



RELAZIONE
ANNUALE
2017





RELAZIONE ANNUALE 2017



EXECUTIVE SUMMARY

Il 2017 porta con sé i primi segnali di una ripresa sui mercati dell'energia che si innesta in un contesto in cui si impongono con forza gli effetti positivi prodotti dal processo di integrazione europea, ormai maturo nel segmento elettrico *day-ahead* e in corso di attuazione sull'orizzonte *intraday*.

Tornano infatti a crescere le quotazioni dei combustibili, risollevandosi dai minimi storici del precedente quadriennio e spingendo al rialzo i prezzi dell'energia elettrica, sostenuti anche da una domanda a piccoli passi in uscita dalla stagnazione. Il fenomeno non sembra intaccare i solidi equilibri di un mercato europeo dell'elettricità caratterizzato da configurazioni macrozonalari ben delineate e dipendenti prevalentemente da aspetti strutturali legati ai parchi di produzione nazionali, in cui tuttavia – questo è il vero elemento di novità – la sincronizzazione dei mercati attraverso meccanismi di *coupling* e la conseguente garanzia di una gestione ottimizzata dei flussi transfrontalieri di energia, favoriscono il concretizzarsi di opportunità commerciali, evidenziatesi soprattutto in presenza di intensi fenomeni stagionali o di eventi straordinari di ampia portata, quali ad esempio la ridotta disponibilità degli impianti nucleari francesi.

Nella stabile segmentazione del mercato elettrico europeo in un'area tedesco-scandinava (29/34 €/MWh) e in un blocco mediterraneo composto da Spagna e Italia (49/54 €/MWh), con la Francia a ridosso di quest'ultimo (45 €/MWh) e sempre più lontana dalla Germania (+10 €/MWh, massimo storico), l'analisi dei prezzi acquista quindi specifico interesse soprattutto nelle sue dinamiche micro. In particolare, con riferimento alla frontiera italo-francese, anche a fronte di uno spread tra i due paesi in crescita (9 €/MWh, +3 €/MWh), si rileva una frequenza di convergenza delle due quotazioni e di inversione del loro differenziale assolutamente non trascurabile (29% e 2% delle ore) con conseguenti occasioni di export per il nostro paese che i meccanismi di sincronizzazione previsti dal *coupling* permettono pienamente ed efficacemente di sfruttare.

Le tendenze registrate sul mercato *day-ahead* italiano, il terzo in Europa per dimensioni anche in virtù di una liquidità al suo massimo storico (72%), si inseriscono coerentemente nel quadro europeo sopra delineato, mostrando un ritorno alla crescita dei prezzi dopo anni di pesanti ribassi e un consolidamento dei volumi al livello più alto del quinquennio (292,2 TWh, +1,1%). Decisivo per la ripresa dei prezzi il rincaro della struttura d'offerta nazionale, indotto dall'aumento dei costi del gas (PSV: 19,9 €/MWh, +25,7%) e dal recupero di quote di mercato degli impianti a ciclo combinato (119,3 TWh, massimo dal 2012), chiamati a compensare la drastica riduzione della disponibilità idroelettrica e, ad inizio anno, le minori importazioni dalla Francia. Quotazioni annue non solo più elevate, ma anche più volatili per effetto soprattutto di improvvisi *spikes* stagionali che favoriscono inoltre la formazione di un profilo di prezzo più "piccato" e un calo della frequenza di inversione giorno/notte. Su base locale elementi di novità emergono in Sicilia, dove gli interventi di potenziamento del cavo Sorgente-Rizziconi determinano un sostanziale "congelamento" dello *spread* con il continente sui livelli registrati nella fase "a prezzi regolati", agevolando pertanto una profonda trasformazione della struttura di approvvigionamento dell'isola e rendendo quest'ultima meno dipendente dall'offerta interna.

Il successo del *market coupling* europeo affonda radici profonde nel contesto di regole e principi comuni disegnato e costantemente aggiornato dagli *stakeholder* (Autorità, Borse, TSO) sui tavoli promossi in ambito comunitario, a cui il GME partecipa attivamente, anche in virtù della sua designazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico a unico *Nominated Electricity Market Operator* per l'Italia (NEMO). Indirizzate verso un consolidamento di tale processo sono risultate le attività svolte dal *NEMO Committee*, l'organismo competente per la cooperazione tra NEMO che nel 2017, dando seguito al suo mandato e in adempimento al Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM), ha: *i)* predisposto il *MCO Plan*, il documento approvato dalle Autorità nazionali per la definizione delle modalità con cui i NEMO intendono istituire ed eseguire congiuntamente le funzioni di *Market Coupling Operator*; *ii)* redatto le "metodologie" inerenti aspetti procedurali specifici di messa in opera del *coupling*; *iii)* avviato le negoziazioni per la revisione dei contratti che disciplinano la cooperazione tra NEMO e TSO; *iv)* promosso un'attività di ricerca e sviluppo per incrementare le prestazioni degli algoritmi in uso sui mercati *day-ahead* e di prossima implementazione sui mercati infragiornalieri.

La positiva esperienza di integrazione dei mercati *day-ahead* rappresenta un buon viatico in vista della prossima estensione del progetto ai mercati infragiornalieri, nell'ambito del progetto XBID che vedrà il suo primo go-live, esteso ai paesi del centro-nord Europa e penisola Iberica, nella seconda metà del 2018. In linea con il Target Model previsto dal CACM, il progetto prevede la possibilità di allocare implicitamente la capacità di trasporto tra zone nazionali e infra-nazionali secondo le regole della contrattazione continua e in modalità

Indice

1	LA SOCIETÀ	9
1.1	Il profilo societario	10
1.2	Gli operatori e i mercati	12
1.3	I risultati economici	16
2	LE ATTIVITÀ	19
2.1	Le attività internazionali	20
2.2	La cooperazione con le altre borse	21
2.3	L'attività di monitoraggio	22
2.4	I servizi Remit	22
3	LE NUOVE INIZIATIVE	25
3.1	Mercati Power Infragiornalieri	26
3.2	Mercati e piattaforme del gas	26
3.3	Ambiente	27
3.4	Carburanti	27
3.5	Altro	27
4	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	29
4.1	I mercati elettrici	30
4.1.1	I combustibili	30
4.1.2	Il mercato elettrico europeo	31
4.1.3	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	33
4.1.4	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	39
4.1.5	Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)	46
4.1.6	Le contrattazioni a termine (PCE e MTE)	46
4.2	I mercati del gas	50
4.2.1	Il contesto	50
4.2.2	Il mercato a pronti del gas	52
4.2.3	Altri mercati Gas	56
4.3	I mercati ambientali	57
4.3.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	57
4.3.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	62
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	69
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	73
	APPENDICE 3 - VOLUMI E OPERATORI	77

INDICE DELLE TABELLE

4. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

4.1 I mercati elettrici

Tab. 4.1.1 - Andamento dei volumi sul MGP	35
Tab. 4.1.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP . Anno 2017	38
Tab. 4.1.3 - Volumi zionali su MGP. Anno 2017	38
Tab. 4.1.4 - Vendite zionali per fonte e tecnologia. Anno 2017	38
Tab. 4.1.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2017	39
Tab. 4.1.6 - Volumi zionali	44
Tab. 4.1.7 - Volumi MI per fonte	44
Tab. 4.1.8 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	48
Tab. 4.1.9 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	50

4.2. I mercati del gas

Tab. 4.2.1 - Prezzi medi e volatilità	55
Tab. 4.2.2 - Quote di mercato	55
Tab. 4.2.3 - Movimentazioni di Snam su MI-Gas	55
Tab. 4.2.4 - Struttura degli scambi su MT-GAS	56

4.3. I mercati ambientali

Tab. 4.3.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	59
Tab. 4.3.2 - Sintesi anno d'obbligo	62

Appendice 3 - Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati	78
Tab. 2 - Operatori iscritti	79

INDICE DELLE FIGURE

1. LA SOCIETÀ

1.1 Il profilo societari

Fig. 1.1.1 - Mercati e piattaforme	11
------------------------------------	----

1.2 Gli operatori e i mercati

Fig. 1.2.1 - Operatori iscritti ai mercati del GME	13
Fig. 1.2.2 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma	14
Fig. 1.2.3 - Liquidità del MGP	15
Fig. 1.2.4 - Confronto internazionale volumi sui mercati spot dell'elettricità (Day-Ahead e Intraday)	15

2. LE ATTIVITÀ

2.4 I servizi Remit

Fig. 2.4.1 - Messaggi e Comunicazioni degli Operatori iscritti alla PDR e alla PIP	22
--	----

4. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

4.1 I mercati elettrici

Fig. 4.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua	30
Fig. 4.1.2 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua	31
Fig. 4.1.3 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua	32
Fig. 4.1.4 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload	32
Fig. 4.1.5 - Andamento del PUN e delle sue determinanti	35
Fig. 4.1.6 - Offerta sul MGP	36
Fig. 4.1.7 - Pun per gruppi di ore. Media annua	36
Fig. 4.1.8 - Prezzi zionali medi annui su MGP	37
Fig. 4.1.9 - Volatilità dei prezzi	37
Fig. 4.1.10 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative	37
Fig. 4.1.11 - Indicatori di competitività a livello aggregato	38
Fig. 4.1.13 - Prezzo MI: evoluzione annuale	42
Fig. 4.1.14 - Volatilità del prezzo MI: evoluzione annuale	42
Fig. 4.1.15 - Prezzi zionali MI. Media annua	43
Fig. 4.1.16 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria	45
Fig. 4.1.17 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI	45
Fig. 4.1.18 - Concentrazione di mercato	46
Fig. 4.1.19 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	47
Fig. 4.1.20 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	48
Fig. 4.1.21 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	49
Fig. 4.1.22 - Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori	49

4.2 I mercati del gas

Fig. 4.2.1 - Evoluzione dei consumi di gas naturale	51
Fig. 4.2.2 - Quota principali fonti di approvvigionamento	51
Fig. 4.2.3 - Evoluzione degli stoccaggi	52
Fig. 4.2.4 - Andamento degli scambi	54
Fig. 4.2.5 - Andamento dei prezzi	54

4.3 I mercati ambientali

Fig. 4.3.1 - Obblighi e annullamenti TEE	59
Fig. 4.3.2 - Volumi scambiati TEE	60
Fig. 4.3.3 - Prezzi TEE. Media annua	60
Fig. 4.3.4 - Andamento dei prezzi TEE di sessione. Anni 2017-2018	61
Fig. 4.3.5 - Volatilità dei prezzi TEE	61
Fig. 4.3.6 - Concentrazione del mercato	62
Fig. 4.3.7 - Volumi scambiati GO	63
Fig. 4.3.8 - Prezzi GO. Media annua	64
Fig. 4.3.9 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	64
Fig. 4.3.10 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	65
Fig. 4.3.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione 2017	65

01

La Società

1.1. IL PROFILO SOCIETARIO

Proprietà e Governance. Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è una società per azioni, costituita nel 2000 nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico, promosso in ambito comunitario dalla Direttiva 96/92/CE e successivamente recepito in Italia con il D.Lgs. 79/1999 (c.d. "Decreto Bersani"). Il GME è 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). La società opera nel rispetto degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) e delle previsioni normative definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Società multi-commodity. Il GME, nel corso degli anni, ha progressivamente ampliato il proprio raggio d'azione dall'organizzazione dei mercati elettrici a quelli ambientali, fino ai mercati del gas e dei carburanti¹. In particolare, nell'ambito del comparto elettrico, il GME gestisce: *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), *iii*) la Piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), quest'ultima volta a consentire agli operatori di regolare, con consegna fisica mediante registrazione sulla Piattaforma dei Conti Energia (PCE), i contratti conclusi su IDEX (il segmento dei derivati elettrici gestito da Borsa Italiana S.p.A.) e *iv*) la PCE per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Sempre nel comparto dell'energia elettrica, il GME gestisce anche l'operatività del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), la cui gestione economica è di competenza di Terna S.p.A..

Analogamente, in ambito gas, il GME gestisce il Mercato del Gas (MGAS), che si compone del Mercato del Gas a Pronti (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 organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS) - e del Mercato del Gas a Termine (MT-GAS). Sempre in ambito gas, il GME gestisce anche l'operatività della piattaforma gas per l'assolvimento degli obblighi di cessione relativi a produzione nazionale, import e stoccaggio virtuale di cui al D.M. 18 marzo 2010 (P-GAS).

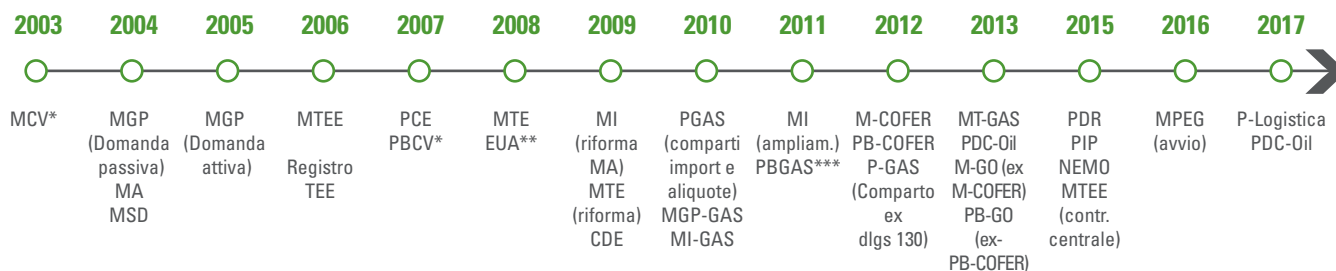
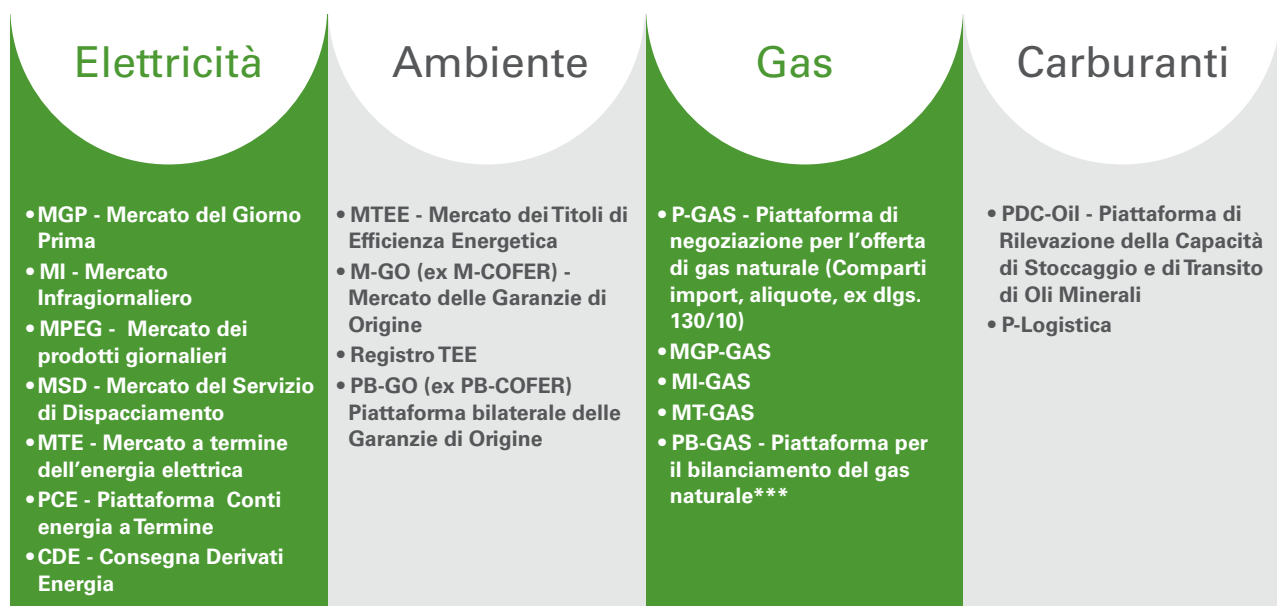
Il GME, inoltre, organizza e gestisce i Mercati per l'Ambiente, ovvero il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e il Mercato delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia da fonti rinnovabili (MGO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali (Registro TEE e PB-GO).

Al GME è stato altresì affidato il compito di rilevare i dati sulle capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali (PDC-OIL), nonché la gestione della piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA) e del futuro mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione che il GME è chiamato ad organizzare e gestire ai sensi del d.lgs. 249/2012.

Il GME gestisce altresì due ulteriori piattaforme mediante le quali supporta i propri operatori nell'adempimento degli obblighi discendenti dal Regolamento europeo n. 1227/2011, inerente la trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia all'ingrosso (REMIT), in tema di data reporting verso ACER (piattaforma PDR) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (piattaforma PIP).

¹ L'elenco completo dei mercati e delle piattaforme gestiti dal GME al 2017 è riportato in **Fig. 1.1.1.**

Fig.1.1.1 - Mercati e piattaforme



* 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.

Controparte centrale e consegna fisica. I mercati gestiti dal GME si connotano per la loro natura fisica: tutti i prodotti scambiati, sia a pronti che a termine, prevedono infatti l'obbligo di consegna fisica e l'accesso alle contrattazioni è consentito ai soli soggetti che, direttamente o attraverso una apposita delega, abbiano in ogni caso la possibilità di consegnare fisicamente detti prodotti. Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati, con la sola eccezione del MSD (dove la controparte centrale è Terna S.p.A.). Viceversa sulla P-Gas (dove le controparti negoziali sono direttamente abbinata in esito alle transazioni) e sulle piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali delle GO e dei TEE² il GME non svolge il ruolo di controparte centrale.

1.2. GLI OPERATORI E I MERCATI

Le filiere rilevanti. I mercati gestiti dal GME nei settori power, gas e ambiente presentano numeri differenti, in ragione della loro diversa natura e/o grado di maturità raggiunto. I mercati power, per l'elevata dimensione media dei propri operatori ed il rilevante perimetro del settore di riferimento, primeggiano per volumi scambiati (76% del totale), risultando secondi solo per operatori iscritti (18%). Al contrario, i mercati ambientali, connotati da una platea più frammentata ed una dimensione di settore più ridotta, mostrano quote inferiori di volumi (10% del totale) ma molto maggiori in termini di operatori (85%). Infine, i mercati gas mostrano valori intermedi sia in termini di volumi (14%) che di operatori iscritti (8%)³.

Mercati power. I mercati power si confermano come i più significativi in termini di volumi trattati (241 TWh), con un ruolo trainante del MGP (211 TWh) e dei Mercati Infragiornalieri (25 TWh), entrambi sui massimi storici, nonostante una modesta flessione del MI, e con una liquidità del MGP al massimo storico del 72% sotto la spinta dei cosiddetti operatori "non istituzionali", i cui volumi scambiati sul MGP sono sui massimi storici, sia in termini percentuali che assoluti (43%, 126 TWh), e di una ripresa dell'Acquirente Unico (51 TWh, +10 TWh) (Fig. 1.2.3). Il GME si conferma la terza borsa europea per volumi scambiati sia sul Mercato del Giorno Prima, dopo le due borse sovranazionali Epex e NordPool e insieme alla iberica Omie, sia sul Mercato Infragiornaliero (Fig. 1.2.4).

