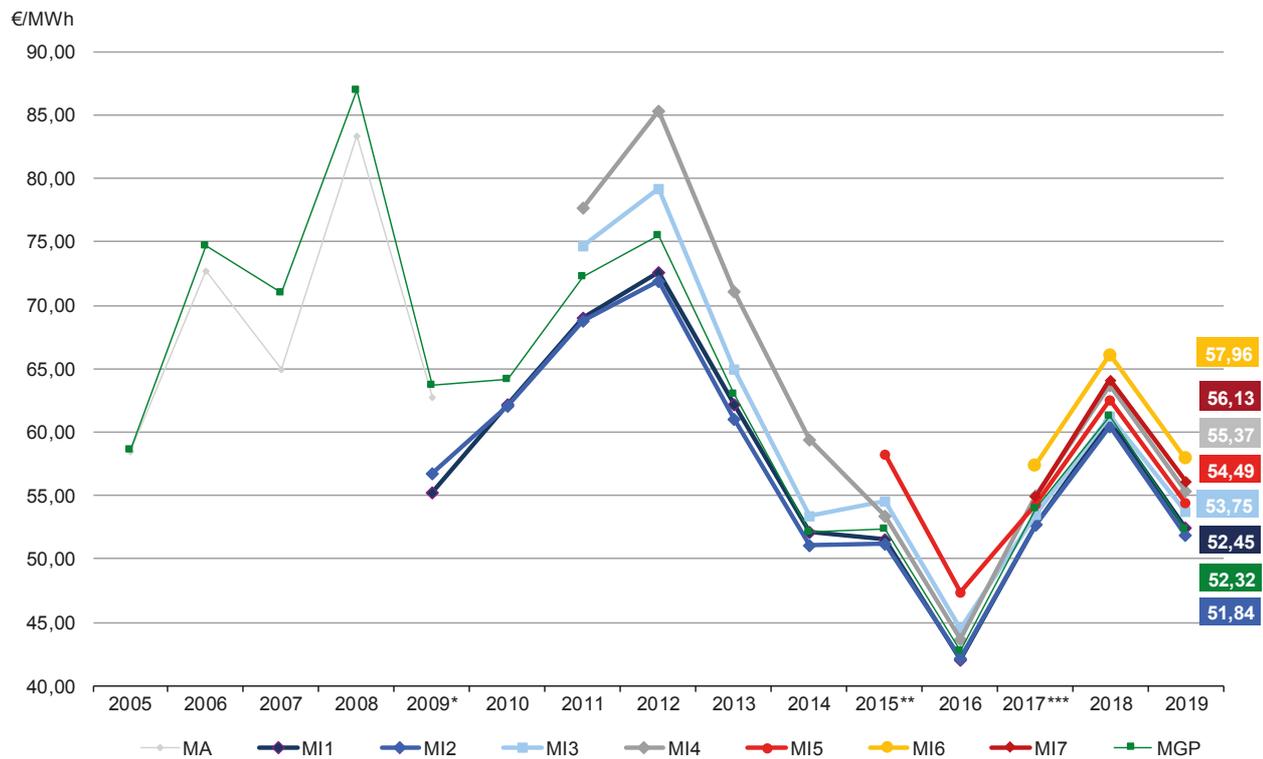
\*\*\* Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

<sup>22</sup> Il Market coupling con la Svizzera è stato avviato sui mercati MI2 e MI6 a partire dal giorno di consegna 18 aprile 2019.

<sup>23</sup> Si tratta del differenziale registrato, in ciascuna ora, tra le quotazioni della prima e dell'ultima sessione del MI.

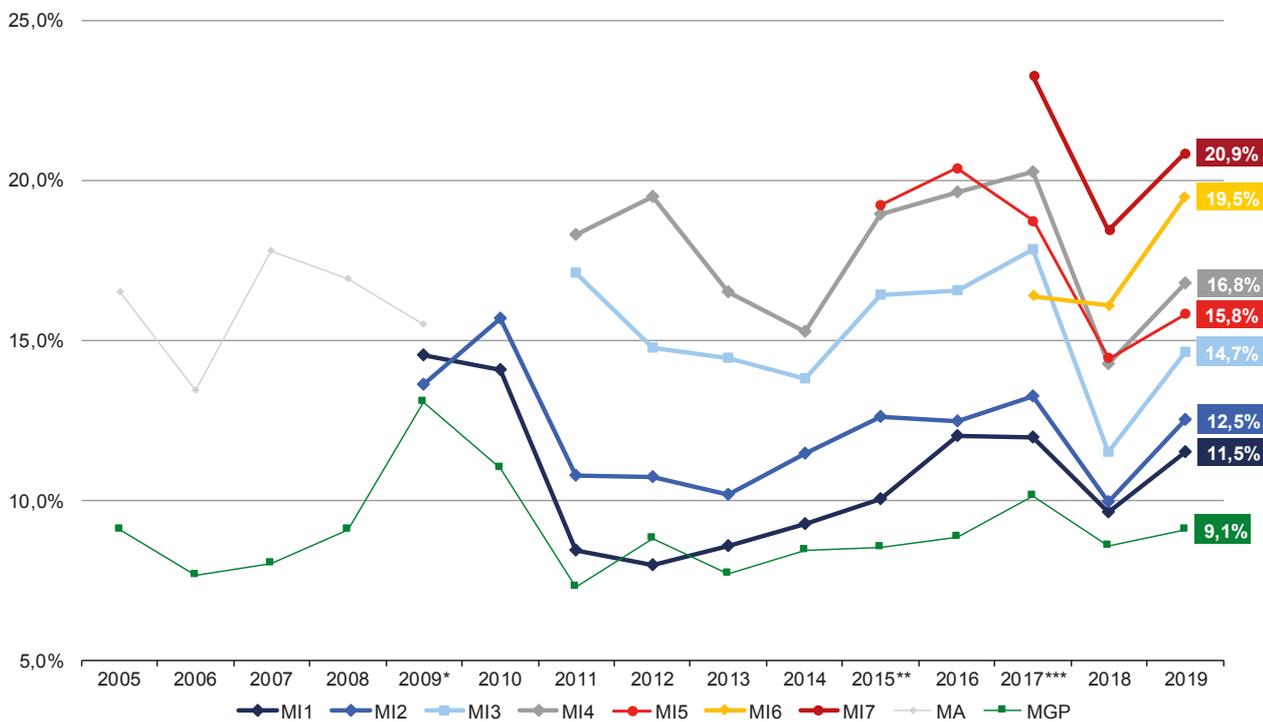
<sup>24</sup> L'analisi di unione/separazione è stata condotta sulla coppia di zone unite da un transito.

**Fig. 2.2.11 - Prezzo MI: evoluzione annuale**



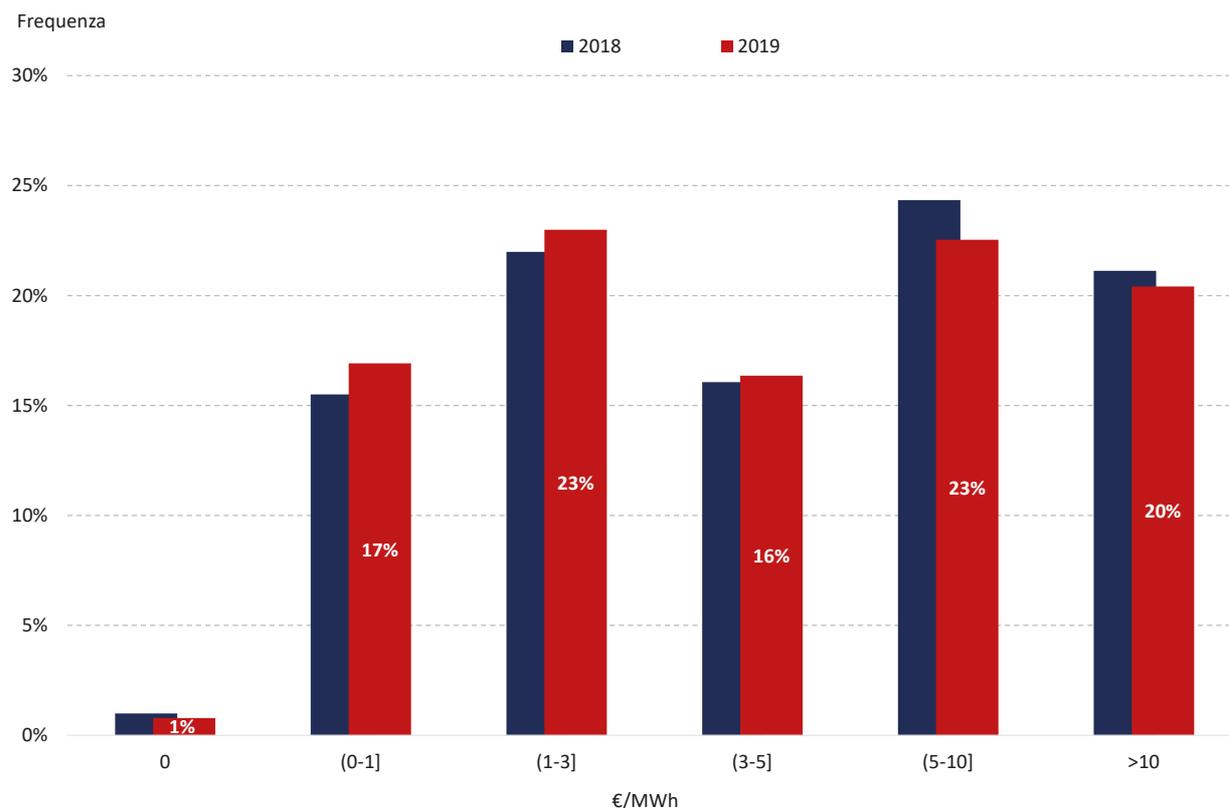
\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno  
 \*\* Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio  
 \*\*\* Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

**Fig. 2.2.12 - Volatilità del prezzo MI: evoluzione annuale**



\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno  
 \*\* Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio  
 \*\*\* Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

Fig. 2.2.13 - Distribuzione last-first spread. Anno 2019



Tab. 2.2.6 - I cambiamenti di assetto zonale. Anno 2019

ZONE CONTIGUE	Delta prezzo su MGP=0				Delta prezzo su MGP≠0				Totale complessivo
	Cambiamenti di assetto								
	0	1	>1	Totale	0	1	>1	Totale	
NORD-CNOR	87% (89%)	1% (1%)	1% (1%)	<b>89% (91%)</b>	4% (3%)	4% (4%)	2% (1%)	<b>11% (9%)</b>	<b>100%</b>
CNOR-CSUD	78% (81%)	1% (1%)	1% (1%)	<b>81% (83%)</b>	7% (6%)	9% (9%)	3% (2%)	<b>19% (17%)</b>	<b>100%</b>
CSUD-SARD	97% (97%)	0% (0%)	0% (0%)	<b>97% (98%)</b>	1% (1%)	1% (1%)	0% (0%)	<b>3% (2%)</b>	<b>100%</b>
CSUD-SUD	91% (87%)	0% (0%)	1% (1%)	<b>92% (88%)</b>	5% (4%)	3% (6%)	1% (2%)	<b>8% (12%)</b>	<b>100%</b>
SICI-ROSN	55% (59%)	2% (3%)	3% (2%)	<b>60% (63%)</b>	27% (22%)	9% (11%)	4% (4%)	<b>40% (37%)</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>82% (83%)</b>	<b>1% (1%)</b>	<b>1% (1%)</b>	<b>84% (85%)</b>	<b>9% (7%)</b>	<b>5% (6%)</b>	<b>2% (2%)</b>	<b>16% (15%)</b>	<b>100%</b>

( ) Valori dell'anno precedente

Fig. 2.2.14 - Il peso dei mercati infragiornalieri

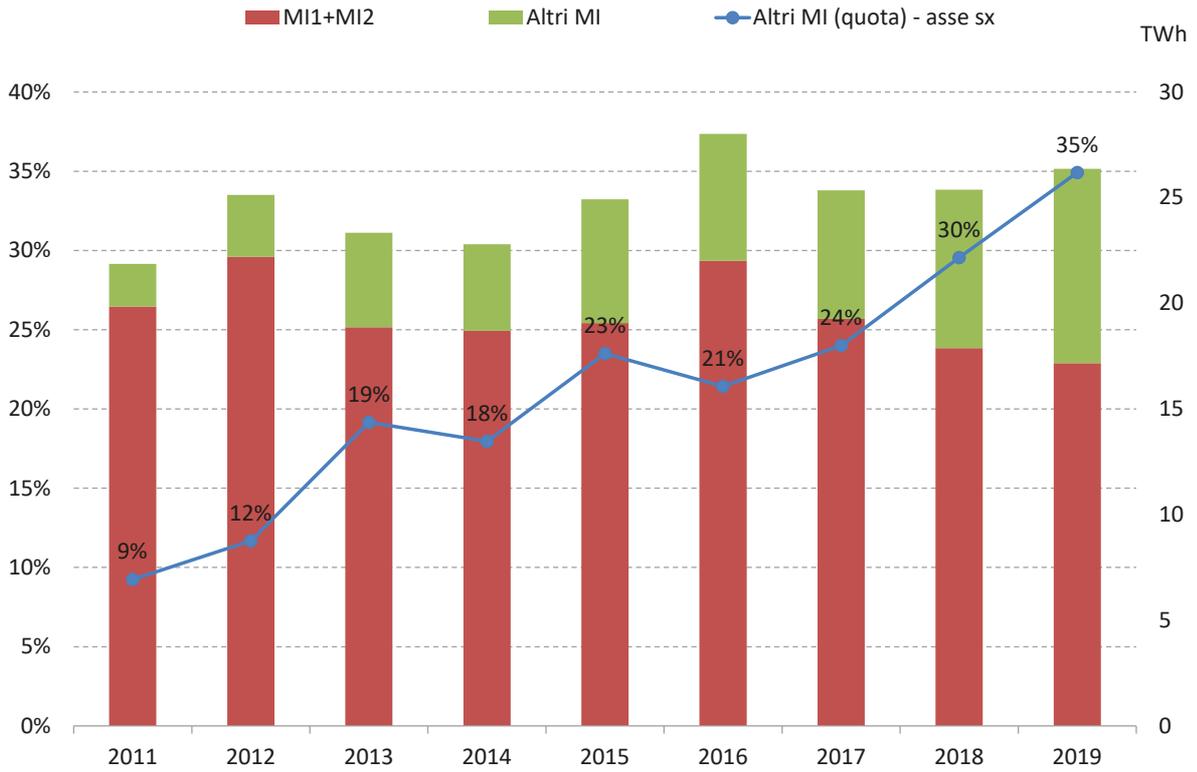


Fig. 2.2.15 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. TWh

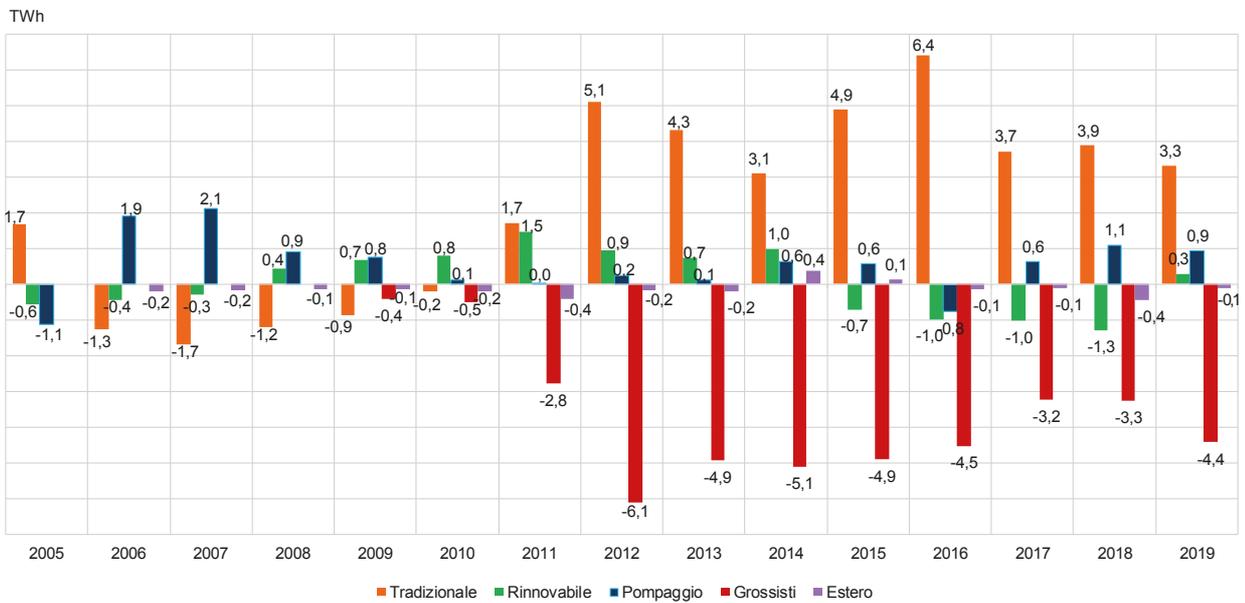
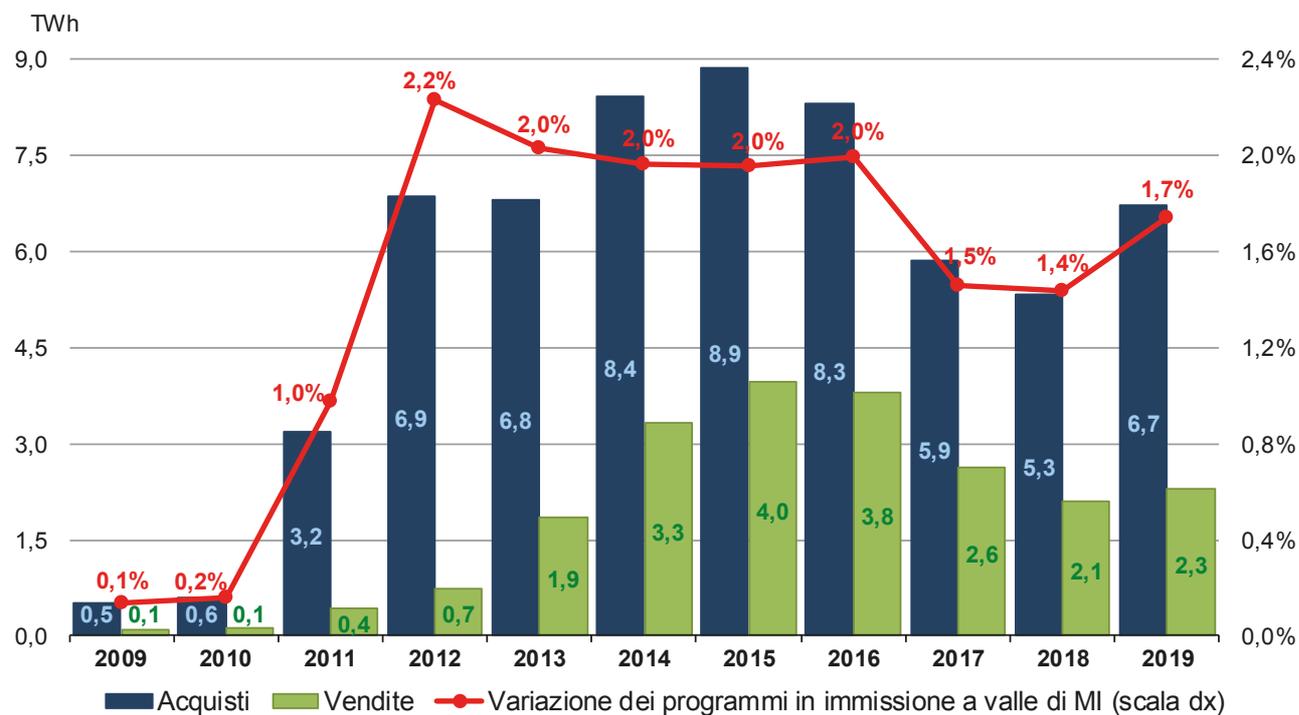


Fig. 2.2.16 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI



### 2.2.3. Altri mercati elettrici

**MPEG.** Nel terzo anno di piena attività del Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registra un calo sia delle negoziazioni che dei volumi sul prodotto “differenziale unitario di prezzo” (rispettivamente 1.049, -56% e 0,7 TWh, -78%), scambiato ancora prevalentemente con profilo baseload (90%, +13 p.p.). Il prezzo medio dei prodotti giornalieri si riduce a 0,10 €/MWh (-0,08 €/MWh) sulla tipologia baseload, con un andamento piuttosto omogeneo nei mesi, mentre si conferma decisamente più volatile sul profilo peakload, in particolare tra gennaio e maggio, quando raggiunge i livelli più elevati che spingono il valore annuale a 0,52 €/MWh (+0,21 €/MWh) (Fig. 2.2.17).

**PCE.** Ulteriore riduzione delle transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) che, con riferimento alla consegna/ritiro nel 2019, scendono ai minimi dal 2011 (293,8 TWh, -1,8%), per effetto del quarto calo consecutivo, indotto prevalentemente dalla flessione dei contratti bilaterali non-standard (-7,8%) rimasti comunque i più utilizzati dagli operatori (70,4% del totale). Scende anche la posizione netta determinatasi dal complesso delle transazioni registrate (165,5 TWh, -1,8%), per un turnover<sup>25</sup> pari a 1,77 (-0,08). In merito all’esecuzione sul MGP delle posizioni PCE, restano sostanzialmente invariati i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 82,6 TWh (-0,1%), mentre il relativo sbilanciamento tocca il minimo degli ultimi sette anni, pari a 83,0 TWh (-3,5%). Tornano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 129,4 TWh (-5,5%), con una netta crescita, invece, dello sbilanciamento a programma ad essi associato, attestatosi a 36,2 TWh (+13,7%) (Fig. 2.2.18, Tab. 2.2.7, Fig. 2.2.19).

**MTE.** In lieve ripresa gli abbinamenti (176, +46), i contratti (596 MW, +391 MW) e i volumi scambiati sul MTE (1,6 TWh, +0,4 TWh). I prodotti più scambiati restano quelli caratterizzati da profilo baseload e scadenza annuale (baseload 2020, 21 % del totale). In particolare il prezzo di controllo del prodotto calendar 2020 mostra una dinamica volatile fino ad ottobre, attestandosi mediamente attorno ai 60 €/MWh, per ripiegare nell’ultimo bimestre, in linea con l’andamento della quotazione spot, e chiudere la sua posizione a 54,25 €/MWh (Tab. 2.2.8).

<sup>25</sup> Si intende il rapporto tra le transazioni registrate e la posizione netta.

Fig. 2.2.17 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	959 (1.864)	359/365 (347/365)	0,10 (0,18)	0,07 (0,04)	1,00 (0,50)	692.074 (2.915.431)	1.928 (8.402)
Peakload	90 (509)	89/261 (214/261)	0,52 (0,31)	0,07 (0,10)	5,00 (2,20)	9.180 (249.396)	103 (1.165)
<b>Totale</b>	<b>1.049</b> <b>(2.373)</b>					<b>701.254</b> <b>(3.164.827)</b>	

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

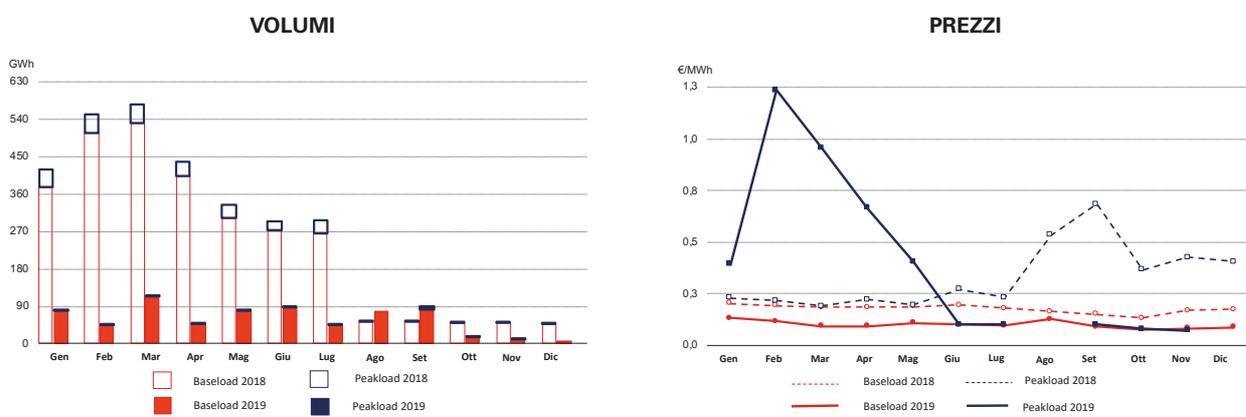
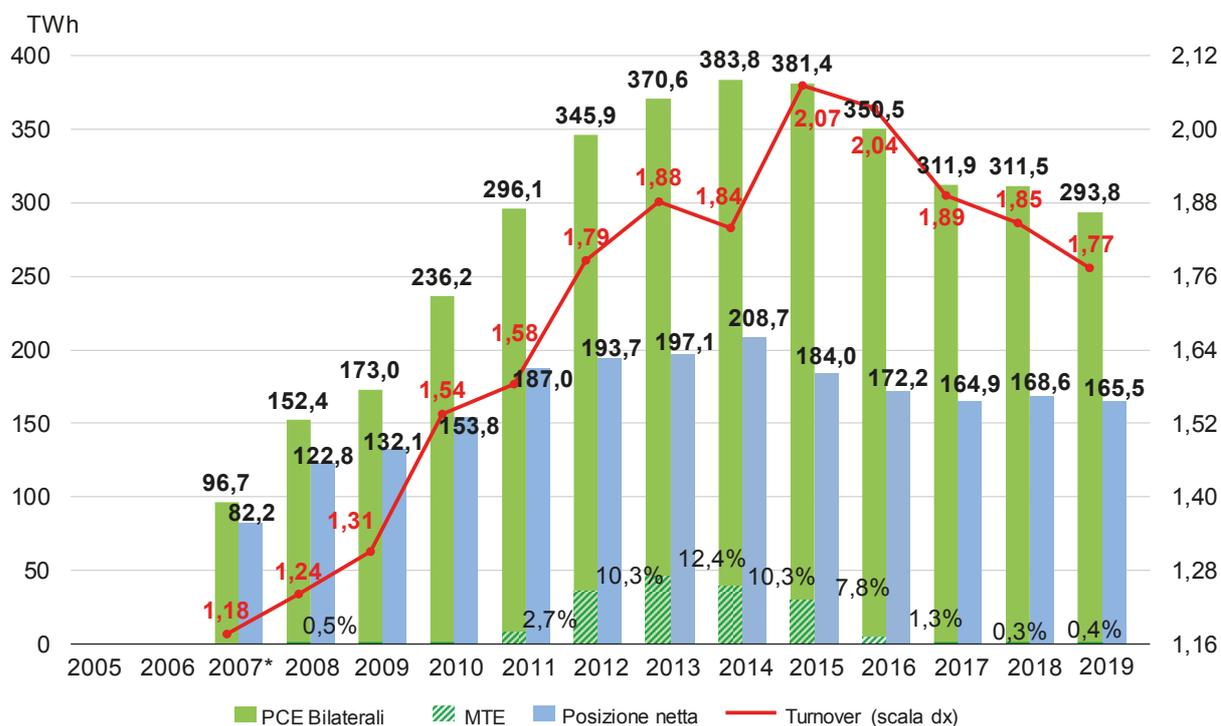