Mercati gas. I mercati gas, al netto dell'avvicendamento tra PB-Gas e M-Gas avvenuto nel 2017, si confermano come secondo settore del GME per importanza, con volumi complessivamente scambiati in lieve flessione (44 TWh) rispetto al precedente biennio e concentrati soprattutto sul MI-Gas (24 TWh) e sul MGS (17 TWh). La contrazione riflette soprattutto la riduzione delle movimentazioni

² Le piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali gestite dal GME sono: i) la PCE, per il mercato elettrico; ii) la PB-GO e il Registro TEE, per i mercati ambientali. In particolare, la PCE si distingue dalle altre piattaforme di registrazione e più in generale dalle piattaforme di nomina esistenti in altri Paesi europei in quanto, attraverso il trasferimento delle transazioni sotto forma di offerte virtuali sul MGP e la possibilità di specificare per le stesse prezzi di offerta, garantisce non solo la semplice registrazione delle transazioni bilaterali, ma anche l'allocazione implicita della capacità di trasporto sulla rete nazionale.

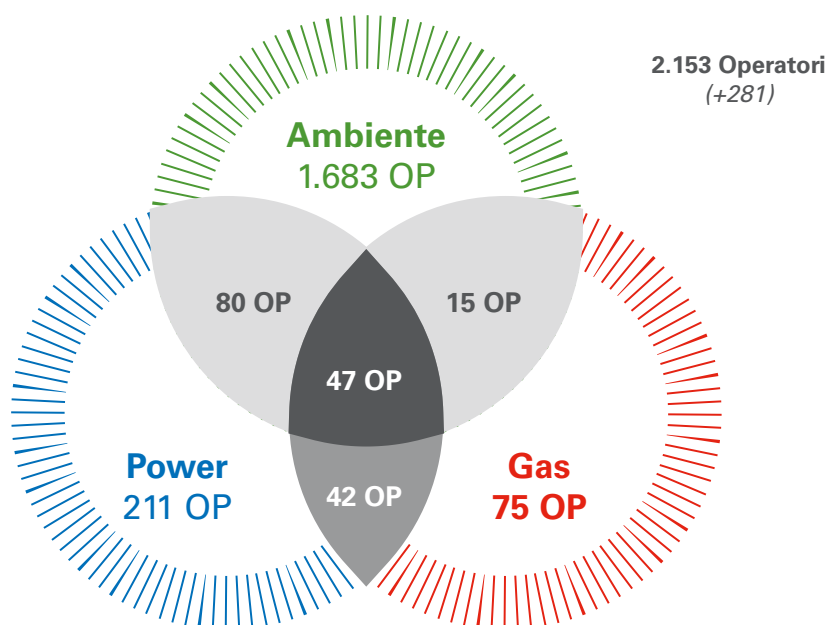
³ Le percentuali riportate relative ai volumi fanno riferimento ai dati in TWh riportati nel resto del paragrafo, calcolati con riferimento a ME e PCE, per il settore power, a MGAS, per il settore gas, a MGO e MTEE, per il settore ambientale. I dati relativi al numero di operatori iscritti ai suddetti mercati non sommano a 100% per la presenza di operatori simultaneamente iscritti agli stessi, come riportato in Fig. 1.2.1.

complessive del RdB (23 TWh, -34%), che rappresentano il 57% dei volumi scambiati (-18 p.p.)⁴.

Mercati ambiente. Anche i mercati ambientali accrescono ulteriormente il proprio ruolo, raggiungendo complessivamente i 34 TWh⁵, grazie soprattutto al trend di crescita del MTEE (33 TWh), diventato ormai il secondo mercato per volumi del GME, sotto la spinta anche dell'aumento degli obblighi di acquisto stabiliti dalla normativa (+5,34 TWh) e dell'aumento della quota di trading all'interno del mercato (+1,4 TWh, pari all'11,2% del totale). La vivacità del MTEE è testimoniata anche da una quota di scambi sul complessivo mercato fisico⁶ seconda solo al massimo storico registrato nel 2016 (55%).

Operatori iscritti. La rilevanza dei mercati in termini di volumi non è direttamente correlata alla numerosità degli operatori iscritti, che segnano il nuovo picco storico a 2.153 (+281), soprattutto italiani, ma riconducibili comunque a 30 paesi diversi⁷. In questo caso, i mercati ambientali risultano quelli prevalenti, in termini di operatori iscritti (1.683) e maggior contributo alla crescita (+279), in ragione di una platea di partecipanti di dimensioni mediamente più ridotte e di una dinamica di allargamento dell'area dei traders molto pronunciata. I mercati dell'energia, più maturi e dalle dimensioni medie più significative, vedono invece una platea di iscritti ai mercati elettrici e ai mercati gas tendenzialmente stabili e pari, rispettivamente, a 380 e 179 operatori. Nonostante le "differenze di platea" tra mercati ambientali ed energetici, si registra un significativo livello di sinergie sia tra mercati power e gas (89 operatori iscritti ad entrambi), sia tra mercati power e ambiente (127 operatori), sia tra gas e ambiente (62 operatori) (Fig. 1.2.1).

Fig. 1.2.1 - Operatori iscritti ai mercati del GME



⁴ Il confronto con l'anno precedente è effettuato considerando la somma dei volumi complessivamente scambiati dal RdB ai fini di bilanciamento del sistema gas, per il 2016, sulla PB-GAS (fino al 30/9), sul MI-Gas e sul MGS (questi ultimi a partire dal 1/10) e, per il 2017, sul MI-Gas e sul MGS.

⁵ Sebbene i TEE siano misurati in tep, ai fini del raffronto con gli altri mercati, i volumi sono stati convenzionalmente tradotti in TWh sulla base del fattore di conversione adottato dall'ARERA con Delibera EEN 3/08 ($0,187 \cdot 10^{-3}$ tep/kWh).

⁶ Per mercato fisico si intende la somma dei volumi scambiati sul mercato e tramite contrattazione bilaterale.

⁷ Il dato è inclusivo dell'Italia ed è calcolato a partire dalla sede legale dell'operatore.

Fig. 1.2.3 - Liquidità del MGP

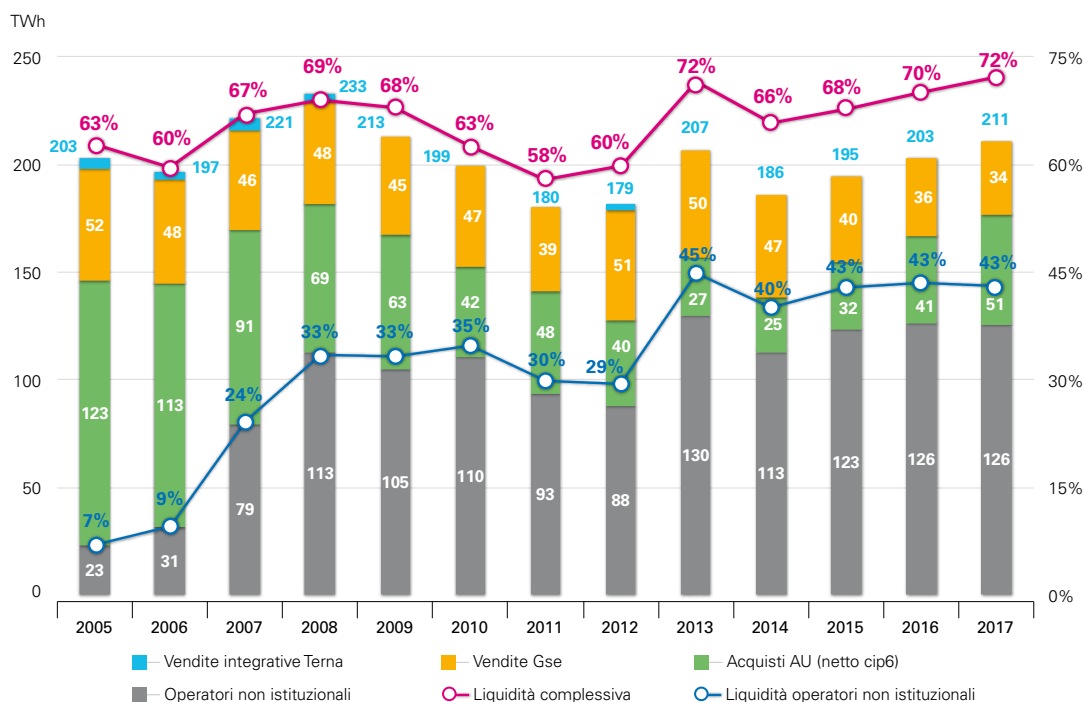
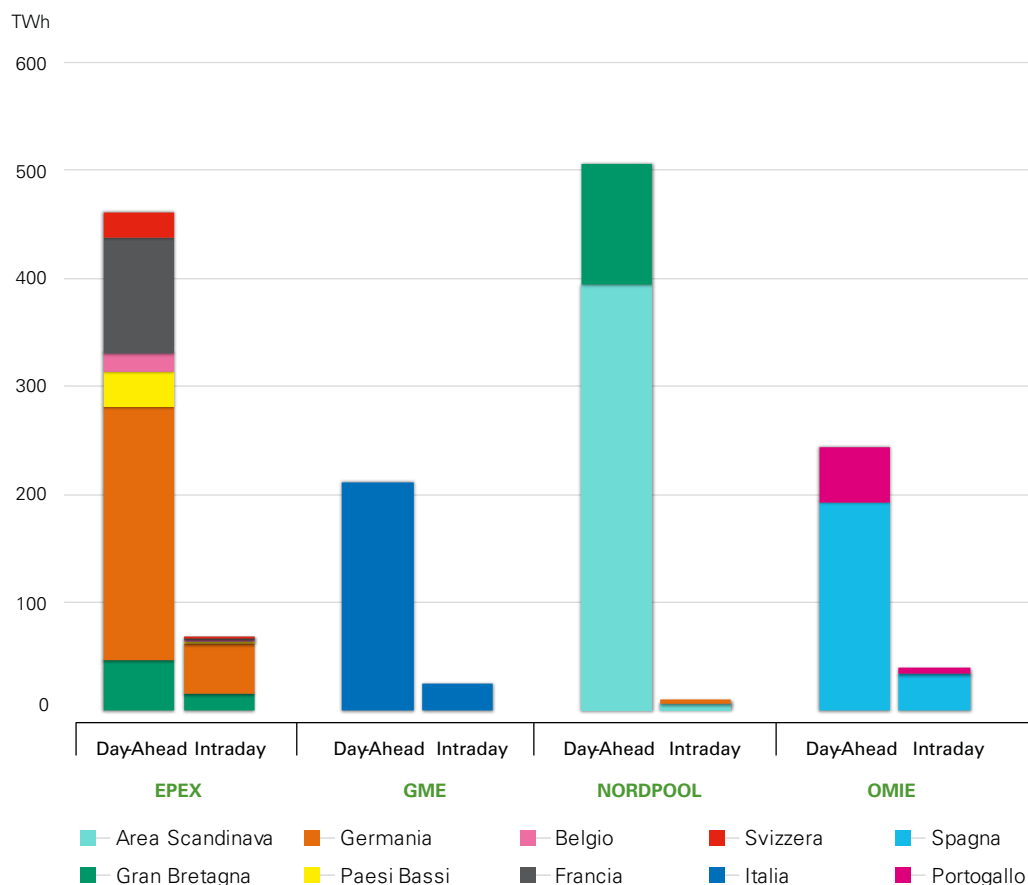


Fig. 1.2.4 - Confronto internazionale volumi sui mercati spot dell'elettricità (Day-Ahead e Intraday)



1.3. I RISULTATI ECONOMICI

Ricavi a margine in calo (32 milioni di €, -1 milione di €) per effetto, tra l'altro, della chiusura del Mercato dei Certificati Verdi, solo parzialmente compensato dalla crescita dei volumi di TEE negoziati, e della riduzione degli altri ricavi a margine derivante dal minor corrispettivo connesso al rinnovo, sul finire del 2016, a seguito di gara, della convenzione stipulata tra il GME e il proprio Istituto Tesoriere. In ambito *power* risultano in aumento i ricavi a margine sul Mercato Elettrico (21,9 milioni di €, +0,6 milioni di €) e in contemporaneo calo quelli sulla PCE (4,9 milioni di €, -0,7 milioni di €).

Costi della produzione a margine sostanzialmente stabili (21,5 milioni di €, +0,3 milioni di €) per effetto di un incremento del costo del personale legato, tra l'altro, all'aumento della consistenza media, solo in parte compensato dalla riduzione della voce ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti.

Risultati. In virtù delle dinamiche sopra menzionate su ricavi e costi della produzione a margine, il risultato operativo registra una flessione (10,5 milioni di €, -1,3 milioni di €) che, sommata all'aumento di proventi e oneri finanziari netti e alla riduzione delle imposte dell'esercizio, determina un aumento dell'utile netto (8,9 milioni di €, +0,8 milioni di €)⁸.

⁸ Per maggiori approfondimenti si rimanda al Bilancio d'esercizio 2017 del GME.

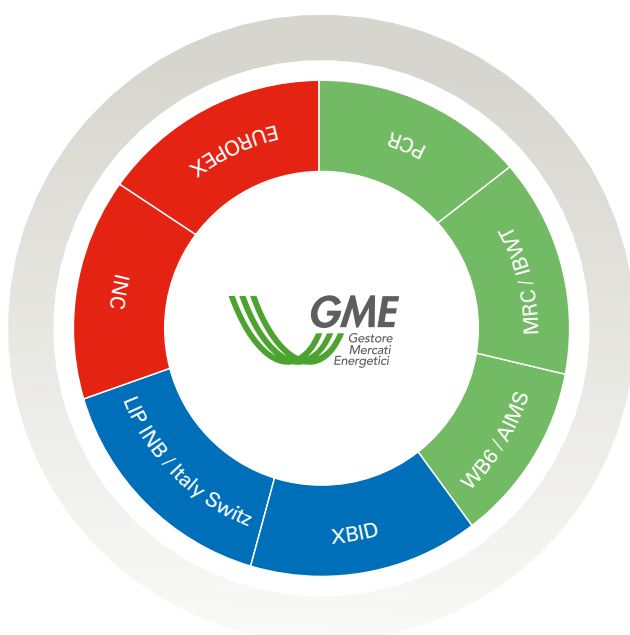
02

Le Attività

2.1. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

NEMO COOPERATION. A seguito dell'approvazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM), il GME - nominato dal MiSE quale unico Nominated Electricity Market Operator (NEMO) per l'Italia ai sensi dell'articolo 5 del CACM - ha partecipato alla costituzione ed all'operatività dell'**INC** (Interim Nemo Committee), organo competente per la cooperazione tra NEMO nella definizione delle regole per l'esercizio del market coupling unico europeo. Nell'ambito delle sue attività, l'INC ha provveduto a: *i)* predisporre e trasmettere alle Autorità di Regolazione Nazionali, per la relativa approvazione, il c.d. *MCO Plan*⁹ e le "metodologie" previste dal CACM¹⁰; *ii)* avviare la fase di negoziazione e redazione di nuove strutture contrattuali per la cooperazione tra NEMO e con i TSO; *iii)* avviare la definizione di attività di ricerca e sviluppo tese ad incrementare le potenzialità degli algoritmi già in produzione (per il DA) ed in fase di avvio (per l'ID).

DAY AHEAD MARKET COUPLING. Dal 2015, il GME ha garantito l'integrazione del mercato elettrico italiano nel più ampio mercato europeo attraverso la partecipazione nei diversi progetti di cui è membro attivo: *i)* il **PCR** (Price Coupling of Regions), l'iniziativa tra borse che, dal 2015, garantisce l'integrazione del MGP italiano con gli altri mercati europei nell'ambito del c.d. DA market coupling; *ii)* l'**IBWT** (Italian Border Working Table), il progetto tra Borse e TSO confinanti con l'Italia volto a favorire il coupling coi paesi transfrontalieri; *iii)* il **MRC** (Multi Regional Coupling), il progetto pan-europeo tra Borse e TSO che garantisce l'allocatione della capacità transfrontaliera per il MGP ed incorpora l'IBWT nel più ampio contesto di coupling europeo.



⁹ Il MCO Plan è il piano previsto dal CACM con il quale i NEMO indicano come intendono istituire e svolgere congiuntamente le funzioni di "Market Coupling Operator" per i mercati day-ahead (DA) e intraday (ID). In particolare, il MCO Plan è stato adottato dalle Autorità di Regolazione Nazionali ad inizio 2017.

¹⁰ In particolare, le metodologie relative alle procedure di back up ed alla definizione dei prodotti da utilizzare per il DA e l'ID sono state approvate dalle Autorità di Regolazione Nazionali ad inizio 2018 e attualmente vigenti. Le metodologie relative alla definizione dei limiti di prezzo minimi e massimi di equilibrio da applicarsi a tutte le zone di offerta che partecipano al coupling unico del giorno prima ed infragiornaliero sono state invece approvate da Acer ad inizio 2018 e attualmente vigenti. Le sole metodologie degli algoritmi da utilizzare per il DA e l'ID, sono state sottoposte ai Regolatori a fine 2017 e sono attualmente in fase di definizione.

INTRADAY MARKET COUPLING. Il GME partecipa anche al processo di integrazione comunitaria dei mercati intraday e, in particolare, è membro attivo di diversi progetti: *i)* l'**XBID** (Cross Border Intra Day), il progetto che, dal 2018, integrerà i mercati infragionalieri europei a contrattazione continua e sarà esteso anche all'Italia nel corso del 2019; *ii)* il **LIP-INB** (Local Implementation Project- Italian Northern Border), il progetto tra Borse e TSO confinanti con l'Italia, specularmente a quello operante nel DA, che mira ad adeguare le procedure locali al fine di integrare l'XBID sulle frontiere italiane.

Queste iniziative indurranno rilevanti cambiamenti nel disegno del mercato nazionale infragionaliero, elementi questi ultimi più ampiamente discussi nel successivo Cap. 3.

BALCANI. Da luglio 2017, il GME ha aderito - insieme ad ARERA, Terna e MiSE - al MoU tra i Paesi del cosiddetto **WB6** (Western Balcan 6)¹¹, al fine di promuovere l'avvio di un coupling regionale nell'area balcanica attraverso l'utilizzo delle proprie competenze derivanti dall'esperienza già maturata nell'ambito dell'organizzazione e gestione dei mercati nazionali e del mercato europeo dell'energia elettrica. In particolare, l'iniziativa del GME è finalizzata a promuovere l'avvio operativo di un progetto di market coupling nell'ambito del cluster AIMS (Albania-Italia-Montenegro-Serbia), una volta completato l'avvio dell'operatività del cavo sottomarino tra Italia e Montenegro.

2.2 LA COOPERAZIONE CON LE ALTRE BORSE

Mercati a termine power. Nel corso degli anni il GME ha concesso a borse terze, mediante la stipula di appositi accordi di licenza d'uso, l'utilizzo commerciale del PUN Index GME. Ciò in considerazione dell'esigenza di tali borse di offrire, nell'ambito dei sistemi di scambio dalle stesse gestiti, prodotti a termine finanziari sul mercato elettrico, aventi come sottostante il suddetto indice.

Nomination agent per il mercato gas. Con riferimento al mercato del gas, il GME opera come *nomination agent* presso il PSV, consentendo alle borse terze che si avvalgono del servizio di eseguire la consegna fisica in Italia, per il tramite del GME, di quantitativi di gas oggetto di contratti conclusi presso le medesime borse terze.

Service provider. Dal 2011 il GME offre un servizio di service provision alla borsa slovena BSP, finalizzato a supportarne il market coupling con l'Italia e l'integrazione nell'ambito del MRC.



¹¹ Il WB6 è una cooperazione tra Regolatori, Gestori di Rete e Gestori di Mercato di Albania, Bosnia-Erzegovina, Kosovo, Macedonia, Montenegro e Serbia per la creazione di un mercato regionale dell'energia elettrica nella regione balcanica occidentale, da integrare successivamente con il mercato dell'energia dell'Unione Europea. Tale progetto è stato supportato dalla stessa Unione Europea e dalla Energy Community.

2.3. L'ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO

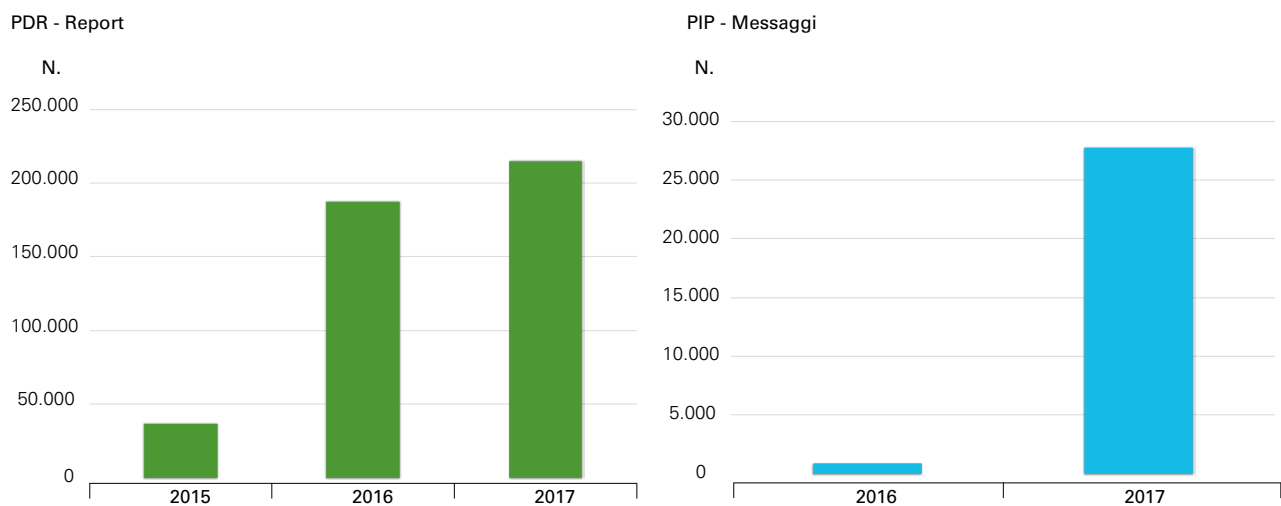
Monitoraggio dei mercati e supporto alle Istituzioni. Il GME presidia il regolare svolgimento delle transazioni sui suoi mercati con un monitoraggio svolto attraverso procedure formalizzate e strumenti automatici, nel rispetto delle *best practices* internazionali. Il monitoraggio dei mercati è altresì realizzato in coordinamento con le principali Istituzioni competenti in materia, per le quali il GME è interlocutore di riferimento sia a livello europeo, attraverso un'attività di fornitura di dati e analisi, nonché condivisione di pratiche e metodologie con le medesime Istituzioni (ACER, DGCOMP, DGENER), sia a livello nazionale, ove ha confermato la proficua collaborazione con l'ARERA¹² e con i soggetti istituzionali interessati (AGCM, MiSE).

2.4. I SERVIZI REMIT

Le piattaforme "Data Reporting" e "Inside Information". Il GME gestisce due piattaforme mediante le quali supporta i propri operatori di mercato nell'adempimento agli obblighi di *data reporting* verso ACER (piattaforma PDR) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (piattaforma PIP) di cui al Regolamento europeo n. 1227/2011 (REMIT).

A due anni dall'avvio operativo, le due piattaforme mostrano di aver raggiunto un considerevole grado di maturità. Il numero di operatori iscritti alla PDR è ormai stabile, con valori pari a 257 ed un numero di transazioni riportate nel 2017 prossimo alle 215 mila (+27 mila circa rispetto al 2016). Analogamente, la PIP evidenzia un numero di operatori iscritti stabilmente pari a 111, con un numero di messaggi pubblicati cresciuto dai circa 900 del 2016 ai 28 mila del 2017 (Fig. 2.4.1).

Fig. 2.4.1 - Messaggi e Comunicazioni degli Operatori iscritti alla PDR e alla PIP



¹² Il GME svolge le attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico e del mercato del gas naturale da parte dell'ARERA ai sensi, rispettivamente, della deliberazione ARG/elt 115/08 (c.d. "TIMM") e della deliberazione 308/2017/R/GAS.

03

Le nuove
iniziative

3.1. MERCATI POWER INFRAGIORNALIERI

Progetto XBID. Nel corso del 2018, si realizzerà il “First Wave GoLive” del progetto XBID, che renderà operativo in tutto il centro-nord Europa un mercato infragiornaliero a contrattazione continua in grado di allocare implicitamente la capacità di trasporto tra zone di mercato sia nazionali che infra-nazionali, in linea con il Target Model previsto dal CACM. L'Italia, che attraverso GME fa già parte del progetto di sviluppo, entrerà operativamente nel XBID con il “Second Wave GoLive” atteso nel corso del 2019. In tal modo, anche in Italia verrà introdotto un mercato infragiornaliero a contrattazione continua, che integrerà le attuali zone del mercato interno nel più ampio mercato europeo. Il mercato opererà in modalità *portfolio bidding*, per garantire una più facile gestione dell'operatività in tempo reale ed una più efficace interazione con le modalità di offerta previste sulle omologhe piattaforme transfrontaliere.

MI. L'introduzione in Italia di un mercato infra-giornaliero a contrattazione continua si affiancherebbe alle attuali aste infragiornaliere, in un c.d. “modello ibrido” che dovrebbe integrare l'utilizzo di aste di apertura seguite dalla contrattazione continua: le prime avrebbero lo scopo di fornire un segnale efficace di prezzo per l'avvio della contrattazione continua, nonché di valorizzare della capacità implicitamente allocata nelle stesse, mentre la seconda avrebbe lo scopo di garantire l'aggiustamento delle posizioni fino all'ultimo intervallo utile prima del tempo reale di consegna. L'utilizzo di questo “modello ibrido”, contemplato dallo stesso Regolamento CACM - che dispone la possibilità di affiancare alla contrattazione continua le “aste regionali complementari” - è stato proposto dagli stessi TSO europei come metodologia per garantire una valorizzazione efficiente della capacità transfrontaliera allocata (c.d. “*capacity pricing*”).

Gate opening & gate closure. In linea con le previsioni del CACM, la proposta presentata dal GME nel LIP INB, da valutare anche in esito alla consultazione lanciata da Acer sulle tempistiche di gate opening e gate closure nel mercato ID a contrattazione continua¹³, prevede che l'avvio della sessione di contrattazione continua si apra a valle della prima sessione in asta per le ore non oggetto di successiva assegnazione nella seconda asta ed a valle della seconda sessione in asta per le ore da questa assegnate.

3.2. MERCATI E PIATTAFORME DEL GAS

Market making. Al fine di promuovere la liquidità dei prodotti negoziati sul MGAS, nel mese di dicembre 2017, il GME ha introdotto il servizio di *market making*. Tale servizio - attivato per la prima volta il 1° febbraio 2018 - prevede, in una prima fase, la possibilità per gli operatori interessati, di svolgere l'attività di *market making* in qualità di “*Liquidity Provider*” (LP). Gli operatori LP si impegnano - su base continuativa e secondo il principio del “*best effort*” - a mantenere sul MGP-GAS offerte di acquisto e di vendita nel rispetto di determinati parametri legati allo *spread* massimo consentito, alla quantità minima offerta e a un tempo minimo di permanenza delle offerte sul book di negoziazione. Fin dal suo avvio operativo, l'iniziativa ha riscontrato pieno apprezzamento da parte degli operatori.

Aste per il conferimento della capacità di rigassificazione. Con la deliberazione 660/2017/R/GAS, l'ARERA ha riformato la regolazione vigente in materia di accesso ai servizi di rigassificazione, mediante l'introduzione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione. Nella medesima deliberazione, l'ARERA ha previsto che, per la gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possano usufruire dei servizi offerti dal GME, il quale definisce - con il supporto delle medesime imprese - una proposta di gestione di tali servizi da sottoporre all'approvazione della stessa Autorità. Nel corso del 2018, a seguito

¹³ ACER (January 2018), PC_2018_E_01 - Consultation on the cross-zonal gate opening and gate closure times for intraday coupling.

dell'approvazione della suddetta proposta (con deliberazione 111/2018/R/GAS), il GME ha dato avvio operativo alla Piattaforma per l'assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR).

3.3. AMBIENTE

Contrattazione unificata dei TEE. A partire dal mese di ottobre 2017, il GME ha provveduto a modificare le Regole di funzionamento del MTEE e del Registro TEE, al fine di introdurre la contrattazione unificata per tutte le tipologie di TEE - sia bilateralmente che sul mercato - in ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 16, comma 16.3, del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017 e secondo le modalità attuative definite dall'ARERA con deliberazione 514/2017/R/EFR.

Biocarburanti. Nel corso del 2018, in attuazione delle disposizioni di cui al Decreto interministeriale 2 marzo 2018 (*"Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti"*), il GME definirà un modello di funzionamento del mercato dei "Certificati di immissione in consumo di biocarburanti" (c.d. CIC) ed avvierà tutte le attività sottese all'attivazione del suddetto mercato. Attraverso il costituendo mercato, rientrando nell'ambito del più ampio insieme dei mercati ambientali gestiti dal GME, gli operatori potranno pertanto assolvere i propri obblighi normativi anche attraverso la compravendita di CIC, beneficiando di un mercato gestito secondo criteri di trasparenza, neutralità ed efficienza.

3.4. CARBURANTI

P-LOGISTICA. Nel mese di ottobre 2017 è stato avviato il periodo transitorio di sperimentazione della Piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA). In particolare, l'avvio di tale piattaforma rientra tra gli interventi pro-concorrenziali previsti dal Decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012, volti a promuovere il livello di concorrenza nel settore petrolifero, ampliando le opportunità di offerta e di approvvigionamento di servizi logistici e di prodotti petroliferi mediante l'istituzione e lo sviluppo di appositi mercati gestiti dal GME.

PDC-OIL: Avvio rilevazione dei dati mensili. A partire dal mese di aprile 2018, il GME ha avviato la rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali - comunicati dai soggetti obbligati di cui al Decreto ministeriale 5 luglio 2017 - sulla base delle indicazioni contenute nella Circolare ministeriale n. 1612 del 19 gennaio 2018.

3.5. ALTRO

Monitoraggio Gas. Nel corso del 2017, con Delibera 308/2017/R/GAS, ARERA ha adottato disposizioni volte a rafforzare la propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale e ha individuato il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio relativamente alla c.d. dimensione "concorrenziale" del mercato all'ingrosso¹⁴. Le funzioni assegnate al GME includono: *i)* l'acquisizione, organizzazione, stoccaggio e condivisione con l'Autorità dei dati necessari al monitoraggio, *ii)* l'elaborazione di indici, analisi e report periodici, *iii)* la proposta di metodologie di monitoraggio, *iv)* la segnalazione di comportamenti anomali degli operatori di mercato, *v)* il supporto alle richieste dell'ARERA con tempestive analisi ed elaborazioni dati.

¹⁴ La Delibera ARERA 308/2017/R/GAS ha altresì attribuito all'impresa maggiore di trasporto (SRG) lo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio relativamente alla c.d. dimensione "strutturale" del mercato all'ingrosso del gas naturale.

04

L'andamento
dei mercati

4.1. I MERCATI ELETTRICI

4.1.1. I combustibili

Greggio, derivati e carbone. Il prezzo del Brent torna a superare di poco i 54 \$/bbl (+25%), invertendo la dinamica ribassista osservata dal 2012. La ripresa avviata già nell'ultima parte del 2016, è proseguita a gennaio per poi smorzarsi fino a giugno e riprendere con forza nella seconda metà dell'anno, toccando a dicembre il massimo da fine 2014 (attorno ai 65 \$/bbl). Analoghe le tendenze osservate sul gasolio (480 \$/MT, +23%), mentre più intensi sono risultati i rialzi dell'olio combustibile (302 \$/MT, +47%) e del carbone (84 \$/MT, +44%), con quest'ultimo ai livelli più alti dal 2013. Impercettibile l'impatto su tali variazioni del tasso di cambio \$/€, in lieve crescita tendenziale (1,13, +2%) in virtù di una spinta concentrata nella seconda parte dell'anno e che ha proseguito la sua corsa anche nel primo trimestre del 2018 (1,23 \$/€ il valore raggiunto a marzo 2018) (Fig. 4.1.1).

Gas. Tornano a crescere le quotazioni sui principali hub europei del gas, su valori che nell'ultimo decennio risultano tuttavia superiori solo ai minimi toccati nel 2016. Il range di prezzi oscilla tra i 17 €/MWh del TTF olandese (+25%) e i quasi 20 €/MWh del PSV italiano (+26%), con uno spread tra le due quotazioni in crescita di circa 1 €/MWh. Sul nostro riferimento nazionale spiccano i livelli toccati a gennaio e a dicembre in condizioni di particolare criticità del sistema gas (24 €/MWh e 28 €/MWh, rispettivamente). Significativa, in tal senso, la giornata del 12 dicembre quando, a seguito di un incidente avvenuto nel nodo di Baumgarten e della conseguente riduzione delle importazioni gas da Tarvisio, il PSV ha raggiunto un valore di 75 €/MWh (+53 €/MWh sul TTF) (Fig. 4.1.2).

Fig. 4.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua

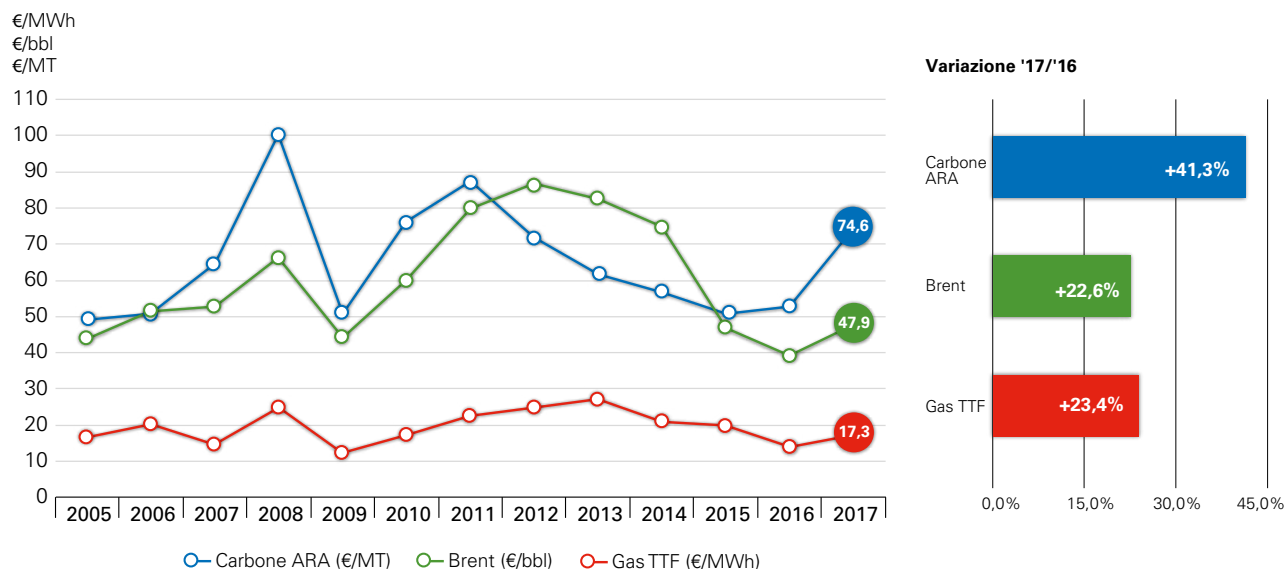
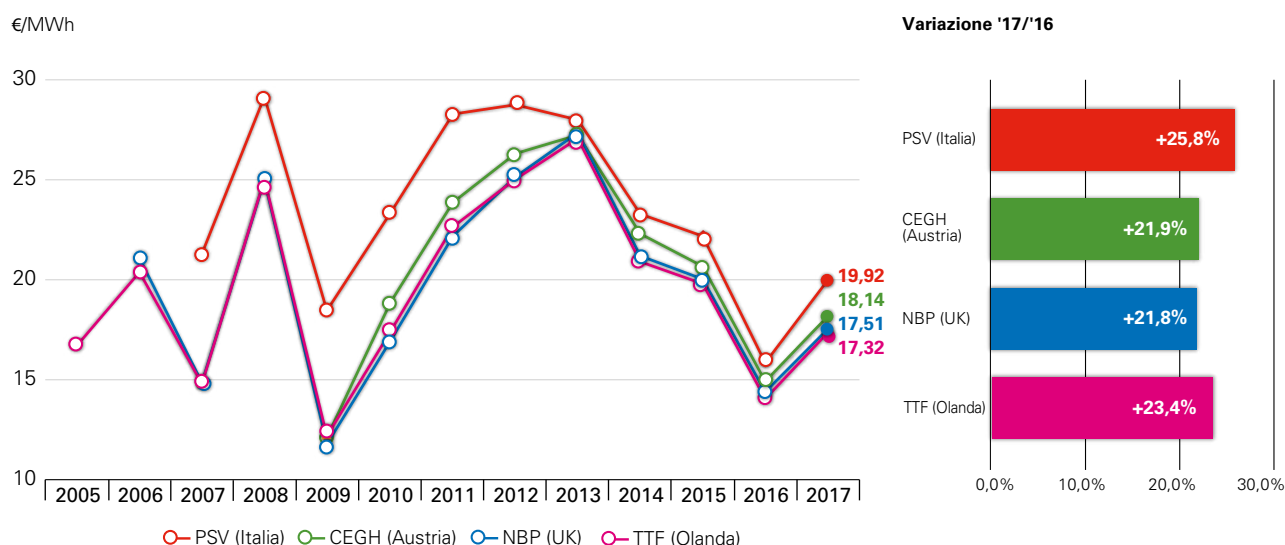


Fig. 4.1.2 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua



4.1.2. Il mercato elettrico europeo

I prezzi e le configurazioni zionali nel mercato day-ahead. I prezzi dell'energia elettrica incorporano i rialzi dei combustibili, segnalando una generale ripresa dai bassi livelli del 2016 alimentata anche dalle stagionali criticità osservate sul parco nazionale francese. Proprio a queste ultime sono riconducibili le elevate quotazioni registrate in Europa nella parte iniziale e finale del 2017, quando la sincronizzazione dei mercati tramite meccanismi di coupling è risultata decisiva per garantire la gestione economica ed ottimizzata dei flussi transfrontalieri di energia e la concretizzazione delle opportunità commerciali di import/export presentatesi in conseguenza delle frequenti inversioni dei tipici differenziali di prezzo osservate tra paesi. In generale, nel 2017, il mercato europeo day-ahead mostra una minor convergenza dei prezzi¹⁵ (65 ore contro le 180 del 2016), confermandosi sostanzialmente ripartito in due macroregioni: quella settentrionale, composta da Scandinavia e Germania (29/34 €/MWh) e quella meridionale, formata da Italia, Spagna e Slovenia (49/54 €/MWh), con la Francia (45 €/MWh) convergente ora all'uno ora all'altro blocco in ragione di fenomeni stagionali o di una ridotta disponibilità degli impianti nucleari locali, spesso rimpiazzati dall'offerta termoelettrica italiana (Fig. 4.1.3).