Fig. 2.2.18 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover

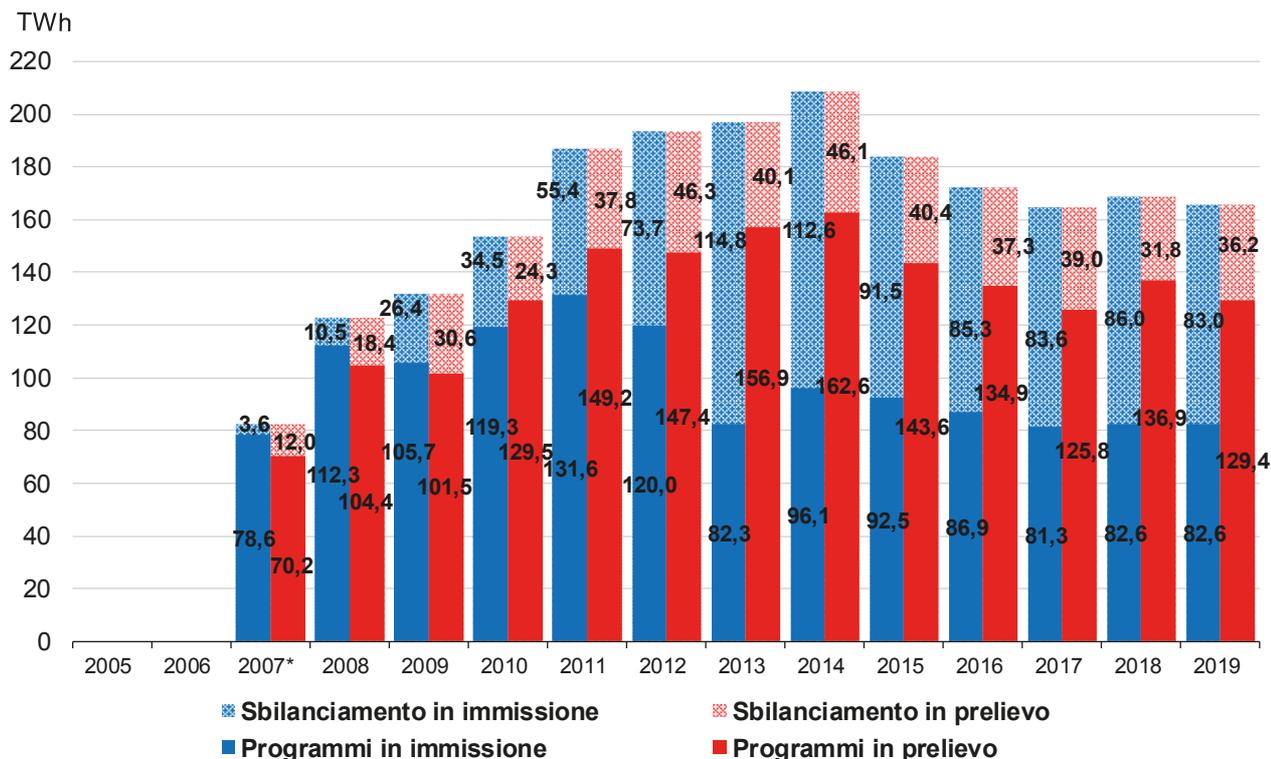


\* Dati a partire da maggio 2007

Tab. 2.2.7 - Profilo delle transazioni registrate e programmi

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI								
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo					
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura			
Baseload	82.280.909	3,3%	28,0%									
Off Peak	974.293	4,1%	0,3%									
Peak	1.769.156	-14,9%	0,6%									
Week-end	1.200	78,3%	0,0%									
<b>Totale Standard</b>	<b>85.025.558</b>	<b>2,9%</b>	<b>28,9%</b>									
<b>Totale Non standard</b>	<b>206.892.365</b>	<b>-7,8%</b>	<b>70,4%</b>									
<b>PCE bilaterali</b>	<b>291.917.923</b>	<b>-5,0%</b>	<b>99,4%</b>									
<b>MTE</b>	<b>1.160.580</b>	<b>-4,2%</b>	<b>0,4%</b>									
<b>MPEG</b>	<b>701.254</b>	<b>-77,8%</b>	<b>0,2%</b>									
<b>CDE</b>	-	-	0,0%									
<b>Totale</b>	<b>293.779.757</b>	<b>-5,7%</b>	<b>100,0%</b>									
<b>Posizione netta</b>	<b>165.540.713</b>	<b>-1,8%</b>										
				<b>Richiesti</b>	116.569.646	4,8%	100,0%	129.503.388	-6,3%	100,0%		
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	59.069.682	5,1%	50,7%	31.395	164,4%	0,0%		
				<b>Registrati</b>	<b>82.564.481</b>	<b>-0,1%</b>	<b>70,8%</b>	<b>129.368.459</b>	<b>-5,5%</b>	<b>99,9%</b>		
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	25.092.648	-9,1%	21,5%	31.091	161,9%	0,0%		
				Rifiutati	34.005.165	18,7%	29,2%	134.928	-89,9%	0,1%		
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	33.977.034	18,7%	29,1%	303	46.155,6%	0,0%		
				<b>Sbilanciamento a programma</b>	<b>82.977.232</b>	<b>-3,5%</b>		<b>36.172.254</b>	<b>13,9%</b>			
				<b>Saldo programmi</b>	<b>229</b>	<b>-</b>		<b>46.804.208</b>	<b>-13,7%</b>			

Fig. 2.2.19 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



\* Dati a partire da maggio 2007

Tab. 2.2.8 - MTE: volumi scambiati per anno di trading

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Δ% 2019/2018
<b>Contratti (MW)</b>										
<b>Totale</b>	<b>8.228</b>	<b>12.697</b>	<b>6.096</b>	<b>4.550</b>	<b>1.004</b>	<b>411</b>	<b>518</b>	<b>391</b>	<b>596</b>	<b>52%</b>
Baseload	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	357	561	57%
Peakload	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	34	35	3%
<b>Volumi (TWh)</b>										
<b>Totale</b>	<b>33,4</b>	<b>55,0</b>	<b>41,1</b>	<b>32,3</b>	<b>5,1</b>	<b>1,1</b>	<b>1,4</b>	<b>1,2</b>	<b>1,6</b>	<b>38%</b>
Baseload	29,8	52,3	36,7	32,2	5,0	1,0	1,3	1,2	1,6	39%
Peakload	3,7	2,7	4,4	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	6%
<b>Numero Abbinamenti</b>										
<b>Totale</b>	<b>665</b>	<b>953</b>	<b>342</b>	<b>500</b>	<b>252</b>	<b>85</b>	<b>139</b>	<b>130</b>	<b>176</b>	<b>35%</b>
Baseload	478	884	136	488	239	73	123	119	165	39%
Peakload	187	69	206	12	13	12	16	11	11	0%
<b>Quota volumi OTC</b>										
<b>Totale</b>	<b>5%</b>	<b>45%</b>	<b>81%</b>	<b>43%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>+0 p.p.</b>
Baseload	6%	45%	90%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Peakload	1%	46%	0%	29%	0%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.

## 2.3. IL MERCATO DEL GAS IN ITALIA

### 2.3.1. Il contesto

**DINAMICHE DI SISTEMA E PREZZI AGLI HUB.** Nel 2019 i consumi di gas naturale in Italia tornano a crescere, attestandosi a 781 TWh (+2,3% sul 2018), spinti dal settore termoelettrico, ai massimi degli ultimi otto anni (272 TWh, +10% sul 2018) anche per effetto di un calo delle importazioni di energia elettrica (-6%); tale dinamica risulta solo in parte smorzata dalle riduzioni registrate nei settori civile e industriale (rispettivamente 335 TWh, -2% e 148 TWh, -2%). L'aumento della domanda è stato assorbito prevalentemente *i)* dall'incremento al massimo storico delle importazioni di gas tramite terminali di rigassificazione (148 TWh, +61%), la cui quota sul totale approvvigionato sale al 16% (+6 punti percentuali e record assoluto), in un contesto caratterizzato da un mercato GNL globale sostanzialmente lungo, in presenza di elevata offerta asiatica e domanda stabile, con i costi di importazione in ribasso e competitivi rispetto ai corrispondenti prezzi del gas tramite gasdotto; *ii)* da un incremento sui valori più alti degli ultimi sette anni del saldo tra iniezioni e erogazioni nei sistemi di stoccaggio (15 TWh, +10 TWh), confermatasi importante strumento di flessibilità per la modulazione dei consumi e per il bilanciamento della rete. In termini di prezzo, la quotazione al PSV, al pari del Brent e dei principali riferimenti di gas europei e internazionali<sup>26</sup>, inverte la tendenza rialzista dei due anni precedenti e scende a 16,28 €/MWh, poco sopra il minimo storico del 2016, ripiegando di oltre 8 €/MWh dal livello molto elevato del 2018. La dinamica ribassista culmina nell'agosto del 2019, quando le quotazioni si posizionano sui livelli minimi storici (11,57 €/MWh), cedendo nell'arco di dodici mesi oltre 18 €/MWh (a settembre 2018 i prezzi erano poco sotto i 30 €/MWh). Analoghe dinamiche per le altre quotazioni europee: il riferimento al TTF scende al suo minimo assoluto (13,58 €/MWh, -9 €/MWh), mantenendosi nel corso dell'anno sempre al di sotto del PSV, con conseguente ampliamento dello spread col prezzo italiano a 2,70 €/MWh, il più alto dal 2013 (Fig. 2.3.1, Fig. 2.3.2, Fig. 2.3.4).

### 2.3.2. Il mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)

**I VOLUMI.** Nel 2019, si consolida il ruolo del mercato a pronti del gas (MP-GAS) all'interno di uno scenario che ha come sfondo il sistema di bilanciamento avviato nell'ottobre 2016 (al terzo anno di piena operatività). Gli scambi sul MP-GAS, al secondo importante rialzo, salgono al livello record di 79,0 TWh (+45%), alimentati dalla notevole performance dei due mercati *title*, entrambi ai massimi storici, a sua volta sostenuta dai crescenti benefici del meccanismo di Liquidity Providing introdotto nel 2018. Tale aumento spinge la quota sul totale consumato oltre il 10% (+3,0 p.p. rispetto al 2018), con picchi mensili del 15-16% a luglio e agosto (Fig. 2.3.3).

► **Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS).** I volumi sul MGP-GAS salgono a 24,6 TWh (+88,9%), scambiati prevalentemente il giorno prima (78% del MGP-GAS), e rappresentano oltre il 30% del totale negoziato a pronti (+7 p.p. su base annua). La crescita, osservata nel corso dell'intero 2019, presenta un'accelerazione nella seconda parte dell'anno, in cui sono stati raggiunti i valori mensili più alti di sempre. Contribuisce all'aumento, pur non risultando determinante per spiegare la dinamica fortemente rialzista, l'attività avviata in via sperimentale sul MGP-GAS, a partire da luglio e ai sensi della Deliberazione ARERA 57/2019/R/GAS da Snam in qualità di TSO, che ha riguardato volumi per 2,1 TWh (circa l'8% del totale scambiato).

<sup>26</sup> Si fa riferimento in particolare al prezzo spot dell'Henry Hub (-19%) e dell'Asian LNG (-43%).

- **Il Mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).** Si rafforza il trend rialzista anche degli scambi sul MI-GAS che, al quinto aumento consecutivo, salgono a 41,1 TWh (+47%), confermando il segmento come il più liquido nell'ambito del MP-GAS (50% del totale negoziato a pronti). L'incremento è stato sostenuto soprattutto dalle contrattazioni concluse tra operatori terzi - diversi dal Responsabile del Bilanciamento (RdB) - che ammontano al massimo storico di 24,1 TWh (+80% sul 2018), superando per la prima volta le movimentazioni di Snam ai fini del bilanciamento (17 TWh), risultate in crescita seppur meno significativa.
- **Il Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS).** Ancora in calo ed in controtendenza le quantità scambiate sul MGS (13,4 TWh, -1%), il cui peso conseguentemente si riduce anche in termini di quota sul totale scambiato (17% del totale, -8 p.p.). La contrazione si concentra sulle negoziazioni degli operatori terzi, sia in acquisto (-33%) che in vendita (-14%), neutralizzando l'aumento delle movimentazioni di Snam, sia lato acquisto (6,8 TWh, +84%) che lato vendita (4,8 TWh, +36%), in particolare con finalità diverse dal bilanciamento. Infine, sul MPL, anche nel 2019, non è stata attivata nessuna sessione da parte di Snam.

**I PREZZI.** Le quotazioni sui mercati a pronti, dopo il picco registrato nel 2018, scendono ovunque ai minimi storici, attestandosi poco sopra i 16 €/MWh su MGP-GAS e MI-GAS e a ridosso dei 17 €/MWh su MGS. L'andamento dei prezzi conferma la stretta correlazione tra le quotazioni dei due mercati *title* e quella al PSV (16,28 €/MWh). Il differenziale<sup>27</sup> tra il System Average Price (SAP)<sup>28</sup> e il PSV risulta stabile su base annua a 0,2 €/MWh, con una volatilità per entrambi i riferimenti in crescita ma su livelli comunque contenuti (rispettivamente 1,87% e 1,70%). Le suddette dinamiche trovano riscontro anche in un'analisi infra-annuale: il SAP e il PSV, che a gennaio si collocavano intorno ai 24 €/MWh, nei primi otto mesi dell'anno arretrano di oltre 12 €/MWh, posizionandosi ad agosto sui valori più bassi di sempre (11-12 €/MWh), per poi chiudere il 2019 attorno a 15 €/MWh di dicembre. Divergente l'andamento della quotazione MGS che ribadisce una differente reattività ai fenomeni esogeni, conseguente alla natura stessa di tale mercato, collocandosi su livelli inferiori ai due mercati *title* nei mesi di gennaio e febbraio e superiori nei mesi compresi tra giugno e ottobre, periodo di iniezione nei siti di stoccaggio. Proprio in quest'ultima fase il differenziale tra il MGS e le altre quotazioni arriva a superare i 4 €/MWh, divario mai così alto dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento. La contenuta risposta dei prezzi MGS ai segnali del sistema spiega anche il loro più basso livello di volatilità rispetto agli altri mercati (0,96%) (Tab. 2.3.1, Fig. 2.3.4).

**L'OPERATIVITÀ DI SNAM.** L'attività svolta in qualità di RdB e per approvvigionare i volumi di gas necessari al funzionamento del sistema (TSO), in adempimento a quanto previsto dalla regolazione vigente, comporta una consistente partecipazione di Snam al MP-GAS, confermata dall'elevata percentuale di volumi movimentati sia sui mercati *title* che sul MGS. Nel corso degli anni, tuttavia, tale quota ha mostrato un graduale ridimensionamento: nei due mercati a negoziazione continua nel 2019 le quantità acquistate e vendute da Snam nelle proprie funzioni rappresentano complessivamente il 13% del totale, cedendo circa 5 p.p. su base annua per effetto soprattutto della crescita degli scambi tra operatori terzi, mentre rimane pressoché stabile la sua quota sul MGS (45%, -1 p.p.), concentrata prevalentemente sulle finalità di *Neutralità ed Altro*. L'analisi delle movimentazioni effettuate in qualità di RdB sul MI-GAS mostra, in linea con l'operatività dell'anno precedente, un maggior intervento di Snam, sia in termini di volumi che di frequenza, in presenza di un sistema corto. In tali

<sup>27</sup> Il differenziale è calcolato nei soli giorni in cui sono disponibili le quotazioni al PSV.