La microstruttura dei prezzi. A conferma di quanto appena detto, nel 2017 si osservano: *i*) una frequenza di allineamento¹⁶ e un'inversione del differenziale tra Italia e Francia rispettivamente pari al 29% (-6 p.p.) e al 2% (-2 p.p.), concentrati proprio nei trimestri di maggiore scarsità transalpina (primo e quarto); *ii*) una convergenza tra Francia e Germania pari al 41%, più alta nel semestre centrale dell'anno (aprile - settembre), solitamente caratterizzato in Europa continentale da domanda e prezzi più bassi. In generale, su base annua, tornano ad allargarsi sia lo spread tra Italia e Francia (9 €/MWh, +3 €/MWh), sia quello tra Francia e Germania, con quest'ultimo che nel 2017 supera per la prima volta i 10 €/MWh (+2 €/MWh).

¹⁵ Per convergenza si intende la situazione caratterizzata da un differenziale tra paesi simultaneamente inferiore ad 1 €/MWh. Facendo particolare riferimento all'Italia le frontiere prese in considerazione per l'elaborazione sono le seguenti: Nord-Francia, Francia-Germania, Germania-Area scandinava.

¹⁶ Vedi nota 15.

Volumi in coupling sulla frontiera italiana. Nel 2017 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.838 MWh in import (+330 MWh rispetto al 2016) e di 1.201 MWh in export (+101 MWh rispetto al 2016). L'aumento si concentra sul confine francese dal lato delle importazioni (2.185 MWh, +340 MWh) e su quello sloveno relativamente alle esportazioni (358 MWh, +88 MWh).

Tramite asta implicita vengono assegnate sul confine francese e su quello austriaco rispettivamente oltre l'80 e il 90% della capacità disponibile, circa 20 p.p. in più rispetto al 2016, comprimendo la quota della capacità nominata in asta esplicita e quella non utilizzata.

I mercati a termine. Aspettative di prezzo contrastanti emergono dai mercati a termine dei singoli paesi per il 2018¹⁷, con l'Italia stabile sui valori del 2017 e la Francia, in lieve calo, più vicina alla Germania, prevista invece in ripresa (Fig. 4.1.4).

Fig. 4.1.3 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua

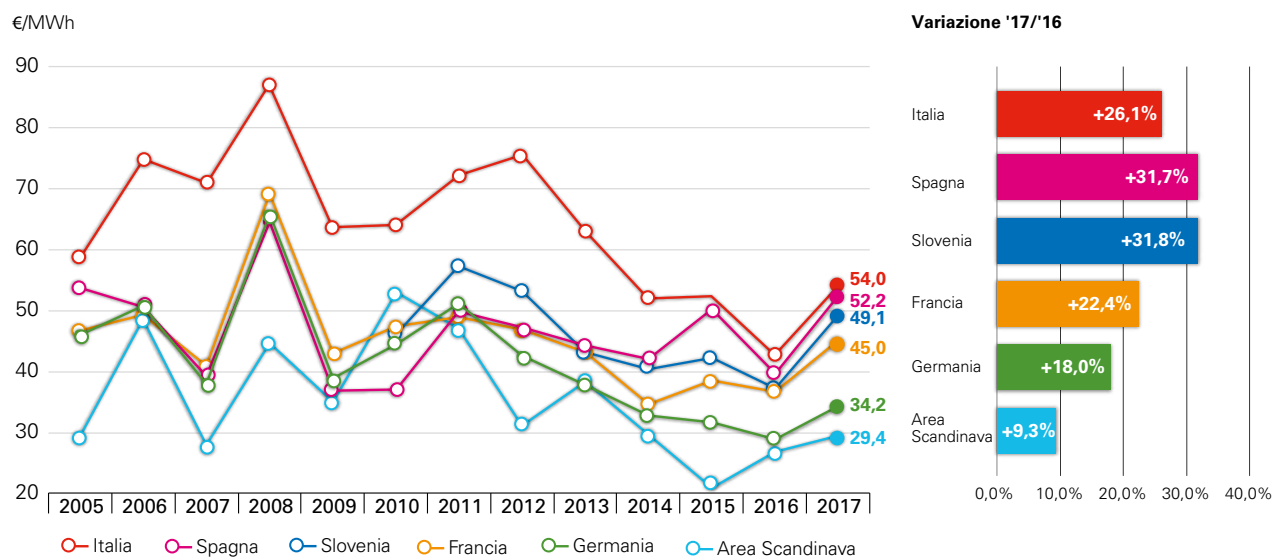
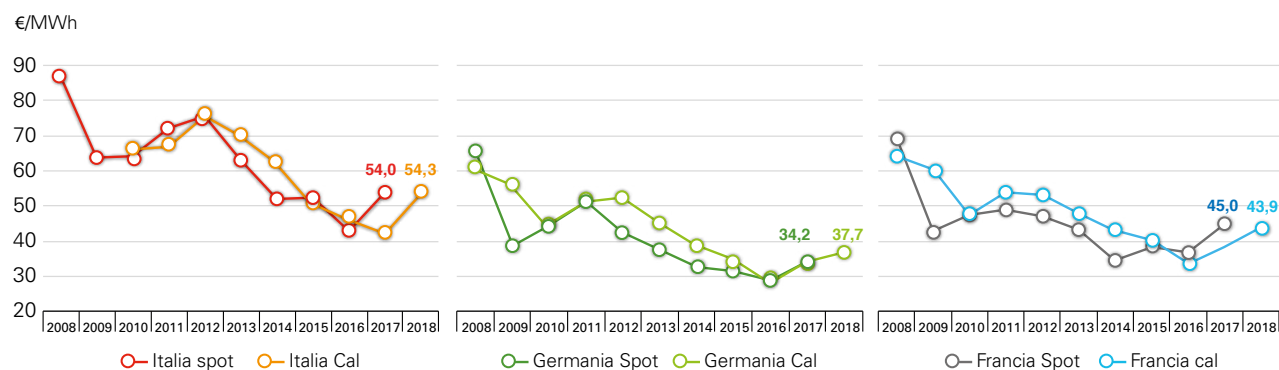


Fig. 4.1.4 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload¹⁸



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

¹⁸ Nel grafico si rappresenta il prezzo di settlement del prodotto Calendar nel suo ultimo giorno di contrattazione.

4.1.3. Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

I volumi e la liquidità¹⁹. Gli scambi di energia elettrica nel MGP salgono a 292,2 TWh (+1,1% sul 2016), livello massimo degli ultimi cinque anni e pari al 91,2% della richiesta di Terna, in virtù di un andamento crescente molto forte nei primi otto mesi dell'anno (+6,2%) e decisamente meno intenso nella parte rimanente dell'anno (+0,4%). A fronte di un crescita degli acquisti, la domanda sul mercato cala ai minimi dal 2010, così come la sua componente elastica. Sale invece al massimo storico la liquidità, pari al 72% (+2,2 p.p.), in virtù di una crescita dei volumi della componente "borsa" al valore più alto dal 2010 (211 TWh, +4,3%) e di una contemporanea contrazione al minimo storico della componente "bilaterale" (81 TWh, -6,2%)²⁰ (Tab. 4.1.1).

Il Pun e i fondamentali. Il Pun si attesta a 53,95 €/MWh, riportandosi sui valori comunque non elevati del biennio 2014/2015, in virtù di un aumento di circa 11 €/MWh rispetto al minimo storico del 2016 (+11,1 €/MWh, +26,1%). La crescita riflette un contesto rialzista alimentato dalla ripresa dei costi di generazione (PSV: 19,9 €/MWh, +4,1 €/MWh, +25,7%), dall'ulteriore lieve incremento degli acquisti (292,2 TWh, +1,1%) e dal maggior ricorso alle vendite degli impianti a ciclo combinato, al terzo incremento consecutivo e ai massimi livelli dal 2012, in sostituzione soprattutto di una disponibilità idroelettrica scesa ai minimi dell'ultimo quinquennio e del più basso import francese nel primo bimestre (Fig. 4.1.5).

I gruppi di ore, la volatilità e gli andamenti infra-annuali. Tornano a crescere sui livelli massimi degli ultimi anni sia il rapporto picco/fuori picco del Pun (1,21, +2,7%), con una dinamica rialzista che risulta lievemente più intensa al picco (62,34 €/MWh, +28,9%), sia la volatilità (10,1%, +1,3 p.p.), all'ennesimo rialzo all'interno di un consolidato trend pluriennale. Quest'ultimo, nel 2017 incorpora soprattutto gli effetti prodotti dagli improvvisi spikes indotti da eventi esogeni che nel corso dell'anno hanno interessato il Pun, concentrandone la crescita *i*) nel primo bimestre caratterizzato dalle tensioni sul mercato francese (max Pun orario: 162,4 €/MWh), *ii*) nella prima settimana di agosto, in corrispondenza degli eccezionali livelli di domanda legati alle elevate temperature (max Pun orario: 138,2 €/MWh), *iii*) a dicembre, in corrispondenza soprattutto delle forti criticità registrate sul sistema gas per la giornata del 13 dicembre e della conseguente dichiarazione dello stato di emergenza da parte del MiSE (max Pun orario: 170 €/MWh, massimo da agosto 2012) (Fig. 4.1.7, Fig. 4.1.9, Fig. 4.1.10).

I prezzi e le dinamiche zionali. Dinamiche analoghe sui prezzi zionali, compresi tra i 49,80 €/MWh del Sud ed i 60,76 €/MWh della Sicilia, di nuovo sui livelli degli anni 2014/2015 e in ripresa rispetto ai minimi dello scorso anno (+23/+28%). Sul continente gli aumenti riflettono l'incremento degli acquisti zionali e le variazioni osservate nella struttura delle crescenti vendite locali, con la generazione idroelettrica rimpiazzata quasi ovunque dagli impianti a ciclo combinato, interessati peraltro dal già citato rialzo dei loro costi variabili. In particolare scende al minimo del decennio l'apporto della fonte idroelettrica al Nord (3.126 MWh, -12,3%), la zona strutturalmente dotata della maggiore capacità installata su tale tecnologia. D'altro canto la ripresa dei prezzi al Sud, in presenza di fondamentali ribassisti (calo degli acquisti, vendite rinnovabili in aumento), sconta la maggior frequenza di allineamento alle zone settentrionali (63% delle ore, +6 p.p.) realizzatasi peraltro a prezzi crescenti (49,53 €/MWh contro i 39,73 €/MWh del 2016)²¹. Su tutte le zone, infine, al pari di quanto osservato sul Pun, l'aumento

¹⁹ Ulteriori informazioni sono disponibili al par. 1.2 "Gli operatori e i mercati" della presente Relazione.

²⁰ Per componente "bilaterale" si intendono i volumi contrattati OTC registrati sulla PCE e successivamente nominati su MGP.

²¹ Si tratta della media del prezzo zonale calcolato nelle ore di convergenza Nord-Sud.

delle quotazioni risulta lievemente superiore nelle ore di picco, come indicato dal generale incremento del rapporto picco/fuori picco e dalla diminuzione del numero di sessioni con prezzi notturni maggiori di quelli diurni (Nord escluso) (Fig. 4.1.8, Fig. 4.1.10, Tab. 4.1.2, Tab. 4.1.3, Tab. 4.1.4).

Il potenziamento del cavo e la forte variabilità siciliana. In un contesto di ripresa degli acquisti e forte calo della disponibilità eolica, la Sicilia si conferma la zona dalle dinamiche più estreme: quella dal prezzo medio più alto (60,76 €/MWh), ma anche l'unica, insieme alla Sardegna, in cui tornano a registrarsi prezzi nulli (15 ore); quella dalla minor variabilità giorno/notte (1,01 il rapporto picco/fuori picco), dalla più elevata frequenza di inversione dei prezzi giorno/notte e contemporaneamente dalla massima volatilità annua (16,9%), quest'ultima sostenuta dalle forti oscillazioni della disponibilità eolica. Tutto questo nel primo anno pieno di operatività del cavo Sorgente-Rizziconi a capacità potenziata e di uno spread con le altre zone che torna lievemente a salire dopo la fase a "prezzi regolati" (6,35 €/MWh contro i quasi 5 €/MWh del biennio precedente)²², mantenendosi tuttavia molto lontano dai livelli del periodo 2007-2014 (11/36 €/MWh). Il potenziamento del cavo e l'accresciuta capacità di importazione di energia a prezzi vantaggiosi hanno inevitabilmente favorito una profonda trasformazione sia nelle modalità di approvvigionamento dell'isola, portando la quota di acquisti soddisfatti da vendite interne al 65% (era il 93% nel 2014²³), sia nella struttura locale di offerta e vendita, riducendo lo spazio per i più costosi impianti a ciclo combinato, il cui tasso di successo scende al 34% (era il 60% nel 2014)²⁴ con valori sopra la media annua concentrati tra le ore 18-23 (massimo alle ore 21 pari al 55%) (Fig. 4.1.8, Fig. 4.1.10, Tab. 4.1.2, Tab. 4.1.3, Tab. 4.1.4).

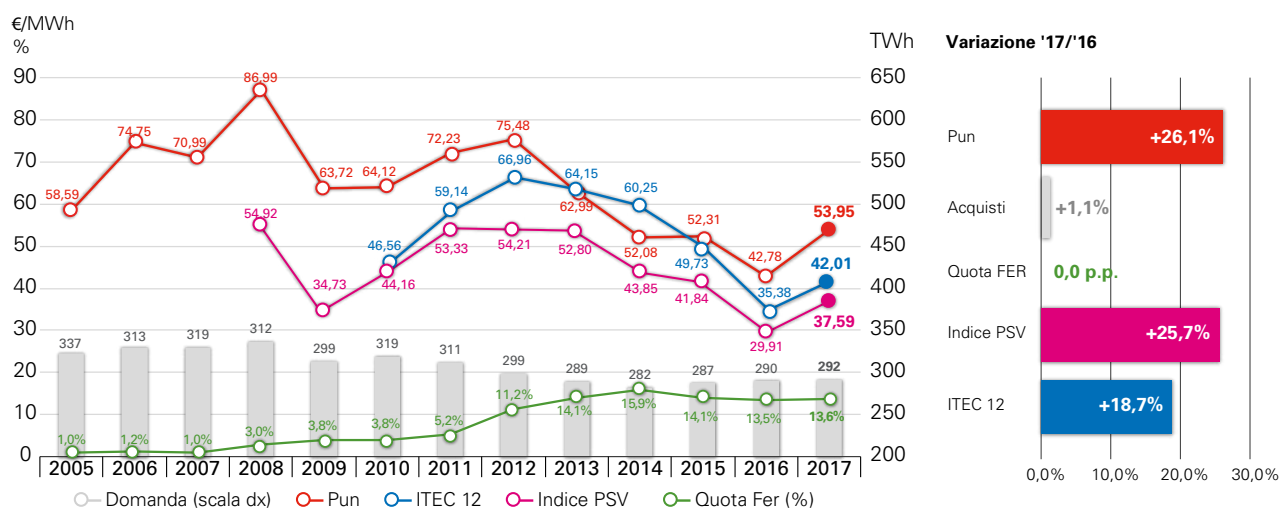
Le fonti e il mix di generazione. La crescita degli acquisti nel Sistema Italia appare soddisfatta prevalentemente dalle vendite delle unità a fonte tradizionale (162,7TWh, +6,5%), e, in particolare, degli impianti a ciclo combinato, i cui volumi proseguono la loro decompressione tornando ai massimi dal 2012 (119,3 TWh, +11,0%, erano meno di 75,1 TWh nel 2014). Segno lievemente positivo anche per il carbone (21,5 TWh, +0,4%) che interrompe un trend decrescente durato quattro anni. Gli impianti termoelettrici intervengono a rimpiazzare il calo delle importazioni (44,1 TWh, -1,2%), al loro minimo storico, e soprattutto la già citata significativa flessione della generazione idroelettrica (38TWh, -11,4%). Infine, i volumi delle fonti rinnovabili solare ed eolica, raggiunta ormai la loro piena capacità, evidenziano un complessivo lieve aumento annuo su livelli comunque inferiori a quelli osservati nel triennio 2013-2015 (39,7 TWh, +1%) (Tab. 4.1.4).

La concentrazione del mercato. L'ennesimo lieve calo degli indicatori conferma l'ipotesi di un mercato che ha raggiunto un buon grado di concorrenza sia a livello di Sistema che nella sua zona più grande (Nord). Nel resto del mercato, pur con i limiti strutturali che tali indicatori incontrano in zone dalle ridotte dimensioni, si evidenziano comunque performance positive soprattutto al Sud, sia nelle quote di mercato (CR3: 61%, -8,1 p.p.) che nelle quantità necessarie (IOR: 6,9%, -2 p.p.). Impatto rilevante, legato alla ripresa delle fonti tradizionali, si osserva invece sullo IOM, l'unico indicatore in crescita e ai massimi valori dal 2009 (32,5%, +6,8 p.p.): in presenza, infatti, di un calo dell'import e delle vendite idroelettriche, il primo operatore rafforza la sua posizione, in special modo al Nord, subentrando al margine con impianti termoelettrici (Fig. 4.1.11, Tab. 4.1.5).

²² Lo spread è calcolato come differenza tra i prezzi della Sicilia e quelli del Nord.

²³ Il confronto è stato effettuato con il 2014, in quanto ultimo anno privo di interventi regolatori o strutturali. Il confronto, tuttavia, tiene anche con il 2015, quando, in condizioni di prezzi regolati, la quota vendite/acquisti risultava addirittura superiore al 100% e con il 2016, anno di entrata del nuovo cavo, in cui la quota, pur diminuendo rispetto agli anni precedenti, risultava ancora pari all'89%.

²⁴ Vedi nota 20. Anche in questo caso il confronto tiene anche considerando il biennio precedente (nel 2016 il tasso risultava pari al 44%).

Fig. 4.1.5 - Andamento del PUN e delle sue determinanti²⁵

Tab. 4.1.1 - Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Variazione '17/'16
Richiesta Terna	330,5	334,6	328,2	318,5	310,5	316,9	314,3	320,4	2,2%
Domanda	345,1	338,2	330,5	329,8	318,2	305,3	301,5	297,4	-1,1%
con indicazione di prezzo	28,3	28,2	34,8	46,5	44,8	36,8	33,0	20,1	-38,9%
rifiutata	26,4	26,6	31,8	40,6	36,0	18,1	11,7	5,2	-55,3%
Acquisti	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	289,7	292,2	1,1%
% su richiesta Terna	96,4%	93,1%	91,0%	90,8%	90,8%	90,6%	92,2%	91,2%	-0,8%
Offerta	509,5	538,1	555,4	532,1	511,7	500,2	502,4	489,9	-2,2%
Vendite	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	289,7	292,2	1,1%
a prezzo zero	218,4	210,0	201,8	214,7	212,7	190,5	172,2	162,6	-5,3%

²⁵ Il dato relativo alla quota FER si riferisce alle fonti eolica e solare.