<sup>28</sup> Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS ponderata per i rispettivi abbinamenti.

situazioni gli acquisti di Snam sono risultati complessivamente pari a 11,5 TWh (il 68% del totale movimentato), realizzati prevalentemente in corrispondenza di uno sbilanciamento di sistema compreso nelle classi [31.400-60.000 MWh] per 4,3 TWh e [60.000-100.000 MWh] per 3,5 TWh. Meno intensi e meno frequenti gli interventi del RdB in condizioni di sistema lungo, quando le vendite di Snam si sono attestate complessivamente a 5,3 TWh (il 31% del suo totale movimentato), concentrate anch'esse nelle classi intermedie di sbilanciamento. Residuali, infine, i volumi scambiati dal RdB non coerentemente con il segno dello sbilanciamento, circostanza verificatasi sia in condizioni di sistema corto che lungo (rispettivamente in due e tre casi, per complessivi 0,15 TWh) (Tab. 2.3.3).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** La crescita degli scambi tra operatori diversi da Snam, favoriti anche dal meccanismo di Liquidity Providing sul MGP-GAS, ha prodotto un significativo miglioramento della concorrenza sui mercati *title*, soprattutto sul lato dell'acquisto. Nel 2019, infatti, le quote di mercato dei primi operatori (CR5) scendono in acquisto al 41% (-12 p.p.), con tendenza confermata anche escludendo le quote di Snam, e in vendita al 39% (-5 p.p.). Dinamiche opposte sul MGS, in cui, invece, la ridotta partecipazione degli operatori extra Snam favorisce un calo del grado di competitività, sia lato acquisto che vendita (Tab. 2.3.2).

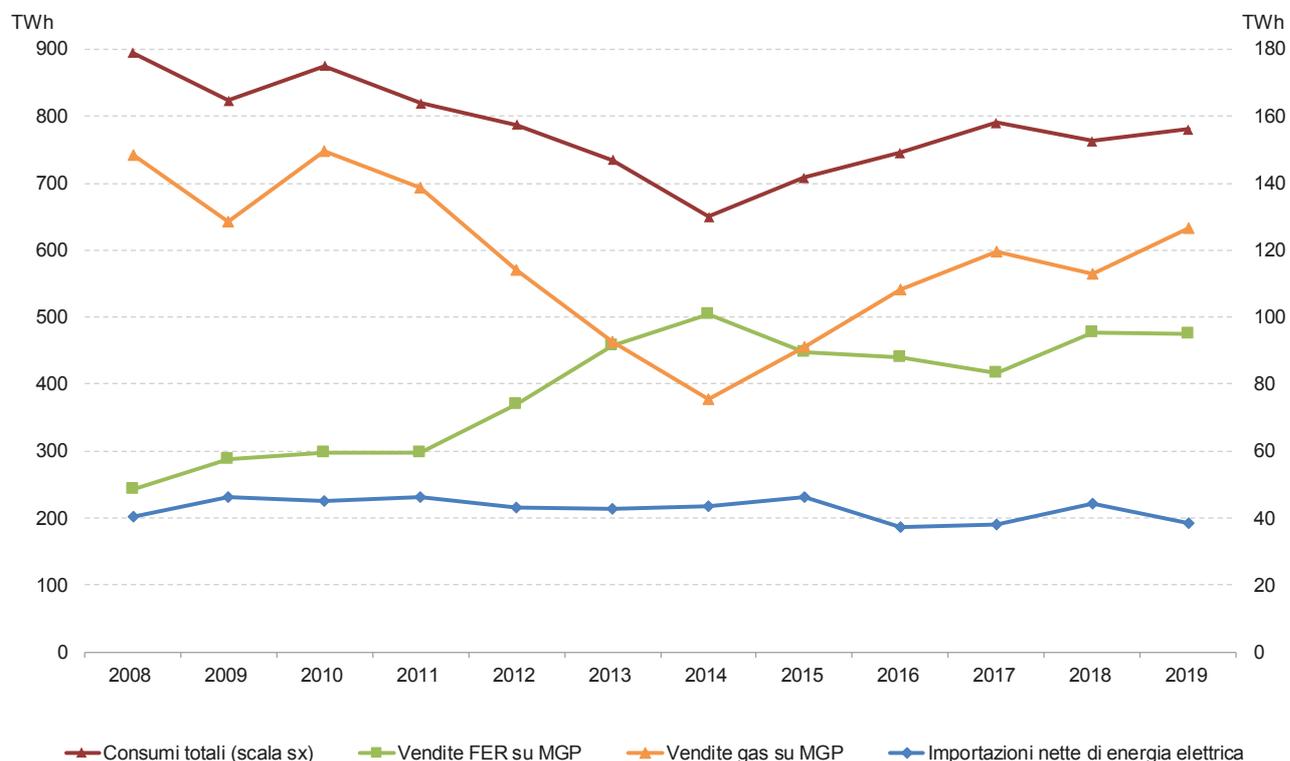
### 2.3.3. Altri mercati gas

**MT-GAS.** Nel 2019 nel Mercato a Termine del Gas naturale (MT-GAS) trovano conferma i segnali di crescita già riscontrati l'anno precedente, sia in termini di abbinamenti, con 726 negoziazioni registrate, che di volumi, per complessivi 3,2 TWh (erano 0,79 TWh nel 2018), entrambi ai massimi storici. I prodotti più scambiati sono i mensili, per una quota pari al 76% del totale dei contratti negoziati e del 69% dei volumi scambiati (Tab. 2.3.4).

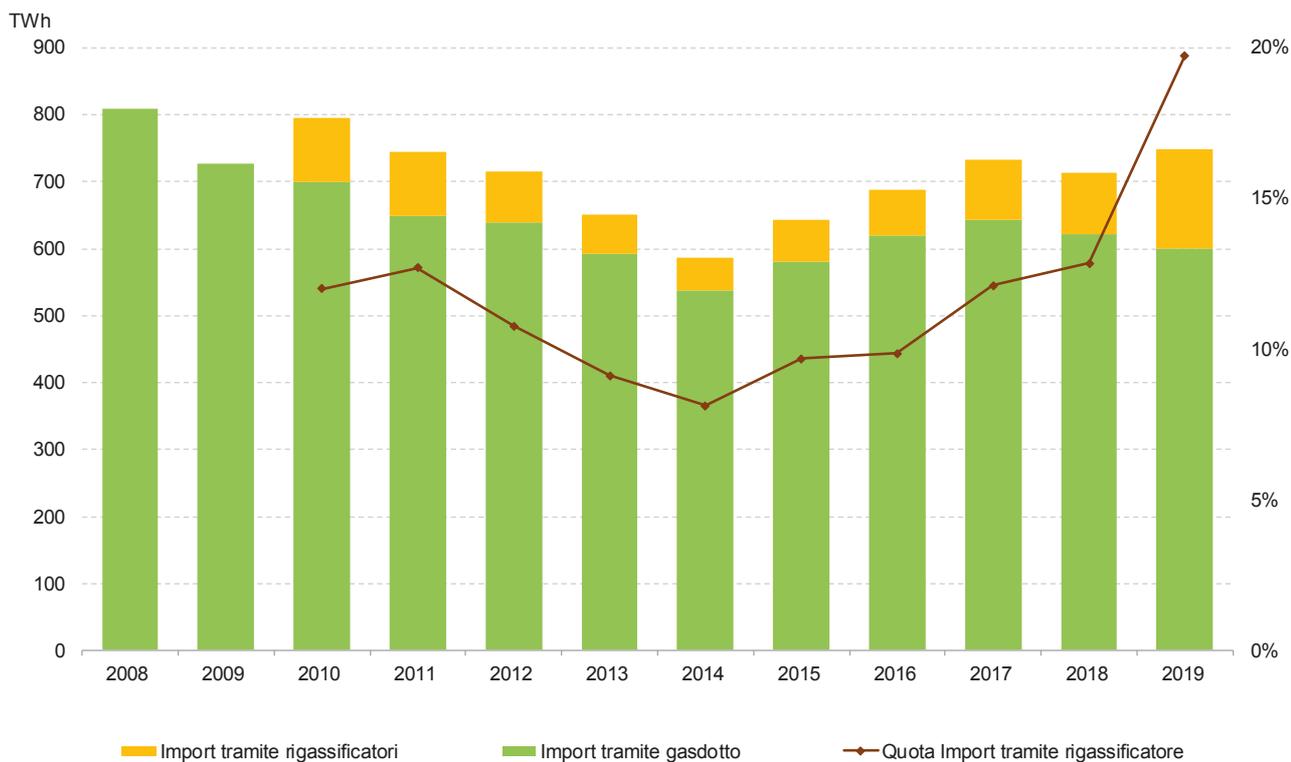
**P-GAS.** Nel comparto Royalties della P-GAS sono stati scambiati 444.292 MWh, tutti nelle sessioni di gennaio e riferiti al prodotto *Marzo 2019*, ad un prezzo medio di 22,41 €/MWh, superiore alla quotazione a pronti al PSV relativa allo stesso orizzonte temporale (18,46 €/MWh). Ancora privi di scambi, invece, gli altri comparti in cui si rilevano esclusivamente ordini presentati periodicamente e determinati prevalentemente dall'obbligo di offerta.

**PAR.** Avviata ad aprile del 2018, la PAR è la piattaforma nell'ambito della quale sono svolte le procedure per l'assegnazione della capacità di rigassificazione presso i Terminali gestiti dalle imprese GNL Adriatico S.r.l., OLT Offshore Toscana S.p.A. e GNL Italia S.p.A. che hanno richiesto di avvalersi dei servizi offerti dal GME. Nel primo anno di piena operatività, sulla piattaforma sono stati assegnati complessivamente 80 slot riferiti al prodotto *Capacità non più conferibile in asta*, che ammontano a 8,1 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti (erano 1,4 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti nel 2018), ad un prezzo medio di circa 5,5 €/m<sup>3</sup> liquefatti. Le aste più attive risultano quelle relative ai terminal di OLT Offshore Toscana S.p.A. e GNL Italia, rispettivamente con 4,5 e 3,6 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti conferiti.

Fig. 2.3.1 - Andamento dei consumi di gas naturale



**Fig. 2.3.2 - Andamento delle importazioni di gas**



**Fig. 2.3.3 - Andamento degli scambi**

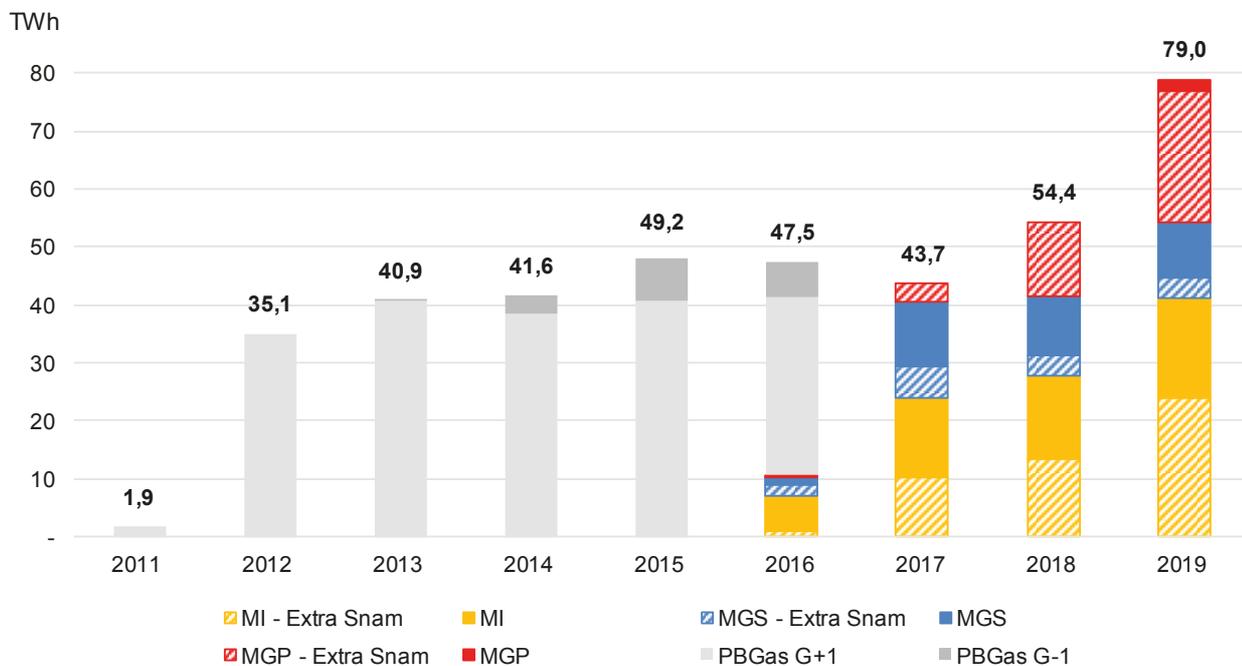
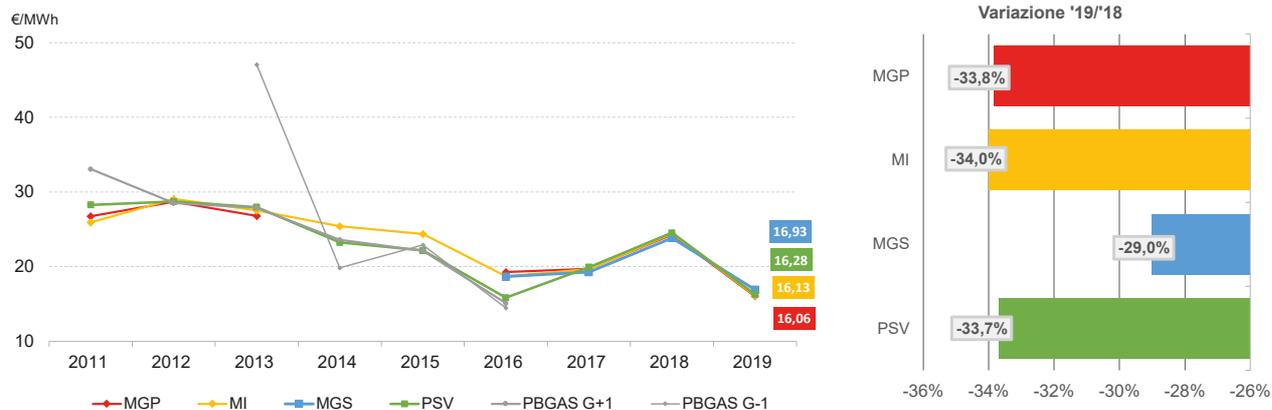