Fig. 4.1.6 - Offerta sul MGP

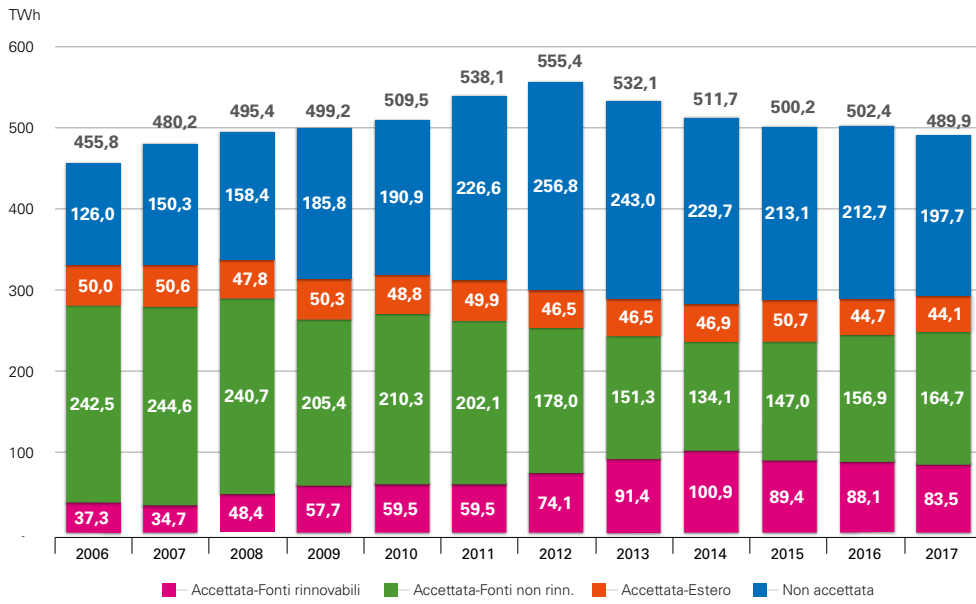


Fig. 4.1.7 - Pun per gruppi di ore. Media annua

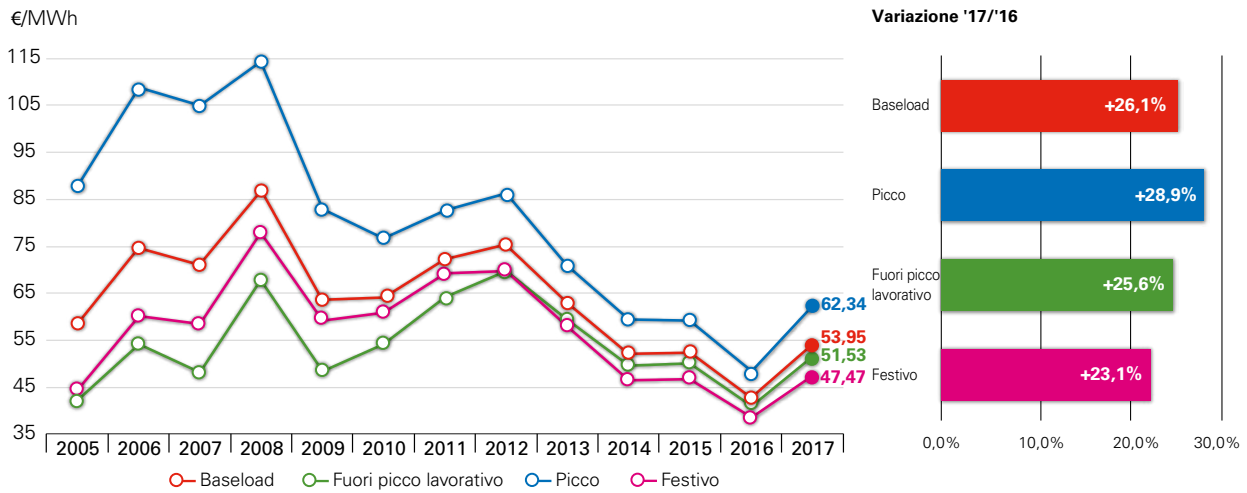
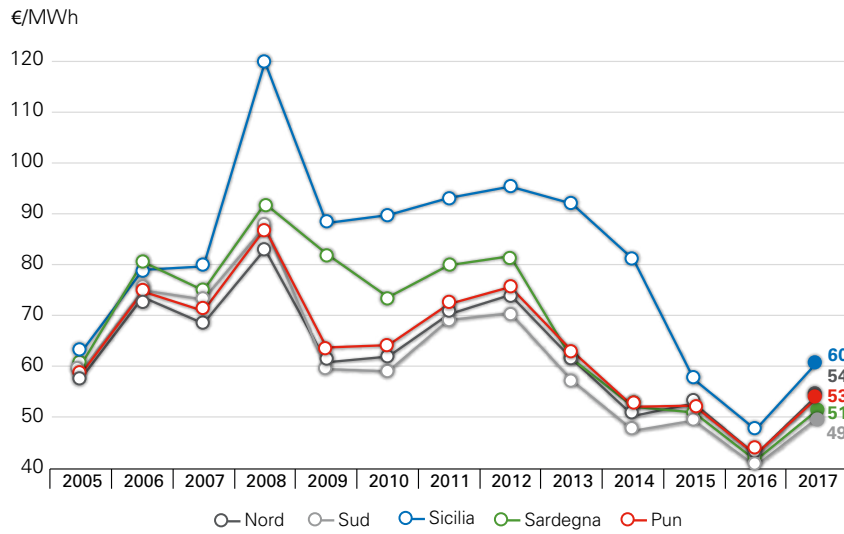


Fig. 4.1.8 - Prezzi zonal medi annui su MGP



Variazione '17/'16

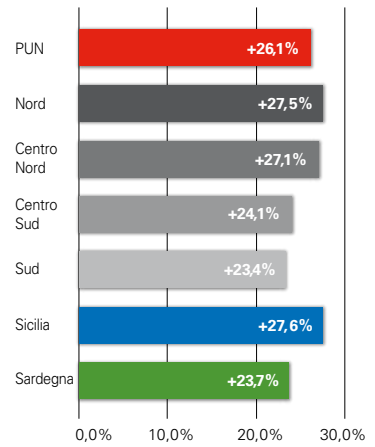
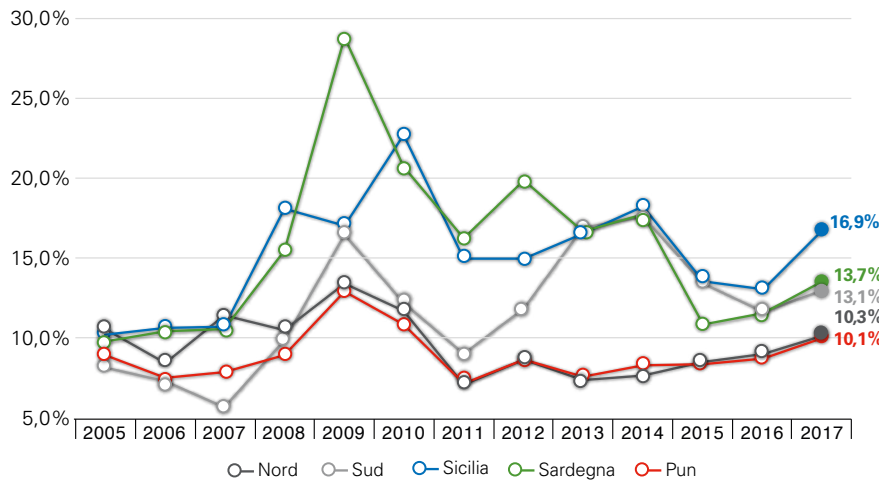


Fig. 4.1.9 - Volatilità dei prezzi



Variazione '17/'16

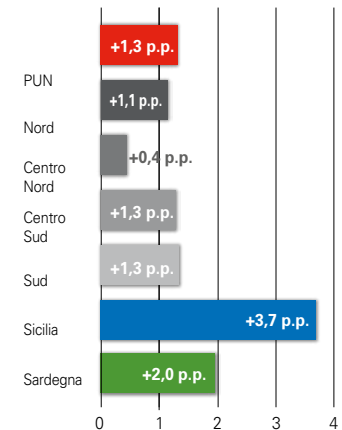
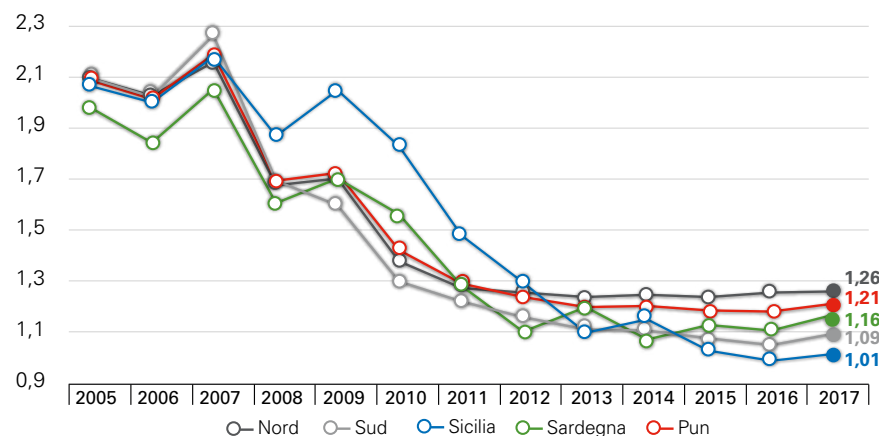
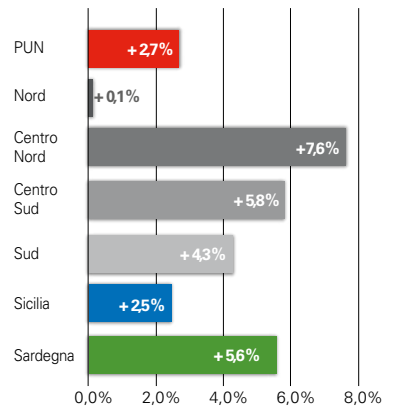


Fig. 4.1.10 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative



Variazione '17/'16



Tab. 4.1.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2017

	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sardegna	Sicilia
N° ore con prezzo a zero	- (0)	- (0)	- (0)	- (0)	- (0)	2 (0)	15 (0)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	- (0)	- (0)	- (0)	- (0)	- (0)	1 (0)	4 (0)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	70 (82)	55 (44)	72 (100)	92 (123)	114 (151)	100 (124)	193 (216)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	19,2% (22,4%)	15,1% (12,0%)	19,7% (27,3%)	25,2% (33,6%)	31,2% (41,3%)	27,4% (33,9%)	52,9% (59,0%)
<i>Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni. €/MWh</i>	-4,65 (-3,62)	-4,61 (-3,41)	-4,39 (-5,61)	-4,05 (-5,25)	-4,47 (-4,72)	-4,71 (-5,44)	-9,48 (-6,07)

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 4.1.3 - Volumi zonal su MGP. Anno 2017

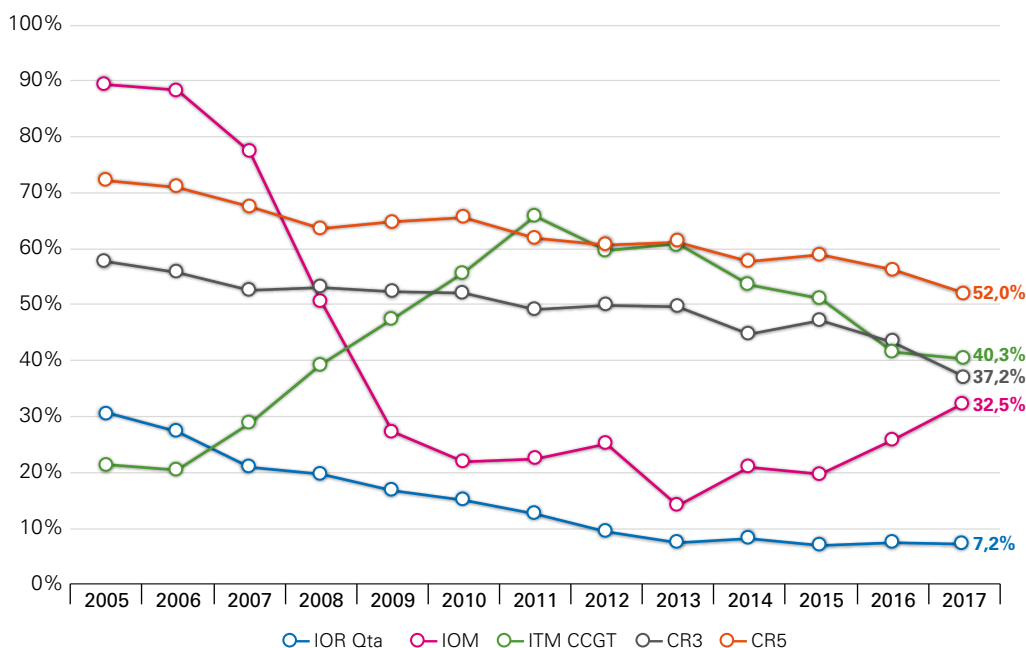
Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	159,24	(+2,8%)	123,01	(+3,4%)	233,09	(-3,8%)	160,55	(+1,8%)	110,08	(-10,8%)
Centro Nord	31,25	(+4,9%)	19,19	(+1,6%)	29,09	(-0,1%)	31,52	(-0,9%)	9,90	(-3,4%)
Centro Sud	46,58	(+1,2%)	32,26	(+0,8%)	52,33	(-3,2%)	46,82	(+0,1%)	20,07	(-9,0%)
Sud	23,17	(-9,6%)	51,27	(+2,2%)	79,22	(+8,8%)	23,31	(-11,1%)	27,96	(+23,4%)
Sicilia	17,09	(+3,1%)	11,14	(-24,3%)	32,02	(-15,8%)	17,18	(-4,7%)	20,88	(-10,4%)
Sardegna	8,81	(+1,0%)	11,28	(+17,3%)	18,41	(-1,1%)	9,04	(-2,4%)	7,13	(-20,8%)
Esterio	6,06	(-16,4%)	44,05	(-1,2%)	45,70	(-0,8%)	9,01	(-16,1%)	1,65	(+11,6%)
Italia	292,20	(+1,1%)	292,20	(+1,1%)	489,88	(-2,2%)	297,44	(-1,1%)	197,68	(-6,8%)

() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Tab. 4.1.4 - Vendite zonal per fonte e tecnologia. Anno 2017

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.043	+13,9%	915	+7,9%	2.691	+2,0%	4.195	+0,3%	753	-27,5%	972	+24,5%	18.569	+6,5%
Gas	7.317	+21,9%	856	+12,2%	1.112	+8,6%	3.217	+4,8%	692	-25,1%	474	-9,9%	13.668	+11,0%
Carbone	668	-19,8%	1	+7,6%	1.364	-3,3%	-	-	-	-	421	+111,3%	2.453	+0,4%
Altre	1.059	-4,1%	58	-31,0%	214	+5,3%	978	-12,2%	61	-46,8%	78	+39,3%	2.448	-8,5%
Fonti rinnovabili	4.812	-8,2%	1.276	-2,5%	949	-3,2%	1.657	+7,6%	519	-19,2%	315	-0,4%	9.528	-5,0%
Idraulica	3.126	-12,3%	303	-14,0%	360	-12,0%	387	+2,9%	103	-26,3%	56	+14,1%	4.335	-11,4%
Geotermica	-	-	662	-1,3%	-	-	0	-	-	-	-	-	662	-1,3%
Eolica	6	+12,4%	18	+5,8%	275	-1,3%	864	+11,7%	278	-25,2%	169	-6,0%	1.610	-0,9%
Solare e altre	1.680	+0,6%	293	+9,0%	315	+7,3%	406	+3,8%	139	+5,3%	90	+3,1%	2.922	+2,8%
Pompaggio	188	-53,2%	-	-	43	+30,2%	-	-	0	+135,1%	0	-10,1%	230	46,9%
Totale	14.042	+3,4%	2.191	+1,6%	3.682	+0,8%	5.852	+2,2%	1.272	-24,3%	1.287	+17,3%	28.327	+1,6%

Fig. 4.1.11 - Indicatori di competitività a livello aggregato



Tab. 4.1.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2017

Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte		1.649 (1.771) ▼	2.887 (3.026) ▼	3.678 (3.698) ▼	1.886 (1.594) ▲	3.434 (2.645) ▲	2.835 (2.958) ▼
HHI Vendite		1.048 (1.190) ▼	2.800 (2.750) ▲	2.785 (2.962) ▼	1.445 (1.442) ▲	1.901 (1.819) ▲	3.319 (4.658) ▼
CR3	37,2% (43,2%) ▼	40,9% (47,6%) ▼	80,0% (78,6%) ▲	66,1% (67,0%) ▼	47,2% (51,6%) ▼	54,4% (55,4%) ▼	81,3% (82,7%) ▼
CR5	52,0% (56,3%) ▼	60,8% (65,8%) ▼	88,2% (85,0%) ▲	79,1% (77,7%) ▲	61,0% (69,1%) ▼	75,1% (72,5%) ▲	89,5% (91,8%) ▼
IOR Quantità	7,2% (7,5%) ▼	0,2% (0,7%) ▼	20,2% (21,9%) ▼	29,1% (25,9%) ▲	6,9% (8,9%) ▼	2,8% (2,2%) ▲	4,4% (2,6%) ▲
IOM 1° Oper	32,5% (25,7%) ▲	28,2% (19,5%) ▲	31,9% (27,3%) ▲	36,5% (29,8%) ▲	38,6% (32,7%) ▲	38,6% (52,4%) ▼	35,6% (29,8%) ▲
ITM Ccgt	40,3% (41,4%) ▼	36,9% (37,1%) ▼	40,1% (43,5%) ▼	41,3% (44,5%) ▼	42,4% (44,3%) ▼	65,2% (63,0%) ▲	41,6% (43,8%) ▼

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

4.1.4. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

L'aumento delle sessioni e i volumi. A partire da febbraio il MI si è arricchito di due nuove sessioni, che ne hanno portato il totale a sette, accrescendo in tal modo le opzioni di contrattazione a disposizione degli operatori e la loro possibilità di agire sempre più a ridosso del tempo reale²⁶. Contestualmente, i volumi di energia complessivamente scambiati si sono attestati a 25,3 TWh, risultando inferiori solo al massimo storico registrato nel 2016 (-2,7 TWh). La flessione ha interessato particolarmente MI1 (13,8 TWh; -1,2 TWh) e MI2 (5,5 TWh; -1,5 TWh), concentrandosi complessivamente su base oraria tra le ore 10-18 (-450 MWh circa) (Fig. 4.1.12, Tab. 4.1.6).