Fig. 2.3.4 - Andamento dei prezzi



Tab. 2.3.1 - Prezzi medi e volatilità

Anno	Prezzo medio*. €/MWh				Volatilità			
	Mercati Title (SAP)	MGS	PSV	TTF	Mercati Title (SAP)	MGS	PSV	TTF
2016 (ott-dic)	19,45	18,71	19,17	17,27	3,12%	0,53%	1,03%	0,99%
2017 (ott-dic)	22,40	20,78	22,70	19,29	2,93%	0,55%	4,29%	0,64%
2017	19,96	19,30	19,95	17,38	1,66%	0,52%	1,74%	0,72%
2018	25,02	24,01	24,74	23,07	1,46%	0,56%	1,35%	1,33%
2019	16,45	16,97	16,28	13,58	1,87%	0,96%	1,70%	1,92%

\* Il prezzo medio e la volatilità sono calcolati considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV

Tab. 2.3.2 - Quote di mercato. Anno 2019

Indicatori	Mercati Title				MGS			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
CR3	31,1%	(43,3%)	26,3%	(28,2%)	58,9%	(51,6%)	58,7%	(56,9%)
CR5	41,1%	(52,9%)	38,6%	(43,5%)	66,3%	(61,3%)	66,7%	(65,0%)
senza RdB	28,1%	(29,2%)	35,3%	(39,8%)	37,2%	(33,5%)	34,6%	(21,4%)

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 2.3.3 - Movimentazioni di Snam su MI-Gas. Anno 2019

Sistema Corto (Sbilanciamento residuale negativo)									
Classi Sbilanciamento MWh	Sbilanciamento. MWh		Acquisti. MWh			Vendite. MWh			N° abbinamenti
	Media	N° pubblicazioni	Media	% su sbil	N° abbinamenti	Media	% su sbil	N° abbinamenti	
(0-15.000]	7.270	1.091	19.892	201%	27	50.208	5205%	1	
(15.000-31.400]	23.102	1.054	22.488	93%	83				
(31.400-60.000]	43.126	1.086	29.971	67%	145	24.336	70%	1	
(60.000-100.000]	77.030	443	32.847	43%	108				
(100.000-200.000]	127.311	159	33.094	26%	35				
>200.000	220.470	1							
<b>Totale</b>	<b>34.873</b>	<b>3.834</b>	<b>28.782</b>	<b>53%</b>	<b>398</b>	<b>37.272</b>	<b>207%</b>	<b>2</b>	

Sistema Lungo (Sbilanciamento residuale positivo)									
Classi Sbilanciamento MWh	Sbilanciamento. MWh		Acquisti. MWh			Vendite. MWh			N° abbinamenti
	Media	N° pubblicazioni	Media	% su sbil	N° abbinamenti	Media	% su sbil	N° abbinamenti	
(0-15.000]	7.725	965	28.260	532%	2	10.344	113%	8	
(15.000-31.400]	22.786	994	19.992	74%	1	9.532	40%	6	
(31.400-60.000]	43.759	1.008				18.226	37%	61	
(60.000-100.000]	77.864	611				28.324	36%	85	
(100.000-200.000]	133.855	502				26.510	19%	59	
>200.000	245.178	86				21.442	9%	5	
<b>Totale</b>	<b>50.424</b>	<b>4.166</b>	<b>25.504</b>	<b>204%</b>	<b>3</b>	<b>23.797</b>	<b>28%</b>	<b>224</b>	

Tab. 2.3.4 - Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2019

Prodotti	Abbinamenti		Volumi					
	N.	MW	%	MWh	%			
BoM	70	(77)	13.632	(10.872)	14,5%	201.768	(162.672)	6,3%
Mensili	542	(142)	71.832	(18.024)	76,3%	2.191.200	(550.968)	68,6%
Trimestrali	114	(10)	8.712	(648)	9,3%	799.080	(58.968)	25,0%
Semestrali		(2)		(96)	0,0%		(17.472)	0,0%
Annuali		-		-	-		-	-
<b>Totale</b>	<b>726</b>	<b>(231)</b>	<b>94.176</b>	<b>(29.640)</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.192.048</b>	<b>(790.080)</b>	<b>100,0%</b>

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

## 2.4. I MERCATI AMBIENTALI

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

**IL CONTESTO.** Nel 2019 gli obblighi di risparmio energetico in capo ai distributori salgono a 6,20 milioni di tep (contro i 5,57 milioni di tep del 2018), determinando un ammontare cumulato dei titoli necessari ai fini dell'adempimento – calcolato dall'inizio del meccanismo alla fine dell'anno d'obbligo oggetto di analisi – a 68,74 milioni di tep. Nell'attuale assetto normativo, che negli ultimi due anni è stato caratterizzato da una serie di interventi da parte delle Istituzioni competenti volti a promuovere l'offerta di nuovi risparmi energetici nonché garantire stabilità al mercato, la capacità di emissione di nuovi titoli di efficienza ha continuato a registrare un graduale rallentamento che trova riscontro nell'ampliamento della forbice tra domanda e offerta. Secondo la stima pubblicata dal GSE<sup>29</sup> il volume dei titoli che saranno disponibili alla fine dell'anno d'obbligo 2019 (31 maggio 2020) ammonta a circa 4,1 milioni tep (-21% rispetto all'anno precedente), non sufficiente a garantire l'adempimento dell'obbligo minimo previsto per l'anno d'obbligo corrente (Tab. 2.4.1, Fig. 2.4.1).

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** All'interno del suddetto contesto, gli scambi complessivi di titoli di efficienza energetica, al secondo importante calo su base annua, si portano ai minimi dal 2012. La flessione risulta più consistente per le contrattazioni bilaterali, scese a 2,9 milioni di tep (-37%), valore più basso degli ultimi otto anni e su un livello pari a quello registrato sul mercato organizzato (MTEE), dove, in virtù di un calo meno intenso (-15%) la liquidità sale a ridosso del 50% (+7 p.p. sull'anno precedente). L'analisi infra-annuale dei volumi mostra una maggior concentrazione degli scambi in prossimità della scadenza annuale degli obblighi, tendenza particolarmente evidente soprattutto nell'ambito delle negoziazioni effettuate sulla piattaforma bilaterale, dove nel mese di maggio si registra circa il 30% del totale movimentato nel 2019 (Fig. 2.4.2).

**I PREZZI.** L'effetto rialzista indotto negli ultimi anni dalla scarsità di offerta è stato contenuto nel 2019 dai già citati interventi regolatori, volti a dare stabilità all'intero meccanismo dei TEE e contenere la volatilità dei prezzi. La definizione di un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario unitario a copertura delle spese sostenute dai soggetti obbligati, pari a 250 €/tep, come strumento di contenimento dei prezzi, nonché la possibilità per il GSE di rilasciare ai soggetti obbligati – che ne facciano richiesta e che soddisfino le condizioni individuate dalla normativa di riferimento<sup>30</sup> – certificati virtuali per il conseguimento dell'obbligo minimo annuale, hanno favorito un generale arretramento delle quotazioni dei titoli di efficienza. Queste ultime invertono, pertanto, l'intenso trend crescente degli ultimi anni, scendendo nel 2019 sul MTEE ad un livello medio di 260 €/tep analogo a quello rilevato nel 2017 (-14% dal massimo storico dell'anno precedente), in linea con il costo di acquisto massimo dei c.d. "certificati virtuali" previsto dalla normativa. Tale flessione risulta concentrata nella prima parte dell'anno, quando rispetto al primo semestre del 2018 si rileva una diminuzione del 23%: l'analisi infra-annuale evidenzia, infatti, quotazioni di mercato mantenutesi per l'intero 2019 nell'intorno dei 260 €/tep, con modeste oscillazioni a giugno e novembre e con un sostanziale annullamento della loro variabilità, confermato da uno spread tra il prezzo minimo e massimo sui valori più bassi

<sup>29</sup> GSE, Rapporto annuale Certificati Bianchi 2019, pag. 49.

<sup>30</sup> Su richiesta del soggetto obbligato, titolare sul proprio conto proprietà di una disponibilità di titoli pari almeno al 30% dei certificati necessari al conseguimento del proprio obbligo minimo (60% dell'obbligo dell'anno "n"), il GSE rilascia certificati non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica (c.d. "certificati virtuali") ad un valore unitario pari alla differenza tra 260 €/tep e il valore del contributo unitario definitivo relativo all'anno d'obbligo, differenza quest'ultima che comunque non può essere superiore a 15 €/tep.

di sempre e da un indice di volatilità prossimo allo zero.

In calo anche il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (243 €/tep, -13%), il cui differenziale con il corrispondente livello di mercato si attesta sotto i 18 €/tep. Tale distanza si riduce a circa 7 €/tep prendendo a riferimento le sole transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, confermate nel 2019 su una quota pari al 96% del totale, tra le più alte di sempre. Più elevata, infine, la volatilità riscontrata sulla piattaforma bilaterale che, seppur in calo rispetto all'anno precedente, risulta pari al 17% al netto delle registrazioni effettuate a 0 €/tep (Fig. 2.4.3, Fig. 2.4.4, Fig. 2.4.5).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** Il quadro sul mercato organizzato in termini di concentrazione riflette la struttura alla base del meccanismo di incentivazione, confermando una bassa concorrenzialità lato acquisto, popolato prevalentemente dai soggetti all'obbligo, ed una più alta competitività lato vendita, composto da una più ampia platea di soggetti. Nel 2019, in corrispondenza della consistente contrazione degli scambi, si osserva un debole peggioramento dei tassi di concorrenzialità lato acquisto (+5 p.p.), attestatisi invece su livelli sostanzialmente in linea con la media degli anni precedenti sul lato delle vendite (Fig. 2.4.6).

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

**IVOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** In un sistema di incentivazione in evoluzione, il meccanismo delle Garanzie d'Origine mostra segnali rialzisti in termini di volumi, e quindi di partecipazione, e ribassisti in termini di prezzi. Sul Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO) i volumi scambiati aggiornano per il terzo anno consecutivo il massimo storico, con 2,8 TWh (+8%), con la liquidità del mercato che rimane contenuta, a fronte di una più intensa crescita degli scambi sulla piattaforma bilaterale (59,2 TWh, +28%), anch'essi su livelli record. Nel 2019 la struttura degli scambi per anno di produzione conferma sul MGO una quota maggioritaria di volumi relativi all'anno di produzione corrente (64%), distribuita sull'arco dell'intero periodo di contrattazione. Al pari degli anni precedenti, tale fenomeno non si riscontra, invece, sulla piattaforma bilaterale (PBGO), dove gli operatori continuano a concentrare gli scambi nei mesi a ridosso della scadenza del periodo di contrattazione (gennaio-marzo) su prodotti riferiti all'anno di produzione precedente. Battuta di arresto solo per le assegnazioni tramite asta che scendono a 22,7 TWh (-11%), con una quota sul totale contrattato in calo al 27% (-8 p.p. rispetto al 2018), a vantaggio della PBGO (70% del totale contrattato, +8 p.p.). La composizione degli scambi per tipologia di fonte rinnovabile per i titoli riferiti all'anno di produzione 2019 mostra sul MGO una più uniforme ripartizione rispetto allo scorso anno, con la quota delle tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico e Altro) intorno al 30% (nel 2018, la sola tipologia Idroelettrico era al 45%). Sulla PBGO, i titoli riferiti alla produzione idroelettrica si confermano i più liquidi (59%), sebbene in calo (-8 p.p.), a fronte di un apprezzabile incremento della categoria Eolico (25%, +11 p.p.). Infine, nelle aste di assegnazione del GSE, la tipologia Solare torna ad essere la più rilevante (43%, +13 p.p.) a svantaggio principalmente di Altro (38%, -14 p.p.) (Fig. 2.4.7, Fig. 2.4.8, Fig. 2.4.11).

**I PREZZI.** Nel 2019 i prezzi medi del MGO e delle aste GSE invertono il trend degli anni precedenti e segnano un importante ribasso su base annua, collocandosi, comunque, sul secondo valore più alto di sempre (MGO: 0,47 €/MWh, -54%; Asta GSE: 0,84 €/MWh, -39%). Non si arresta, invece, la crescita delle quotazioni bilaterali che salgono al massimo storico di 0,71 €/MWh (0,80 €/MWh senza le transazioni a prezzo 0 €/MWh), invertendo per la prima volta il segno del differenziale col prezzo di mercato. Su base mensile le quotazioni della

PBGO si collocano, con poche eccezioni, sempre sopra i corrispondenti valori di mercato – il cui minimo viene toccato a dicembre (0,19 €/MWh) – superando nel mese di giugno anche il prezzo di assegnazione riportato dall'asta GSE (0,91 €/MWh contro 0,61 €/MWh). L'analisi per anno di produzione<sup>31</sup> evidenzia *i)* variazioni significative delle dinamiche soprattutto sulla PBGO, dove si rileva una sostanziale sterilizzazione dei rialzi riscontrati nell'anno solare; *ii)* dinamiche analoghe per le diverse fonti e per le tre piattaforme, con quotazioni ovunque in flessione rispetto a quelle del periodo di produzione precedente (Fig. 2.4.9, Fig. 2.4.10).