²⁶ A partire dal giorno di flusso 1 febbraio 2017 sono operativi seguenti mercati:

- MI1 e MI2, con periodi rilevanti contrattabili 1-24 (invarianti);
- MI3, con periodi rilevanti contrattabili 5-24;
- MI4, con periodi rilevanti contrattabili 9-24 (ex MI3);
- MI5, con periodi rilevanti contrattabili 13-24 (ex MI4);
- MI6, con periodi rilevanti 17-24 (ex MI5);
- MI7, con periodi rilevanti contrattabili 21-24.

I prezzi. A fronte di un livello medio annuo confermatosi lievemente inferiore al Pun, in generale le dinamiche osservate nel 2017 sul “prezzo unico MI”²⁷ (52,58 €/MWh, -1,4 €/MWh rispetto al Pun) ricalcano quelle registrate sulle quotazioni MGP, mostrando un aumento su base annua (+25%), lievemente più intenso nelle ore di picco (rapporto picco/fuori picco: 1,2, +0,3 p.p.), e una volatilità in ulteriore crescita (14,7%, +1 p.p.). Analogamente al MGP anche l’andamento infra-annuale, con incrementi generalizzati nei mesi, ma concentrati nel primo bimestre e ad agosto.

Nelle singole sessioni si evidenziano prezzi annui compresi tra 53-57 €/MWh circa, inferiori al Pun a parità di periodi rilevanti (-1/-3%) e caratterizzati da un differenziale minimo-massimo per la prima volta inferiore ai 5 €/MWh²⁸. I valori più bassi si osservano su MI1 e MI2 (53 €/MWh, +25%), includendo nella loro contrattazione un maggior numero di ore tipicamente scambiate a quotazioni inferiori, mentre nelle altre sessioni il prezzo sale leggermente risultando compreso tra i 54 €/MWh di MI3 e MI5 e gli oltre 57 €/MWh di MI6. Al deciso incremento dei prezzi su MI1 e MI2 è corrisposta anche una maggiore volatilità, che sempre in ascesa negli ultimi anni, aggiorna ancora una volta il massimo dal 2011 (rispettivamente 13,1% e 14,1%), confermandosi tuttavia decisamente inferiore a quella delle altre sessioni (16,8%/23,1%) (Fig. 4.1.13, Fig. 4.1.14).

Le dinamiche zonali. Anche su base locale le quotazioni si mantengono inferiori alle corrispondenti MGP, confermando il ranking che vede il Sud registrare il prezzo più basso (49 €/MWh circa) e la Sicilia quello più alto (58 €/MWh)²⁹. Il differenziale con il MGP si conferma negativo in tutte le sessioni, mostrando, sostanzialmente su tutte le zone, una progressiva crescita all’avvicinarsi al tempo reale. In particolare al Nord lo spread MI-MGP, pari a -0,8 €/MWh sul MI1, raggiunge i -4 €/MWh sul MI7, mentre in Sicilia parte dal -2,4 €/MWh sul MI1 per arrivare a -6,3 €/MWh sul MI7. In termini di oscillazioni dei prezzi orari tra sessioni, in tutte le zone la variabilità massima si osserva alle ore 9-10 e nelle ore serali 19-22, toccando i livelli più alti in Sicilia, l’unica in cui anche nel 2017 le quotazioni salgono al VENT³⁰ (2 occasioni, MI4). Nelle altre zone prezzi massimi orari a 250 €/MWh (2 occasioni, MI1) con l’unica eccezione del Sud, salita a non più di 195 €/MWh (2 occasioni MI4).

Complessivamente sui sette mercati di MI e sulle zone nazionali, si osservano vendite e acquisti, pari rispettivamente a 23,8 TWh e 23,7 TWh, entrambi inferiori rispetto al 2016 (-10% circa). La flessione, con poche eccezioni legate a contingenze del periodo, ha riguardato tutti i mesi dell’anno, interessando a livello locale soprattutto le zone peninsulari, con le uniche eccezioni delle vendite al Centro Nord e degli acquisti al Sud, entrambi ai massimi storici. Il Nord si conferma esportatore netto soprattutto verso il Centro Sud, il Sud e la Sardegna. Rinnovano il loro massimo storico le quantità di import ed export, sorrette dalla Grecia, importatrice netta, e dalla Slovenia, esportatrice netta (Fig. 4.1.15, Tab. 4.1.6).

²⁷ Il “prezzo unico MI” è un’elaborazione effettuata aggregando tramite media aritmetica i prezzi orari ottenuti dalla ponderazione della media dei prezzi zonali orari di ciascuna sessione per i rispettivi acquisti.

²⁸ Su ciascuna sessione le aggregazioni di prezzo sulle dimensioni “tempo” e “zone” sono calcolate come media dei prezzi zonali ponderata per gli acquisti.

²⁹ Anche su base zonale l’aggregazione dei prezzi orari sulle singole sessioni MI è ottenuta tramite media ponderata per gli acquisti. La successiva aggregazione dei prezzi zonali su base annua è realizzata invece tramite media aritmetica delle valorizzazioni orarie calcolate come sopra descritto.

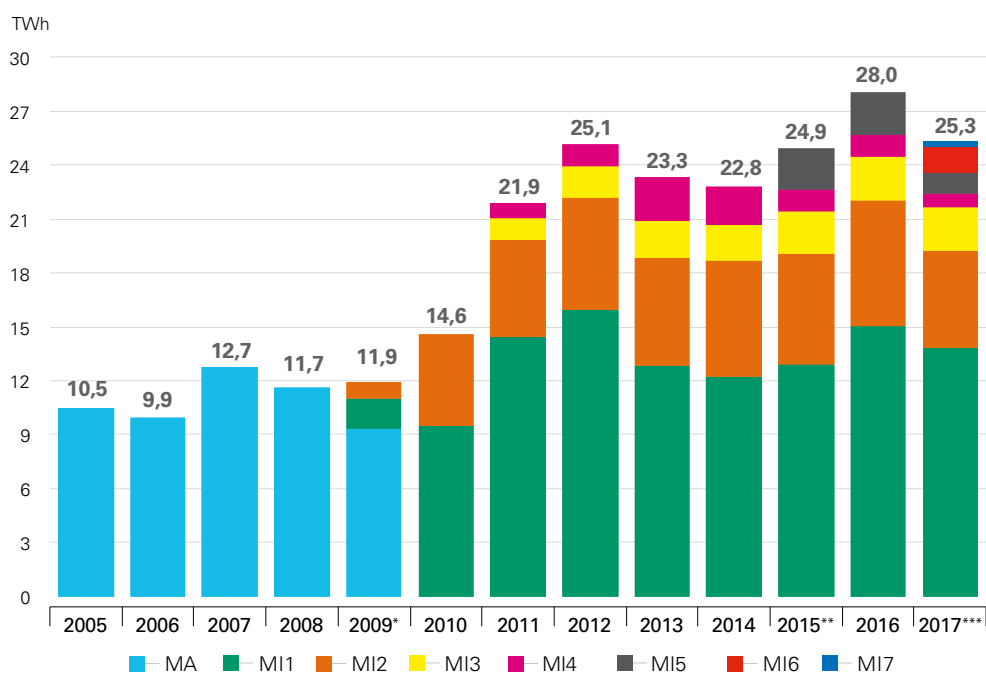
³⁰ Si tratta della valorizzazione dell’energia non fornita, posta pari a 3.000 €/MWh. Tale valore rappresenta il prezzo di valorizzazione dell’energia quando nel mercato l’offerta interna di una zona di mercato non è sufficiente a soddisfare la domanda anelastica della zona di mercato stessa.

Le fonti e i grossisti. La struttura delle vendite/acquisti per tipologia d'impianto conferma le indicazioni del 2016, mostrando un sostanziale aumento dei programmi, in esito al MI, degli impianti termoelettrici, seppur in misura inferiore rispetto al biennio precedente, e una riduzione degli stessi per gli impianti rinnovabili. Il calo della forbice vendite-acquisti per gli impianti termici riflette una diminuzione delle prime (13,3TWh, -1,7TWh) e un contemporaneo aumento dei secondi al livello massimo degli ultimi quattro anni (9,5 TWh, +1,0 TWh). Ai massimi di sempre, invece, gli acquisti degli impianti eolici (2,3 TWh), che più di tutti, tra quelli rinnovabili, ricorrono al MI per diminuzione del programma risultante in esito al MGP. In forte calo, infine, le movimentazioni dei consumatori su entrambi i lati del mercato: rilevante soprattutto la flessione degli acquisti, (5,9 TWh), con conseguente incremento dei programmi in prelievo post-MI ai minimi dal 2012 (Tab. 4.1.7, Fig. 4.1.16, Fig. 4.1.17).

La concentrazione. La concorrenzialità, misurata con la quota percentuale di volumi scambiati dai primi tre operatori (CR3), si attesta, lato acquisto, tra il 31% di MI2 e il 47% di MI1 (+4/5 p.p.) e lato vendita, con dinamiche meno accentuate, tra il 36% di MI3 e il 63% di MI1. (Fig. 4.1.18).

Il coupling Italia-Slovenia. Nel primo anno di piena operatività, il progetto di coupling sulla frontiera slovena attivo sui mercati MI2 e MI6 (MI5 fino a gennaio 2017) ha allocato complessivamente 228,7 GWh in import (9% del corrispondente valore osservato sul MGP) e 164,8 GWh in export (18% del corrispondente valore MGP osservato sul MGP), in entrambi i casi il 100% di quanto scambiato sulla frontiera slovena sul MI. In generale l'osservazione dei flussi lungo la filiera dei mercati evidenzia nel post-MI2 un rafforzamento del programma in esito al MI1 nel 25% delle ore, una riduzione nel 27% delle ore e una quota di ore residuali, pari al 3% in cui il flusso si inverte (nelle ore rimanenti non si osservano variazioni nel flusso). La stessa analisi condotta sul MI6 e relativa ai periodi rilevanti in contrattazione su tale mercato (17-24) restituisce valori pari rispettivamente a 20% (accrescimento), 21% (riduzione), 2% (inversione).

Fig. 4.1.12 - Volumi scambiati sul MI

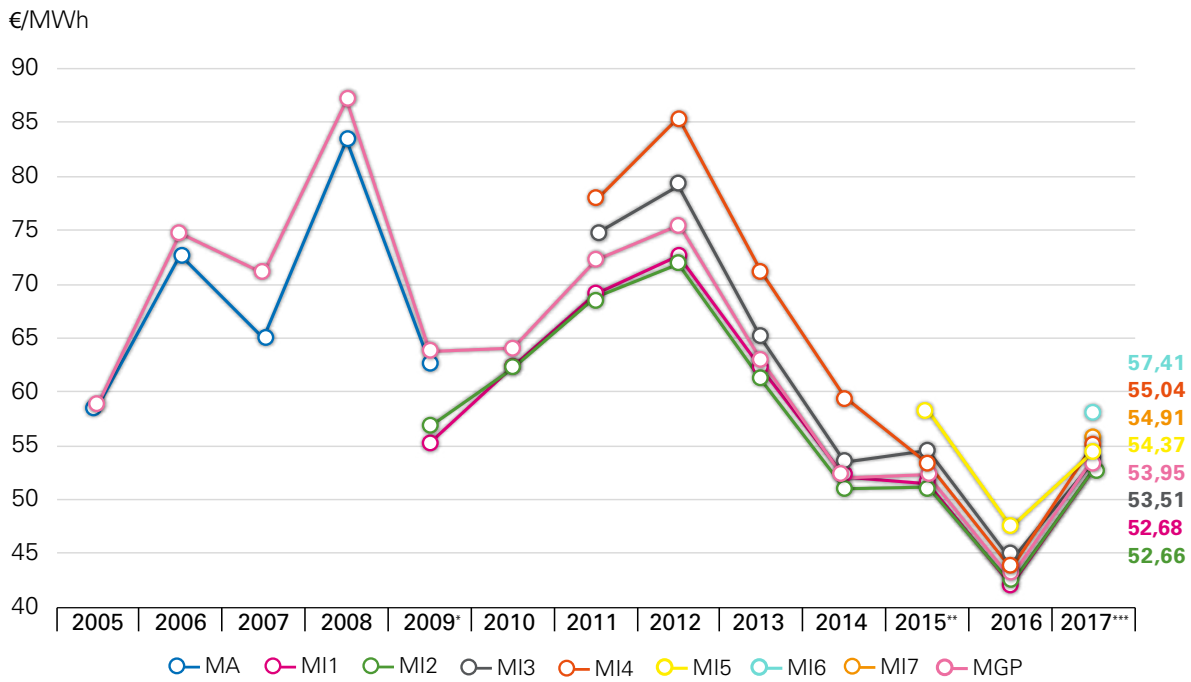


* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno

** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

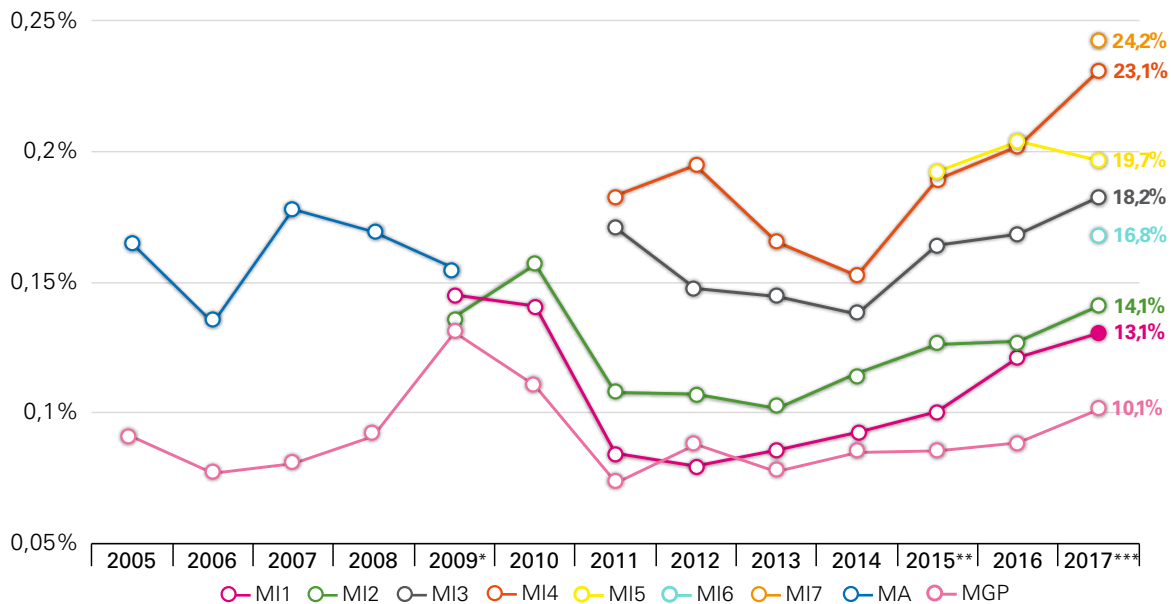
*** Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

Fig. 4.1.13 - Prezzo MI: evoluzione annuale



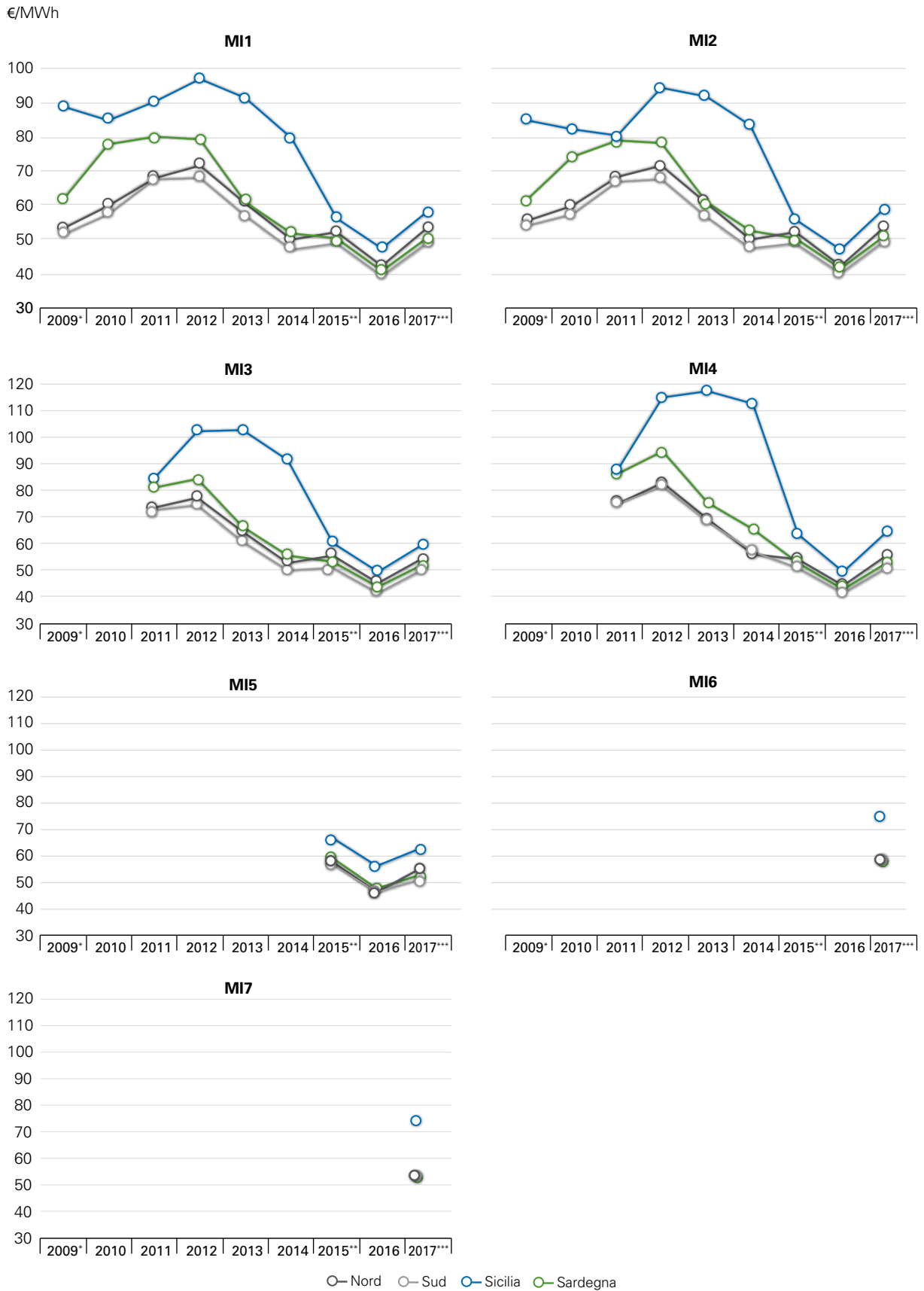
* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno
 ** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio
 *** Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

Fig. 4.1.14 - 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. 4.1.15 - Prezzi zonali MI. Media annua