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

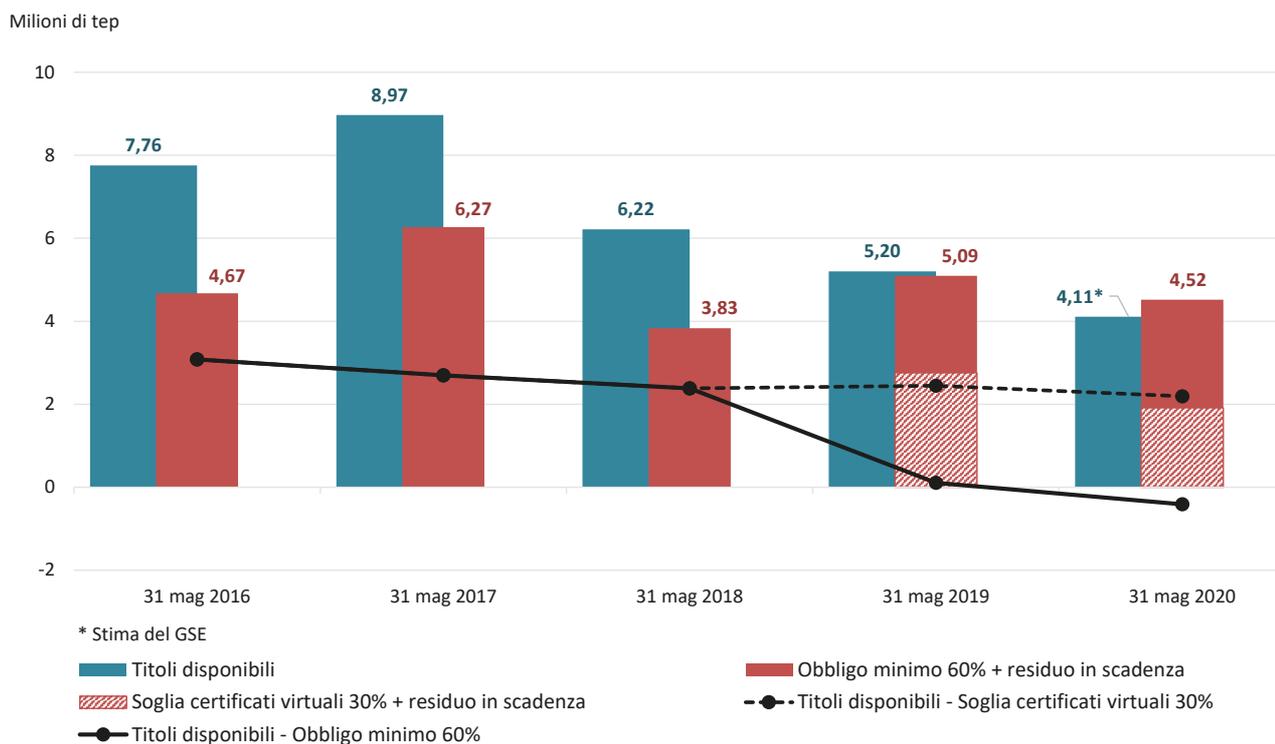
Anno di obbligo	Obblighi effettivi Totale Distributori (Mtep/a)	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica (Mtep/a)	Obblighi effettivi Distributori Gas (Mtep/a)	Totale cumulato per l'adempimento (Mtep)	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo (Mtep)	Delta Titoli Emessi-Obbligo (Mtep)	Titoli emessi Gennaio-Maggio** (Mtep)	Titoli disponibili a scadenza (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	6,26
2013	5,51	3,03	2,48	27,62	28,17	0,55	4,19	8,21
2014	6,75	3,71	3,04	34,37	34,65	0,28	2,38	8,20
2015	7,75	4,26	3,49	42,12	40,04	-2,08	2,32	7,76
2016	9,51	5,23	4,28	51,63	47,57	-4,06	3,61	8,97
2017	5,34	2,39	2,95	56,97	53,62	-3,35	2,62	6,22
2018	5,57	2,49	3,08	62,54	58,72	-3,82	2,23	5,20
<b>2019</b>	<b>6,20</b>	<b>2,77</b>	<b>3,43</b>	<b>68,74</b>	<b>62,25*</b>	<b>-6,49</b>	<b>1,54*</b>	<b>4,11*</b>
2020	7,09	3,17	3,92	75,83				

\* Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2019. Il numero di titoli emessi al 31 dicembre 2019 è pari a 60,72 milioni di tep.

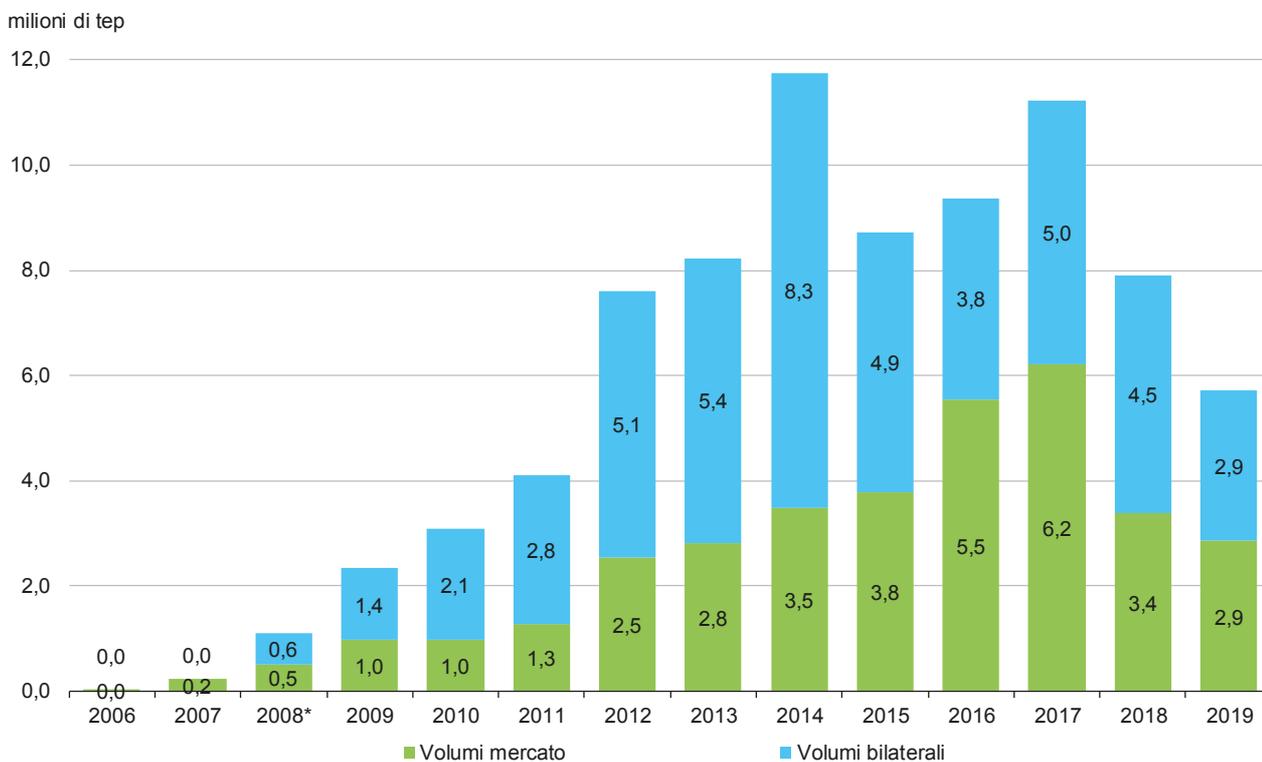
\*\* Numero titoli emessi nel periodo compreso tra gennaio e maggio di ciascun anno d'obbligo.

<sup>31</sup> Per anno di produzione si intende quello che va da aprile al marzo successivo. Per l'anno di produzione 2019 i dati sono calcolati fino al 31/12/2019.

**Fig. 2.4.1 - Titoli disponibili e obblighi**

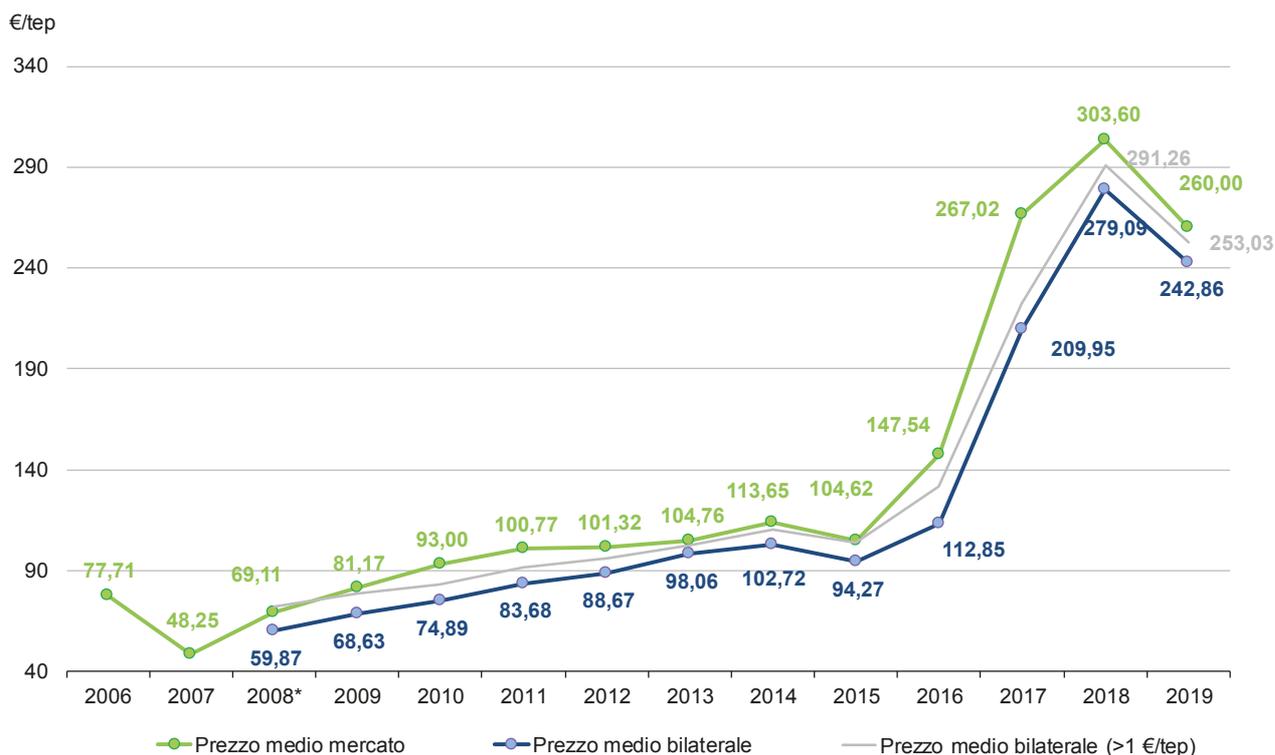


**Fig. 2.4.2 - Volumi scambiati TEE**



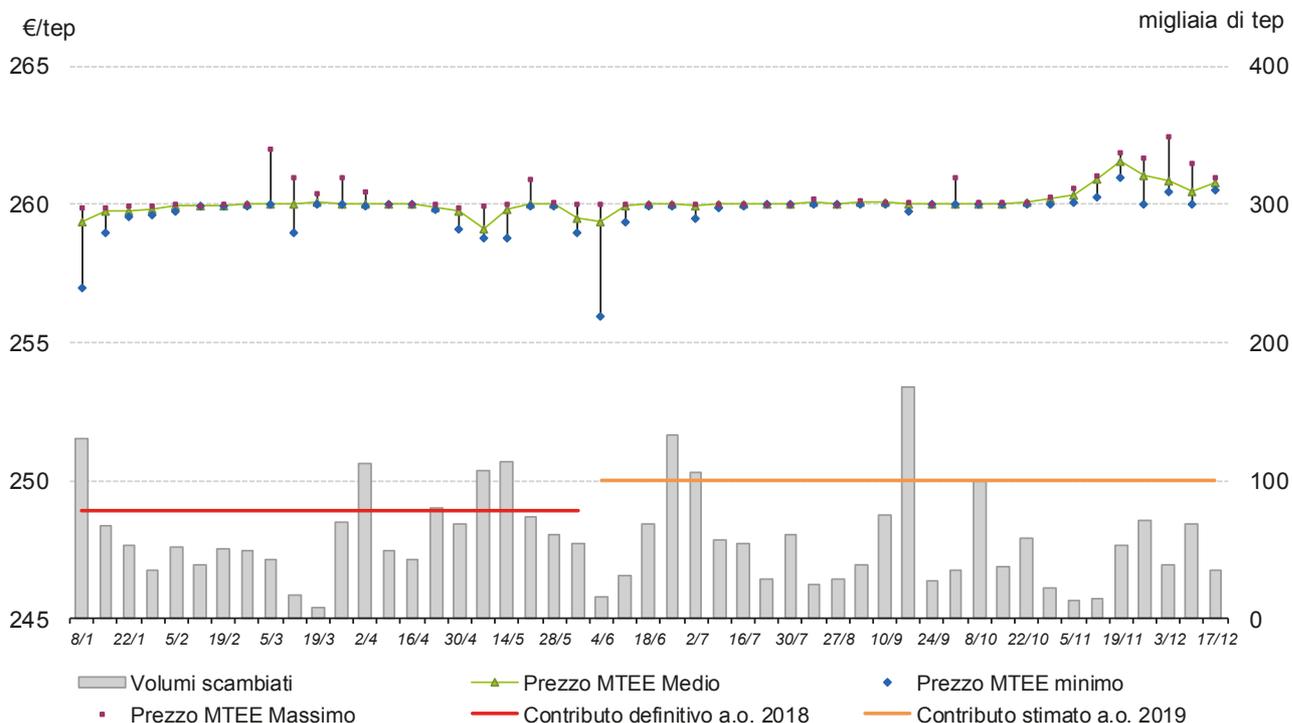
\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'ARERA.

Fig. 2.4.3 - Prezzi TEE. Media annua

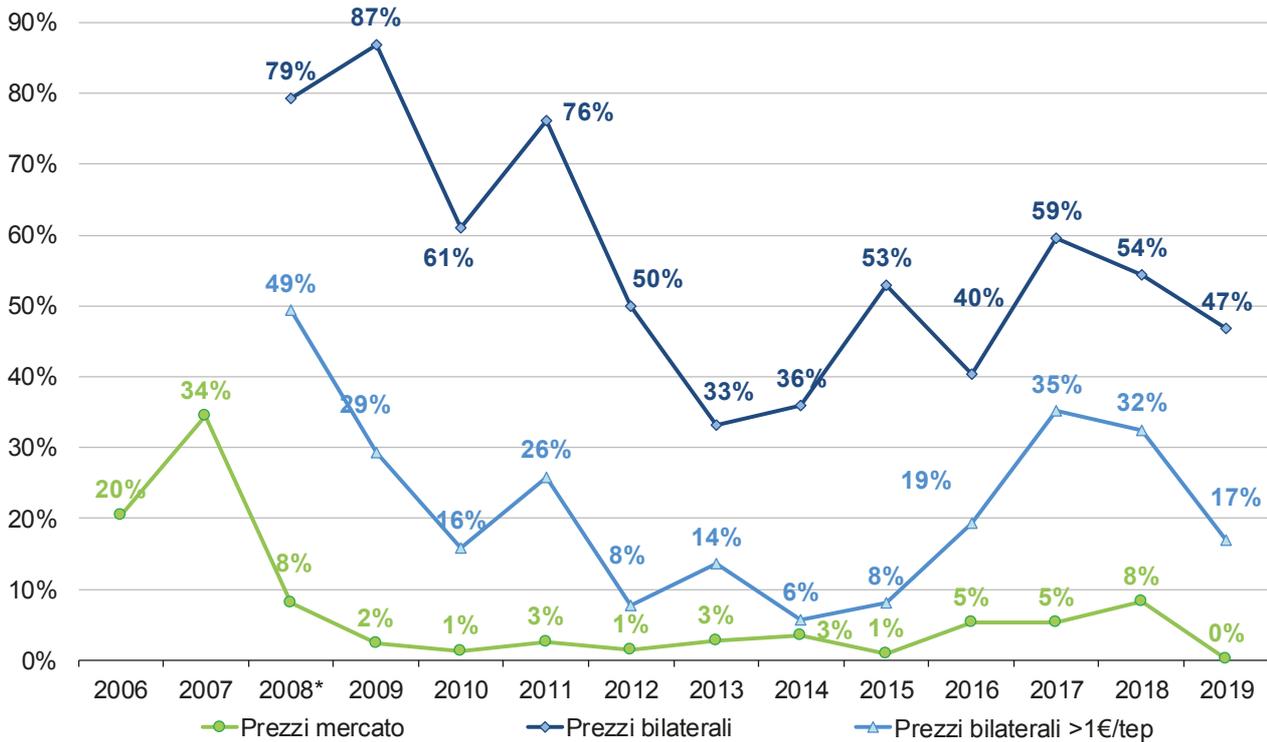


\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'ARERA.

Fig. 2.4.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2019



**Fig. 2.4.5 - Volatilità dei prezzi TEE**

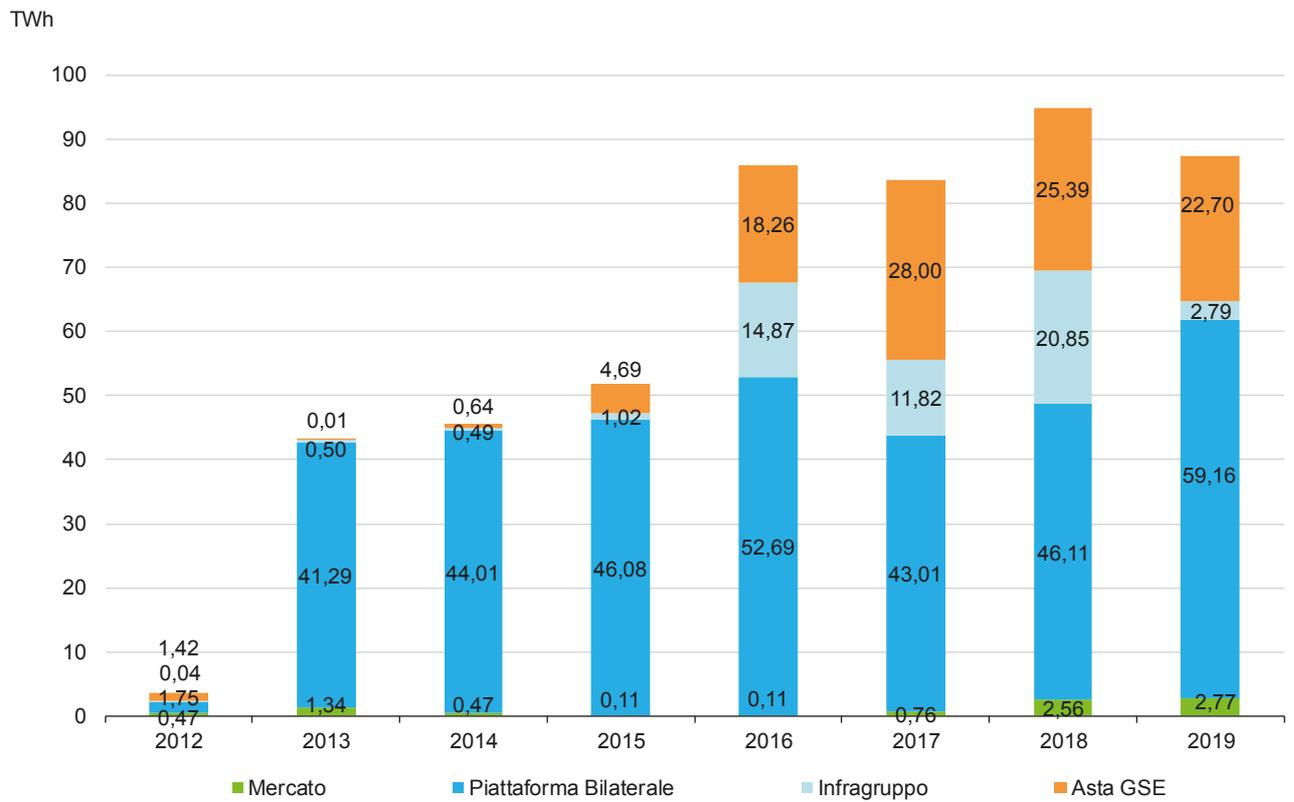


\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'ARERA.

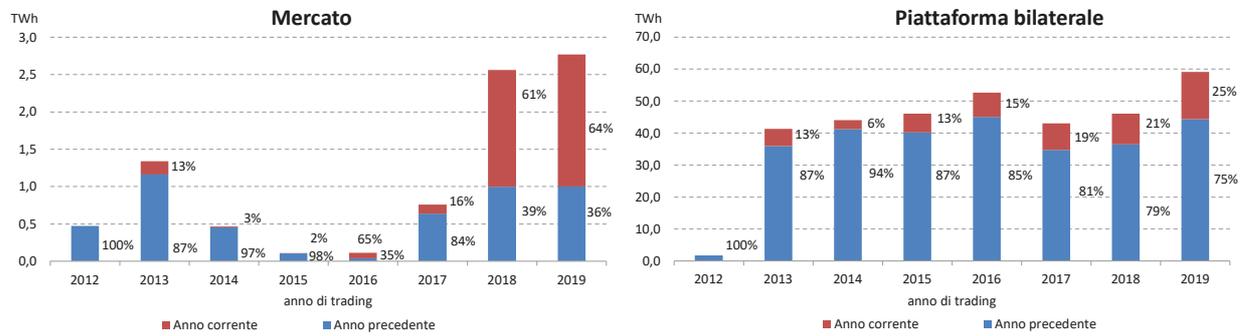
**Fig. 2.4.6 - Concentrazione del mercato**



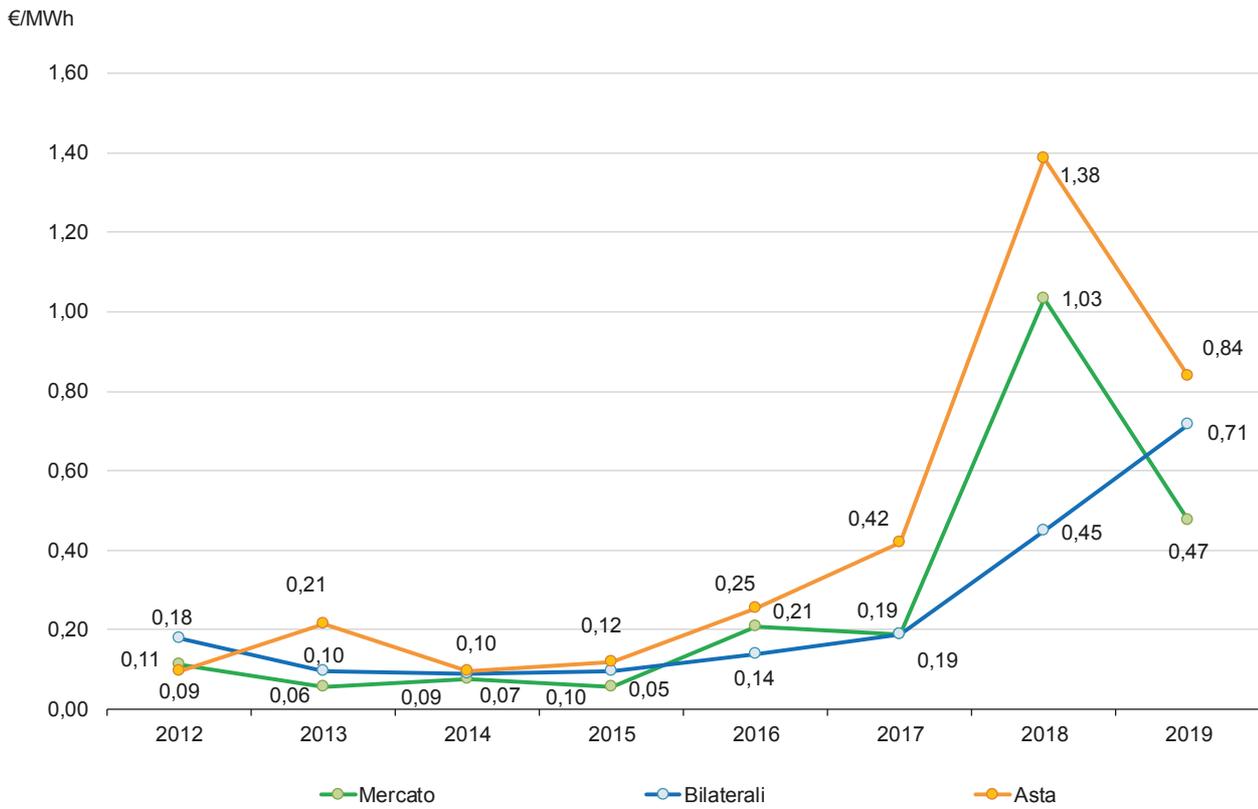
**Fig. 2.4.7 - Volumi scambiati GO**



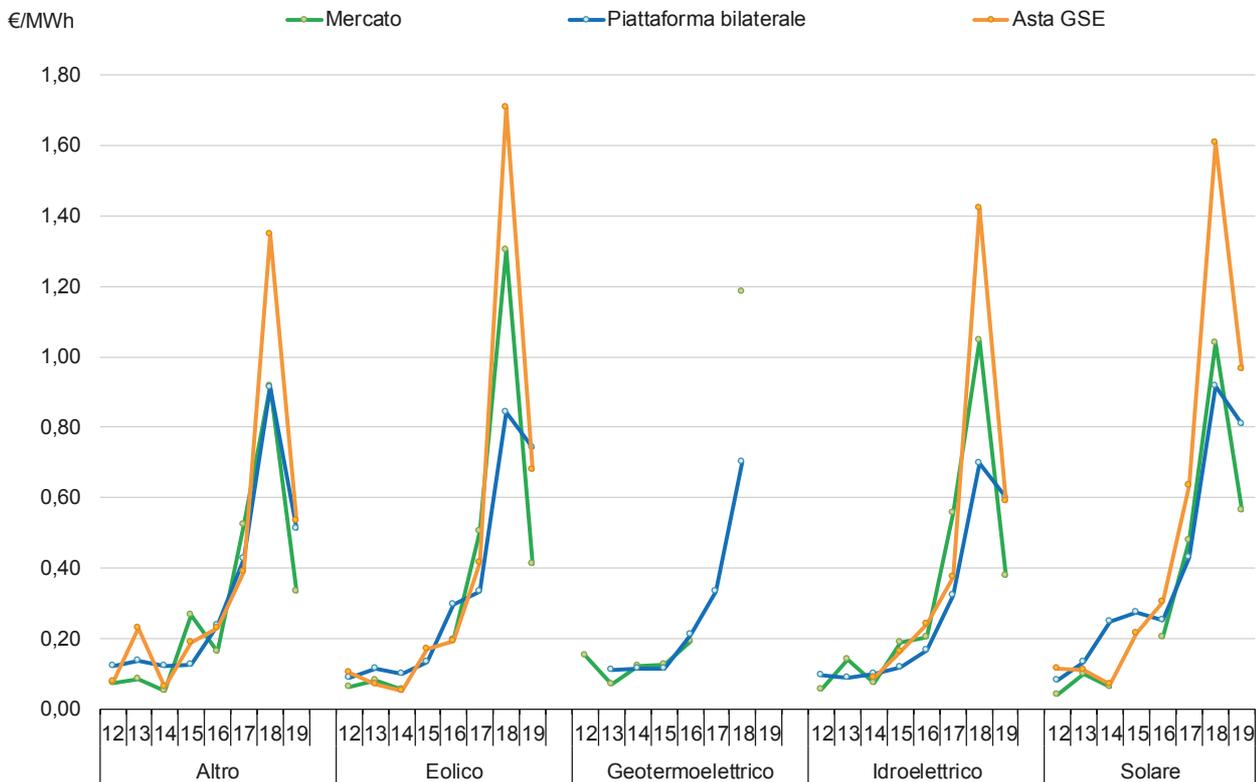
**Fig. 2.4.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione**