* 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

Tab. 4.1.6 - Volumi zionali

TWh	2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017			
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti		
Nord	13,2	12,4	15,4	14,4	10,9	10,7	10,5	11,2	12,0	11,7	13,2	12,5	11,8	(-10,9%)	10,7	(-14,0%)
Centro Nord	1,3	1,3	0,7	1,6	0,9	1,3	1,2	1,4	1,1	2,2	1,4	2,4	1,5	(+10,4%)	1,5	(-40,1%)
Centro Sud	1,8	2,1	2,6	2,6	3,1	3,0	3,0	2,3	3,4	3,1	3,4	3,6	2,8	(-16,6%)	3,3	(-6,8%)
Sud	3,0	3,9	3,9	3,7	5,3	4,6	4,5	4,3	5,0	5,0	6,4	5,7	5,6	(-13,0%)	5,8	(+1,4%)
Sicilia	1,8	1,0	1,5	1,3	1,6	1,4	1,9	1,8	1,6	1,4	1,6	1,4	1,6	(+3,9%)	1,5	(+2,1%)
Sardegna	0,5	0,6	0,3	0,5	0,4	0,9	0,5	1,0	0,8	0,6	0,6	0,7	0,5	(-15,2%)	0,9	(+22,2%)
Italia	21,7	21,2	24,4	24,3	22,2	22,0	21,6	22,0	23,8	23,9	26,5	26,4	23,8	(-10,2%)	23,7	(-10,2%)
Estero	0,2	0,6	0,7	0,9	1,2	1,3	1,2	0,8	1,1	1,0	1,5	1,6	1,5	(+2,9%)	1,7	(+1,5%)
Totale	21,9	21,9	25,1	25,1	23,3	23,3	22,8	22,8	24,9	24,9	28,0	28,0	25,3	(-9,5%)	25,3	(-9,5%)

(l)Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

Tab. 4.1.7 - Volumi MI per fonte

TWh	2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017			
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti		
Termoelettrico	15,5	13,8	18,7	13,6	15,2	10,9	12,4	9,3	13,6	8,7	14,9	8,5	13,3	(-11,2%)	9,5	(+11,9%)
Gas	12,8	8,1	15,9	9,1	12,2	7,0	10,0	5,2	10,6	5,6	11,4	4,8	10,1	(-11,9%)	4,9	(+2,5%)
Carbone	1,3	2,1	1,2	1,7	1,5	1,4	1,1	1,6	1,9	0,7	1,1	0,8	1,1	(+1,4%)	1,0	(+31,7%)
Altro termico	1,5	3,6	1,6	2,8	1,5	2,6	1,3	2,5	1,0	2,4	2,4	3,0	2,1	(-13,3%)	3,6	(+21,8%)
Fonti rinnovabili	2,9	1,4	2,4	1,5	3,3	2,6	3,8	2,8	4,6	5,3	5,9	6,8	5,7	(-2,2%)	6,8	(-1,1%)
Geotermico	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(-32,6%)	0,0	(+23,8%)
Idroelettrico naturale	2,9	1,4	2,4	1,4	2,7	2,0	2,9	2,1	3,5	3,8	4,3	4,6	4,2	(-1,6%)	4,3	(-6,3%)
Eolico	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,8	0,7	1,0	1,3	1,5	2,2	1,4	(-7,1%)	2,3	(+6,4%)
Solare e altro	-	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	(+114,8%)	0,1	(+147,0%)
Pompaggio	2,9	2,8	2,5	2,3	1,7	1,6	2,0	1,4	1,7	1,1	1,9	2,7	2,2	(+12,4%)	1,5	(-43,4%)
Consumatori	0,4	3,2	0,7	6,9	1,9	6,8	3,3	8,4	4,0	8,9	3,8	8,3	2,6	(-30,5%)	5,9	(-29,6%)
Totale nazionale	21,7	21,2	24,4	24,3	22,2	22,0	21,6	22,0	23,8	23,9	26,5	26,4	23,8	(-10,3%)	23,7	(-10,2%)

(l)Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

Fig. 4.1.16 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria

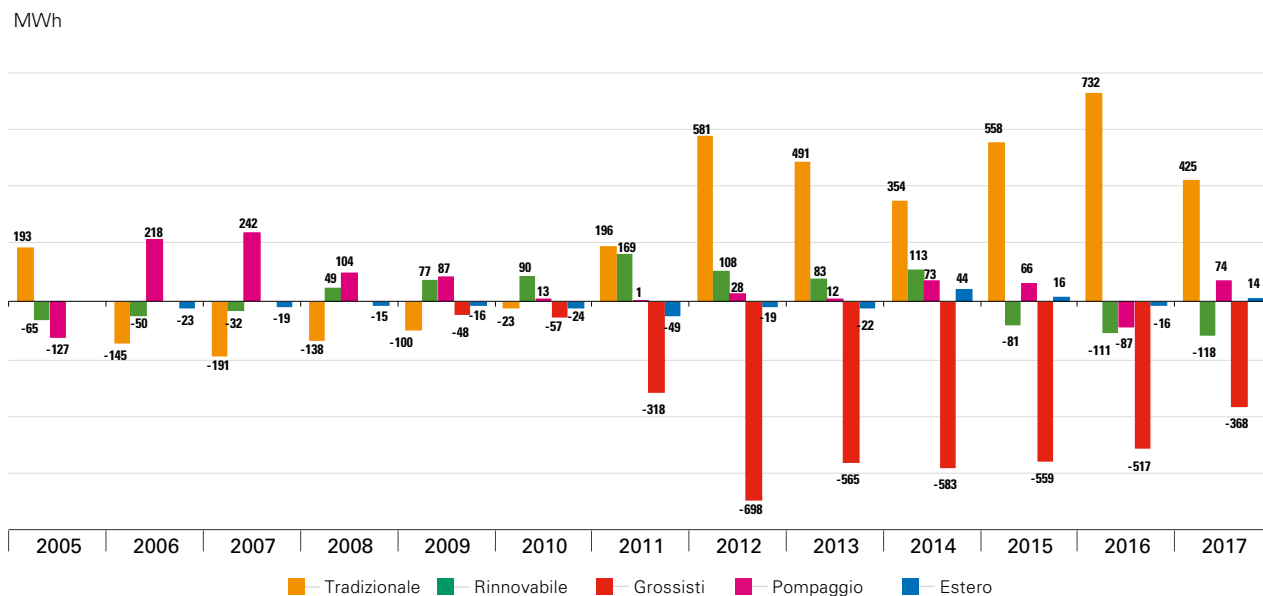


Fig. 4.1.17 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazioni dei programmi in immissione a valle del MI

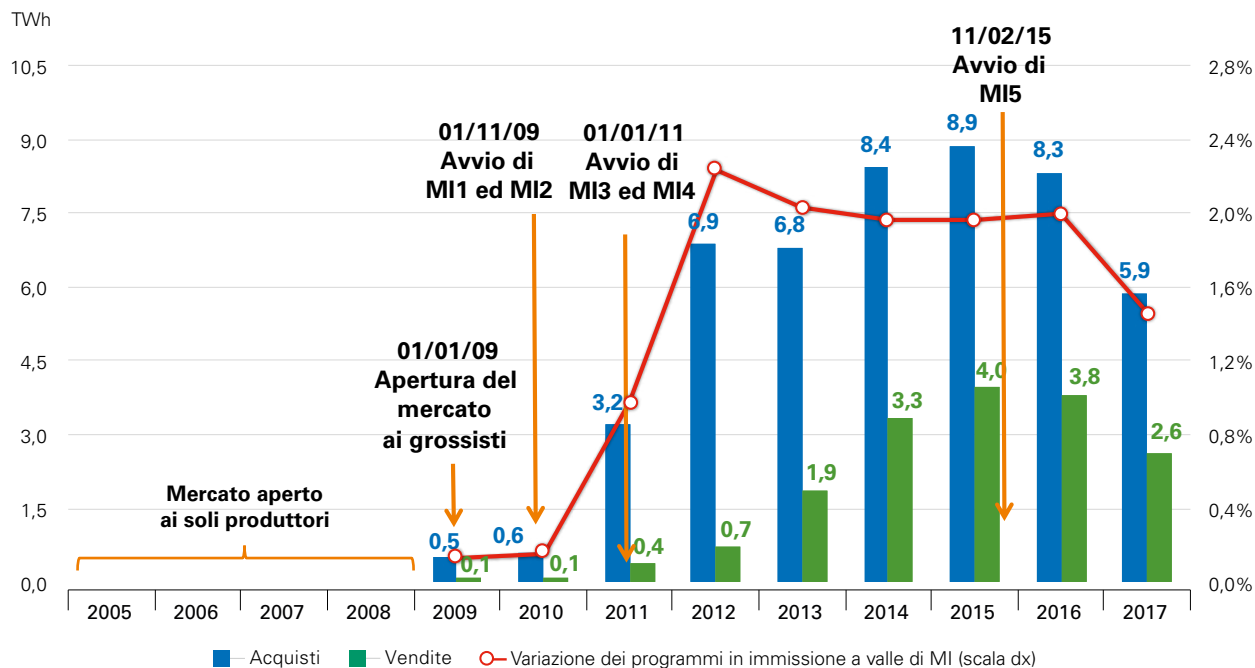
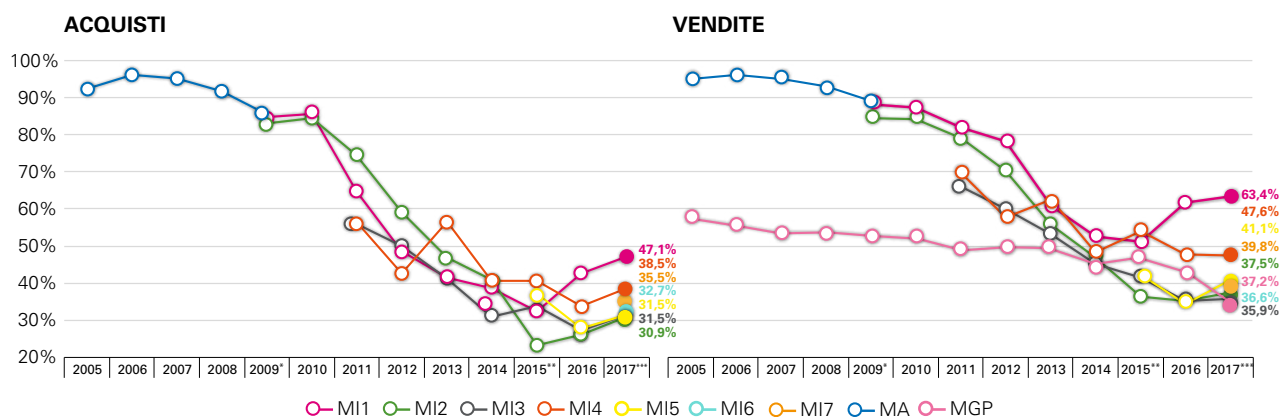


Fig. 4.1.18 - Concentrazione di mercato



* 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

4.1.5. Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

I volumi. Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), al primo anno di piena operatività, si registrano 2.966 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', di cui circa il 75% con profilo baseload, effettuate secondo le modalità della contrattazione continua. Caratterizzate da almeno uno scambio il 93% delle sessioni disponibili per il prodotto baseload e l'89% per il prodotto peakload. I volumi sottostanti a queste transazioni si attestano complessivamente a 3,9 TWh (di cui 3,7 TWh acquistati dall'Acquirente Unico), il 90% dei quali con profilo baseload, scambiati soprattutto tra agosto e novembre (Fig. 4.1.19).

I prezzi. Il prezzo dei prodotti giornalieri si attesta mediamente a 0,24 €/MWh sulla tipologia *baseload* e a 0,26 €/MWh su quella *peakload*. L'andamento infra-annuale mostra per entrambi i prodotti una iniziale ripida discesa dei prezzi da 0,5 €/MWh fino a 0,2 €/MWh, livello attorno al quale si è stabilizzata tra giugno e novembre. Nuova ripresa a dicembre, intensa soprattutto sul peakload, sebbene legata ad un volume di scambio decisamente ridotto (Fig. 4.1.19).

4.1.6. Le contrattazioni a termine (PCE e MTE)

Le transazioni registrate PCE. Le transazioni registrate, con consegna/ritiro nel 2017, proseguono e accentuano la dinamica ribassista degli ultimi due anni, portandosi ai minimi dal 2012, pari a 311,9 TWh (-10,8% sul 2016). Nel dettaglio, le transazioni derivanti da contratti bilaterali segnano un secondo e più intenso calo dall'avvio della piattaforma, scendendo a 307,0 GWh (-11,0%). I contratti non-standard si confermano i più utilizzati dagli operatori (73% del totale) e registrano solo una lieve flessione (-2,6%), decisamente più intensa la contrazione di quelli standard (-28,7%). Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse sul Mercato elettrico a termine (MTE) sono pari a 1,0 TWh. Sulla piattaforma si registrano 3,9 TWh derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG), pari a soli 2.485 MWh nel 2016 per effetto anche di un avvio del mercato avvenuto nel mese di ottobre. Non si registrano transazioni derivanti dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE). A contribuire al progressivo ridimensionamento delle transazioni complessive anche la sempre più ridotta attività dell'Acquirente Unico sulla piattaforma che nel 2017 ha registrato solo transazioni concluse sull'MPEG (Fig. 4.1.20, Tab. 4.1.8).

Posizione netta e turnover PCE. Al terzo calo annuale consecutivo la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 164,9 TWh, (-4,0%), che aggiorna il minimo degli ultimi sette anni. Pertanto il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, ripiega ancora dal record storico del 2015, attestandosi a quota 1,89 (Fig. 4.1.20).

I programmi PCE. Sempre in calo, il terzo consecutivo, anche i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 81,3 TWh (-6,2%, minimo dal 2008), e in quelli in prelievo, pari a 125,8 TWh (-6,5%, minimo dal 2011). Lo sbilanciamento a programma dei bilateralisti venditori, al quarto segno negativo consecutivo, si porta a 83,6 TWh (-7,0%); torna invece in crescita lo sbilanciamento a programma sui conti in prelievo, pari a 39,0 TWh (+5,0%). Il sempre minore ricorso agli sbilanciamenti trova riscontro nei valori degli indici di concentrazione sia sul lato immissione che prelievo, ai minimi storici o sui livelli più bassi di sempre (Tab. 4.1.8, Fig. 4.1.21).

I volumi e prezzi MTE. Il Mercato elettrico a Termine gestito dal GME (MTE) progressivamente ridimensionato negli ultimi anni, registra anche nel 2017 un volume molto esiguo di scambi (1,4 TWh, +0,3 TWh). Per il terzo anno consecutivo nessuna registrazione bilaterale a fini di clearing è stata effettuata sulla piattaforma, mentre gli abbinamenti registrati salgono a 139 (85 nel 2016). I prodotti più utilizzati si confermano, per profilo, i baseload, che sono anche quelli sui cui si concentra la maggior parte dell'incremento (123 abbinamenti, +50 sul 2016), e, per durata, l'annuale, sul quale si concentra circa il 20% del totale dei contratti complessivamente scambiati. L'andamento dei prezzi di controllo dell'annuale baseload relativo al 2018 mostra valori inferiori ai 45 €/MWh fino a luglio e una successiva progressiva risalita nei mesi successivi fino a superare i 54 €/MWh e allineandosi al prezzo consuntivato sul mercato spot nel 2017 (Tab. 4.1.9).

Fig. 4.1.19 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	2.156	339/365	0,24	0,10	0,80	3.526.056	10.401
Peakload	810	231/260	0,26	0,19	1,00	402.336	1.742
Totale	2.966					3.928.392	

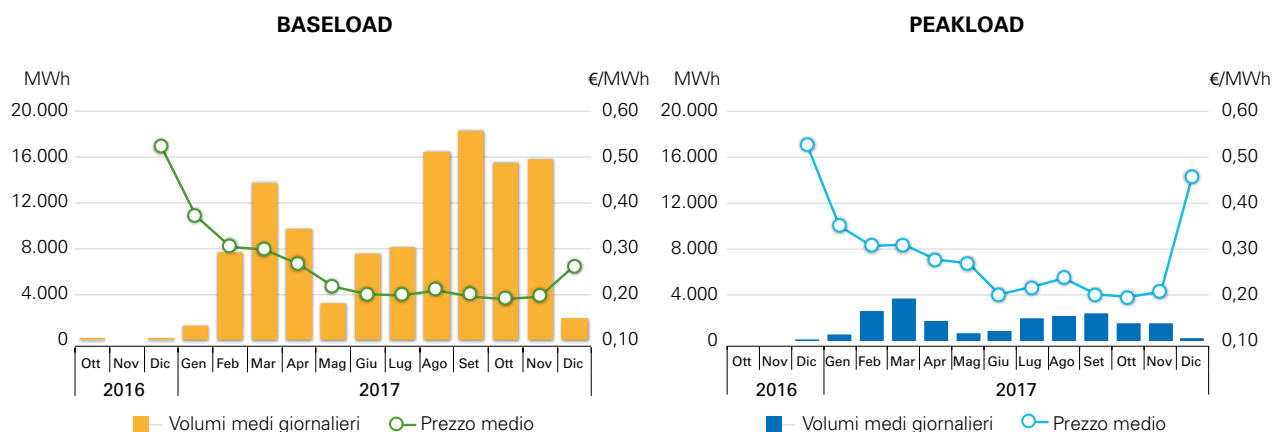
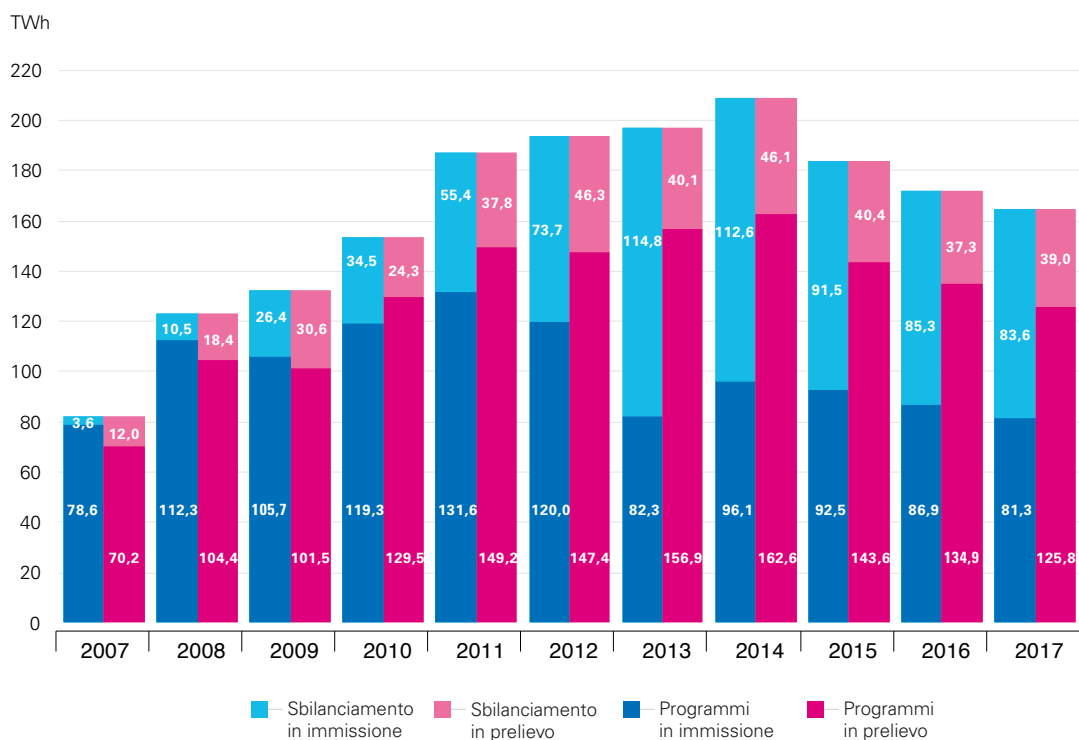
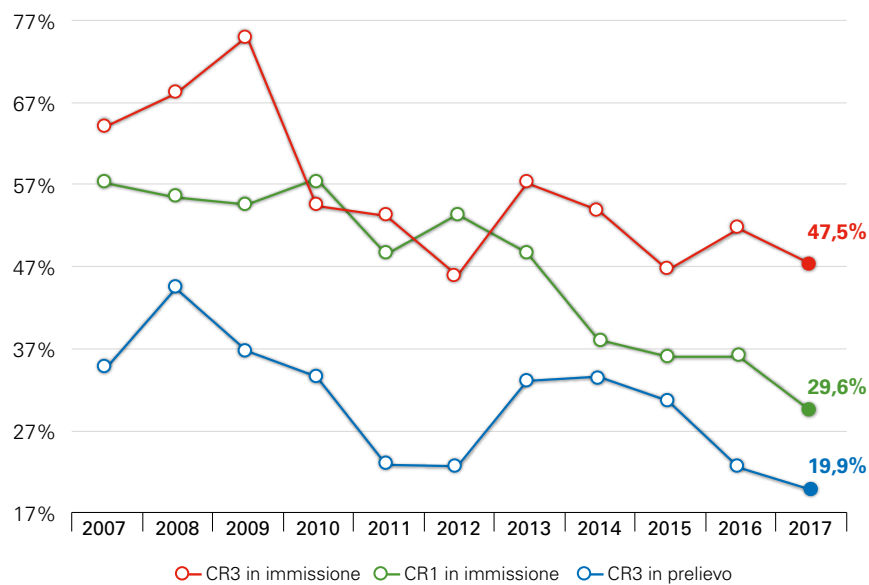