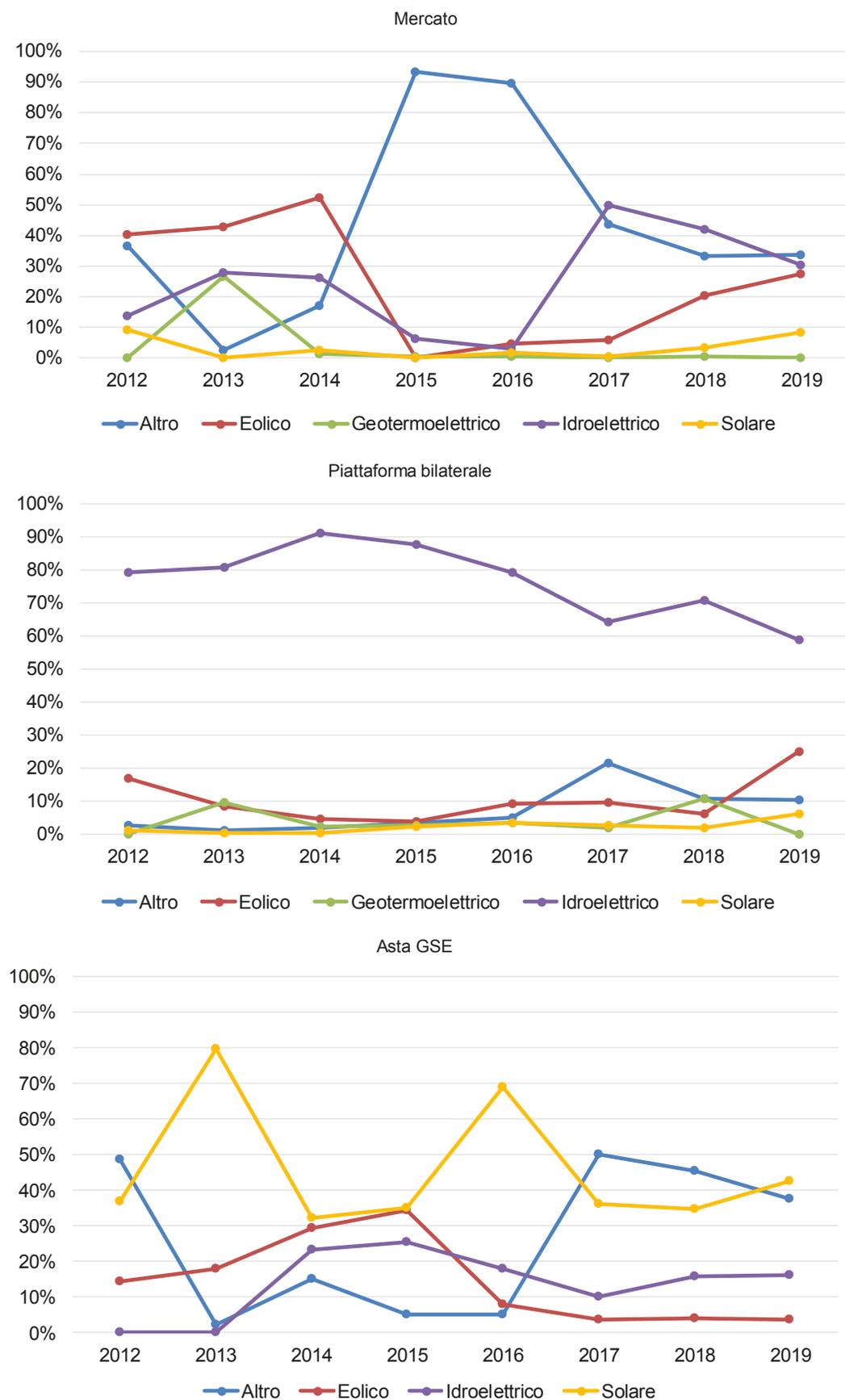
**Fig. 2.4.9 - Prezzi GO. Media annua**



**Fig. 2.4.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione<sup>32</sup>**



<sup>32</sup> I dati relativi all'anno di produzione 2019 sono calcolati al 31/12/2019.

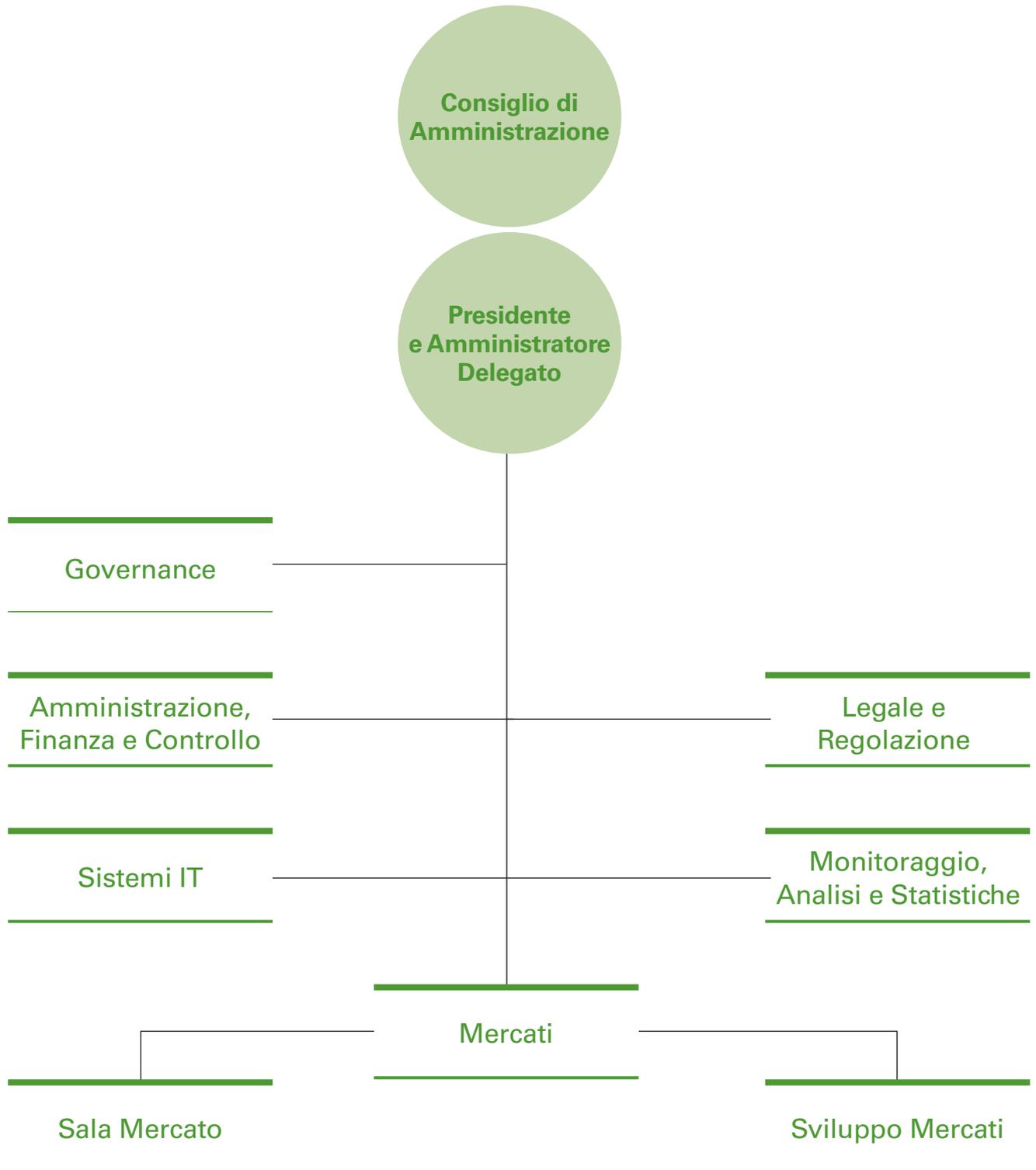
Fig. 2.4.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione 2019<sup>33</sup><sup>33</sup> I dati sono calcolati al 31/12/2019.



# **Appendice 1**

Organigramma GME







# **Appendice 2**

Regole dei mercati

## Regole dei mercati

	MERCATO ELETTRICO			MERCATO DEL GAS			
	MPE	MTE	PCE	MGP-GAS MI-GAS	MGS	MPL	MT-GAS
<b>Partecipazione</b>	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni*</b>	Necessaria titolarità di un punto di offerta per operare	Necessaria titolarità di un conto energia per operare	Ammessi solo gli utenti del dispacciamento e soggetti da loro delegati	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
<b>Prodotto scambiato</b>	Orari MGP MI1: 1-24 MI2: 1-24 MI3: 4-24 MI4: 8-24 MI5: 12-24 MI6: 16-24 MI7: 20-24 MPEG Giornalieri (con profilo baseload e peakload)	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	Contratti OTC	Giornalieri	Giornalieri	Giornalieri	BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)
<b>Modalità di contrattazione</b>	Asta, Contrattazione continua (MPEG)	Contrattazione continua	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua/ Asta (AGS)	Asta	Asta	Contrattazione continua
<b>Regola di prezzo</b>	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid sul MSD	Pay as bid	N/A	Pay as bid/ Prezzo marginale (AGS)	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid
<b>Garanzie</b>	Fideiussione e/o deposito in contanti		Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti
<b>Controparte centrale</b>	GME sul MGP, MI e MPEG  Terna sul MSD	GME	GME (solo per i CCT)	GME	GME (dal 1° aprile 2017)	GME (dal 1° aprile 2017)	GME
<b>Pagamenti</b>	W+1 (dal 1° dicembre 2016) per MGP e MI  M+2 per MPEG	M+2	W+1 (dal 1° dicembre 2016)	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

PGAS			MTEE	MGO
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote		
Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	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
Mensili, Annuali	Mensili, Semestrali	Mensili	Unico book di negoziazione per tipologia unificata (1 TEP)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)
Negoziazione Continua	Negoziazione Continua	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua
Pay as bid	Pay as bid	Prezzo Marginale	Pay as bid	Pay as bid
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
N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	GME	GME
Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3



# **Appendice 3**

Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati

TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Var. 19/18
<b>MERCATI ELETTRICI</b>											
<b>MGP</b>	<b>318,56</b>	<b>311,49</b>	<b>298,67</b>	<b>289,15</b>	<b>281,98</b>	<b>287,13</b>	<b>289,70</b>	<b>292,20</b>	<b>295,56</b>	<b>295,83</b>	<b>+0,1%</b>
Borsa	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	+0,2%
Bilaterale	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	-0,1%
<b>MI/MA</b>	<b>14,61</b>	<b>21,87</b>	<b>25,13</b>	<b>23,34</b>	<b>22,79</b>	<b>24,92</b>	<b>28,01</b>	<b>25,35</b>	<b>25,38</b>	<b>26,37</b>	<b>+3,9%</b>
MI1	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	-4,7%
MI2	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	-2,1%
MI3		1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	+25,5%
MI4		0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	1,20	0,78	0,93	1,20	+28,9%
MI5						2,24	2,31	1,12	1,15	1,40	+21,3%
MI6								1,47	1,59	1,82	+14,0%
MI7								0,34	0,48	0,61	+27,1%
MA											
<b>MTE</b>	<b>6,29</b>	<b>33,44</b>	<b>54,96</b>	<b>41,10</b>	<b>32,27</b>	<b>5,09</b>	<b>1,07</b>	<b>1,36</b>	<b>1,19</b>	<b>1,64</b>	<b>+37,5%</b>
Borsa	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	+37,5%
OTC clearing	-	1,77	24,60	33,10	13,87	-	-	-	-	-	
<b>MPEG</b>							<b>0,00</b>	<b>3,93</b>	<b>3,16</b>	<b>0,70</b>	<b>-77,8%</b>
<b>PCE*</b>	<b>236,48</b>	<b>290,82</b>	<b>307,61</b>	<b>325,50</b>	<b>345,72</b>	<b>354,47</b>	<b>342,14</b>	<b>302,83</b>	<b>311,57</b>	<b>291,74</b>	<b>-6,4%</b>
<b>MERCATI DEL GAS</b>											
<b>MGAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,16</b>	<b>0,17</b>	<b>0,02</b>	<b>0,10</b>	<b>1,01</b>	<b>10,69</b>	<b>43,92</b>	<b>55,16</b>	<b>82,17</b>	<b>+49,0%</b>
MGP	0,00	0,15	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	+88,9%
MI	-	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	+47,3%
MTGAS				-	-	-	-	0,19	0,79	3,19	+304,0%
MGS							3,27	16,63	13,50	13,37	-1,0%
MPL							-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>		<b>1,71</b>	<b>34,93</b>	<b>40,88</b>	<b>41,52</b>	<b>48,19</b>	<b>36,79</b>				
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				
<b>P-GAS</b>	<b>2,14</b>	<b>2,91</b>	<b>2,87</b>	<b>0,62</b>	-	-	-	<b>1,95</b>	<b>2,43</b>	<b>0,44</b>	<b>-81,7%</b>
Import	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10				-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-81,7%
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>											
<b>CV</b>	<b>25,37</b>	<b>31,09</b>	<b>32,33</b>	<b>44,81</b>	<b>43,05</b>	<b>36,78</b>	<b>9,23</b>				
Borsa	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26				
Bilaterale	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98				
<b>TEE</b>	<b>16,51</b>	<b>21,91</b>	<b>40,73</b>	<b>44,04</b>	<b>62,88</b>	<b>46,67</b>	<b>50,15</b>	<b>60,04</b>	<b>42,30</b>	<b>30,60</b>	<b>-27,7%</b>
Borsa	5,24	6,83	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	-15,3%
Bilaterale	11,27	15,08	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	-36,9%
<b>GO</b>			<b>2,22</b>	<b>42,63</b>	<b>44,48</b>	<b>46,18</b>	<b>52,80</b>	<b>43,77</b>	<b>48,67</b>	<b>61,93</b>	<b>+27,2%</b>
Borsa			0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	+8,2%
Bilaterale			1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	+28,3%

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

Tab. 2 - Operatori iscritti

N. operatori iscritti*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Var. 19/18
<b>MERCATI ELETTRICI</b>											
IPEX	207	192	200	223	254	264	245	258	269	282	+13
PCE	205	208	259	287	317	321	321	331	332	350	+18
<b>MERCATI DEL GAS</b>											
MGAS	20	33	42	66	71	88	158	179	186	201	+15
PB-GAS		60	65	74	86	96	107				
P-GAS	53	61	72	77	78	80	86	85	85	80	-5
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>											
MCV**	620	675	745	852	901	908	911				
PBCV**	969	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509				
MTEE	334	379	447	588	838	1.055	1.281	1.499	1.558	1.623	+65
Registro TEE	421	513	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	+102
MGO			180	262	291	299	325	396	469	651	+182
PBGO			219	324	359	374	405	509	713	1.022	+309

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

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