Fig. 4.1.21 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



Dati a partire da maggio 2007

Fig. 4.1.22 - Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori



Dati a partire da maggio 2007

Tab. 4.1.9 - MTE: volumi scambiati per anno di trading

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ% 2017/2016
Contratti (MW)									
Totale	2.366	8.228	12.697	6.096	4.550	1.004	411	518	26%
Baseload	1.146	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	39%
Peakload	1.220	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	-22%
Volumi (TWh)									
Totale	6,3	33,4	953	41,1	32,3	5,1	1,1	1,4	27%
Baseload	5,0	29,8	884	36,7	32,2	5,0	1,0	1,3	33%
Peakload	1,3	3,7	69	4,4	0,1	0,1	0,1	0,0	-68%
Numero Abbinamenti									
Totale	360	665	953	342	500	252	85	139	64%
Baseload	177	478	884	136	488	239	73	123	68%
Peakload	183	187	69	206	12	13	12	16	33%
Quota volumi OTC									
Totale	0%	5%	45%	81%	43%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Baseload	0%	6%	45%	90%	43%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Peakload	0%	1%	46%	0%	29%	0%	0%	0%	+0 p.p.

4.2. I MERCATI DEL GAS

4.2.1. Il contesto

Domanda. I consumi di gas naturale registrano il terzo rialzo tendenziale e si portano a 790,4 TWh, confermando la progressiva ripresa rispetto al valore minimo raggiunto nel 2014 e permanendo tuttavia ancora su livelli inferiori a nove anni fa, quando iniziarono a decrescere. Trainano la crescita soprattutto i consumi del settore termoelettrico che salgono sui livelli più alti dal 2012, pari a 269 TWh (+9,0%), per effetto principalmente dell'arretramento della produzione rinnovabile osservato dal 2014 e dal calo degli ultimi due anni delle importazioni di energia elettrica. Ai massimi degli ultimi nove anni anche i consumi del settore industriale (+7,2%) che lanciano segnali di ripresa dopo un lungo periodo di crisi produttiva, mentre risulta meno consistente l'incremento dei consumi del settore civile (+3,5%), sospinti principalmente da temperature mediamente più rigide nei primi mesi dell'anno (Fig. 4.2.1).

Offerta. L'aumento dei consumi è stato assorbito principalmente da maggiori importazioni di gas naturale che si confermano come la principale fonte di approvvigionamento, rappresentando oltre l'80% del totale immesso nel sistema. Anche nel 2017, si consolidano i flussi di gas dalla Russia (+7%) e dal Nord Europa (+8%) mentre ripiegano complessivamente quelli dal Nord Africa. Le erogazioni dai sistemi di stoccaggio, invece, aggiornano per il secondo anno consecutivo il massimo storico (118,9 TWh, +2,5%), attestandosi al 13% del totale del gas immesso; tale percentuale in particolare negli ultimi tre anni appare inversamente correlata con gli sviluppi della produzione nazionale, nel 2017 ancora in calo. A fronte di una quota delle importazioni pressoché stabile e di una lunga fase recessiva dei consumi dal 2009 al 2014,

le movimentazioni negli stoccaggi (iniezioni/erogazioni) nel triennio 2015-2017 si attestano sui livelli più alti degli ultimi dieci anni, intorno ai 116 TWh, mostrando un saldo netto annuale intorno ai 2-3 TWh, valori tra i più bassi di sempre (Fig.4.2.2, Fig. 4.2.3).

Prezzi europei in ripresa. La quotazione del gas naturale al PSV inverte il trend ribassista degli ultimi anni, salendo sui 20 €/MWh e segnando un apprezzamento di oltre 4 €/MWh dal livello minimo dell'anno precedente (+26%). In un contesto europeo in cui sia le quotazioni del petrolio sia le quotazioni dei principali hub seguono dinamiche rialziste (TTF: 17 €/MWh), quella italiana si conferma la più alta, ma con un differenziale con il TTF a 2,63 €/MWh, in calo rispetto al 2016.

Fig. 4.2.1 - Evoluzione dei consumi di gas naturale

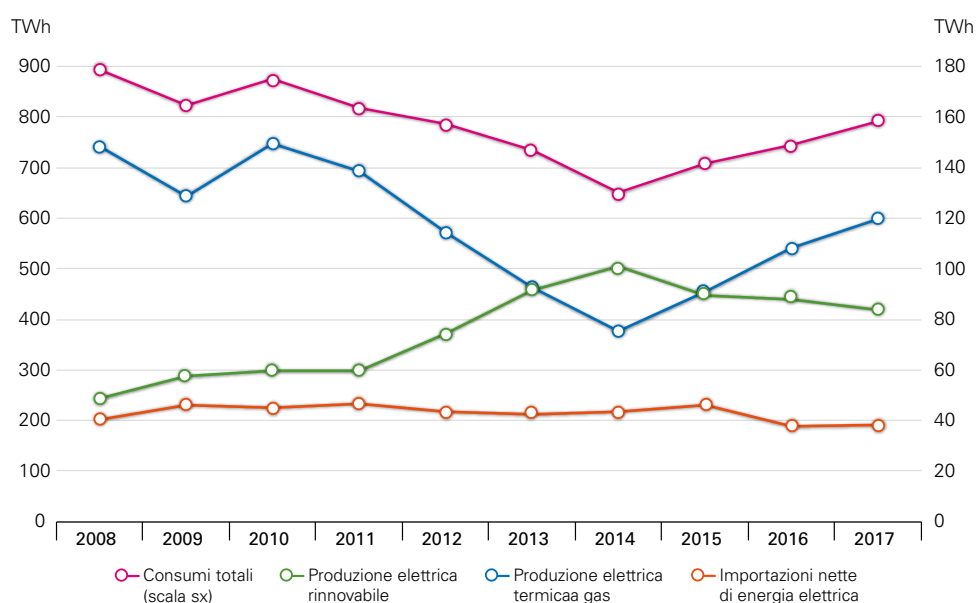


Fig. 4.2.2 - Quota principali fonti di approvvigionamento

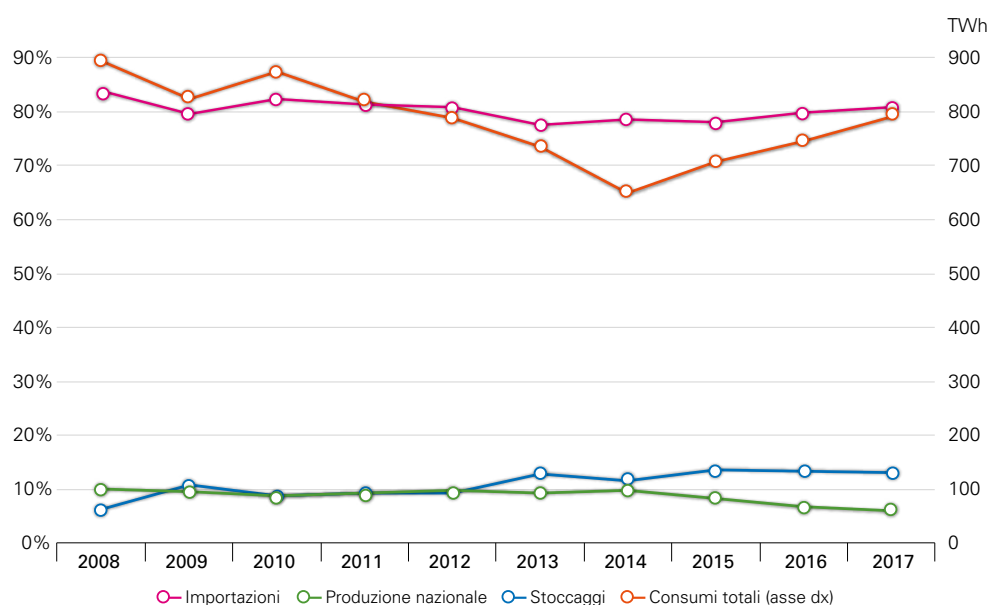
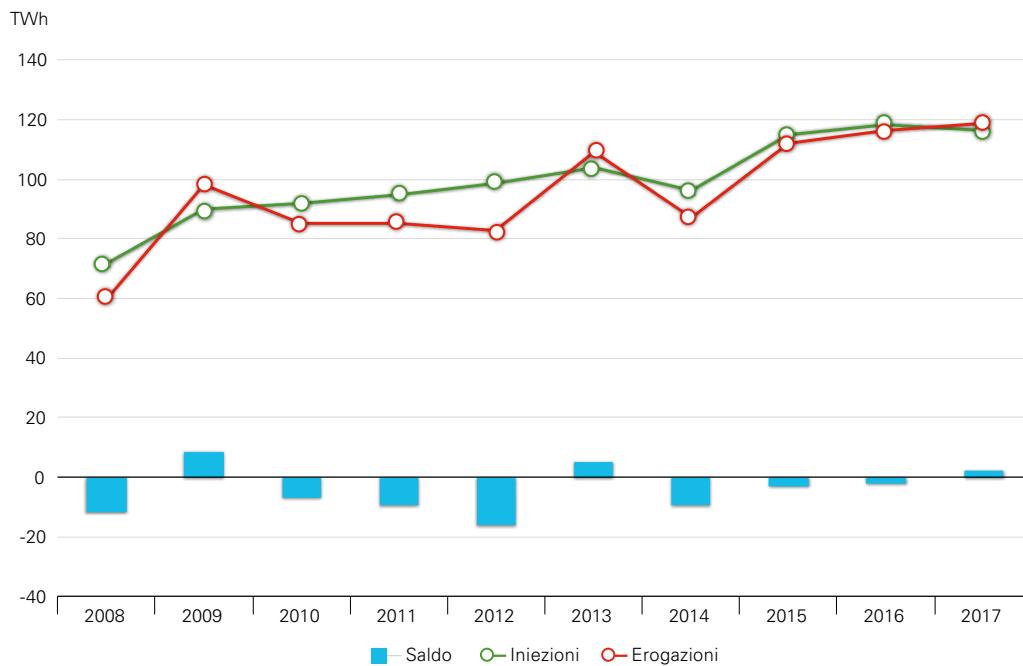


Fig. 4.2.3 - Evoluzione degli stoccaggi



4.2.2. Il mercato a pronti del gas

Nuovo assetto di mercato. Il 2017 è il primo anno di piena operatività dei mercati gestiti dal GME nel nuovo quadro regolatorio di cui alla delibera ARERA 312/2016/R/gas, che ha definito il nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale ed il nuovo disegno del mercato del gas naturale (MGAS). All'interno del nuovo assetto, al mercato del giorno prima (MGP-GAS), al mercato infragiornaliero (MI-GAS) e al mercato a termine (MT-GAS), si aggiungono il mercato per la negoziazione dei prodotti *locational* (MPL) ed il mercato per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS)³¹. Inoltre, con l'entrata in vigore della delibera ARERA 312/2016/R/gas, i prodotti *title* offerti sul MGP-GAS e sul MI-GAS sono divenuti la principale risorsa di approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento ai fini dell'attività svolte per il bilanciamento di sistema.

I volumi. Nel primo anno di piena operatività arrivano chiari segnali di ripresa, con volumi scambiati complessivamente sul mercato a pronti pari a circa il 6% della domanda complessiva di gas, quota in linea con il 2016. La crescita della liquidità dei mercati gestiti dal GME spinge gli scambi sui due mercati *title* ai massimi storici; in evidenza l'operatività su MI-Gas (23,8 TWh) che rappresenta la principale piattaforma di scambio (53% del totale) e, tra i mercati in contrattazione continua, quello utilizzato da Snam per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento. Seguono MGS con 16,6 TWh, con quantità negoziate più contenute ma anch'esse ai massimi, e MGP-Gas (3,3 TWh). Su quest'ultimo mercato, nel primo trimestre del 2018, tuttavia, si osserva un rafforzamento degli scambi (+324% su base annua) in concomitanza all'avvio del meccanismo di Liquidity Providing relativamente al giorno gas in contrattazione g+1; tale dinamica spinge la quota di mercato da un debole 4%, relativo ai primi tre mesi del 2017, ad un più significativo 16%. Non è stata attivata alcuna sessione su MPL (Fig. 4.2.4).

³¹ Fino al 31 marzo 2017 organizzati nell'ambito della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (PB-GAS).

I prezzi. Deboli incrementi su base annua su tutti i mercati, con livelli che oscillano tra i 19,26 €/MWh di MGS ed i 19,67 €/MWh di MI-GAS, tutti lievemente più bassi rispetto alla quotazione media al PSV. Il rincaro appare concentrato negli ultimi due mesi del 2017 ed è attribuibile all'incremento dei consumi nel bimestre ed agli episodi registrati nel mese di dicembre in seguito all'incidente avvenuto in Austria, il tutto in un contesto europeo rialzista ed in corrispondenza dell'attivazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico dello stato di Preallarme previsto dal Piano emergenza gas (Fig. 4.2.5, Tab. 4.2.1).

La microstruttura dei prezzi. Si conferma, nel 2017, l'alta correlazione tra i prezzi registrati sui mercati *title*, rappresentati dal System Average Price (SAP), e la quotazione al PSV, già dimostrata nell'ultimo trimestre del 2016, riconducibile al peculiare ruolo del mercato, volto a fornire agli utenti chiari segnali di prezzo indotti dal RdB in una misura tale da promuovere azioni di bilanciamento da parte dei singoli utenti stessi. Considerando solo i giorni gas in cui sono disponibili le quotazioni al PSV, si osserva un sostanziale allineamento, sia in termini di prezzi che di volatilità, tra il SAP ed il prezzo al PSV; tali risultati mostrano un livello ed una volatilità più alta nell'ultimo trimestre dell'anno, in corrispondenza anche degli apprezzamenti sulle diverse piattaforme. Su MGS, invece, prezzi e volatilità si attestano sempre su livelli nettamente più bassi, sia rispetto agli altri due mercati a pronti che rispetto alle quotazioni al PSV (Tab. 4.2.1).

L'operatività di Snam. Il Responsabile del bilanciamento conferma il ruolo predominante sia sui mercati *title* che su MGS rappresentando in entrambi i contesti il primo operatore e detenendo una quota sul totale scambiato rispettivamente del 25% e 35%. La posizione del RdB risulta esigua su MGP-GAS in virtù di quanto previsto dal Regolamento UE 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento, secondo cui, nel corso dello scambio di prodotti standardizzati di breve termine, il gestore del sistema di trasporto privilegia l'uso di prodotti infragiornalieri rispetto a prodotti day-ahead. Diversa è la funzione svolta dal RdB su MI-GAS incentrata prevalentemente nel fornire segnali di prezzo attraverso movimentazioni nel corso del giorno gas, riflettendo anche le dinamiche di prezzo sui principali hub, in considerazione anche dei differenziali tra le quotazioni al PSV e TTF. Analizzando le movimentazioni di Snam su MI-GAS rispetto al segno dello Sbilanciamento Residuale del Sistema, nei mesi del 2017 in cui quest'ultimo valore è stato reso disponibile, emerge che il RdB ha operato prevalentemente in acquisto, con 169 offerte accettate ad un prezzo medio di 21 €/MWh (+1,1 €/MWh rispetto al PSV) superiori alle 64 registrate sul lato vendita ad un prezzo medio di 17 €/MWh (-5 €/MWh rispetto al PSV). Su MGS, invece, circa l'80% dei volumi movimentati da Snam sia in vendita che in acquisto avevano come finalità il bilanciamento; tuttavia, il dato annuale cela un'inversione di tendenza nell'ultimo periodo dell'anno che vede Snam operare principalmente con finalità *Altro e Neutralità* (Tab. 4.2.2, Tab. 4.2.3).

Fig. 4.2.4 - Andamento degli scambi

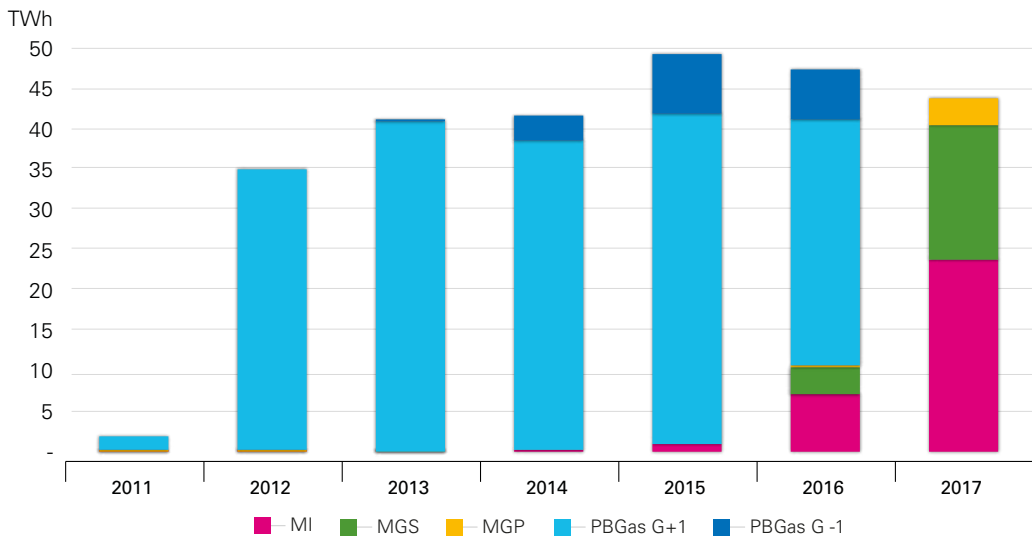
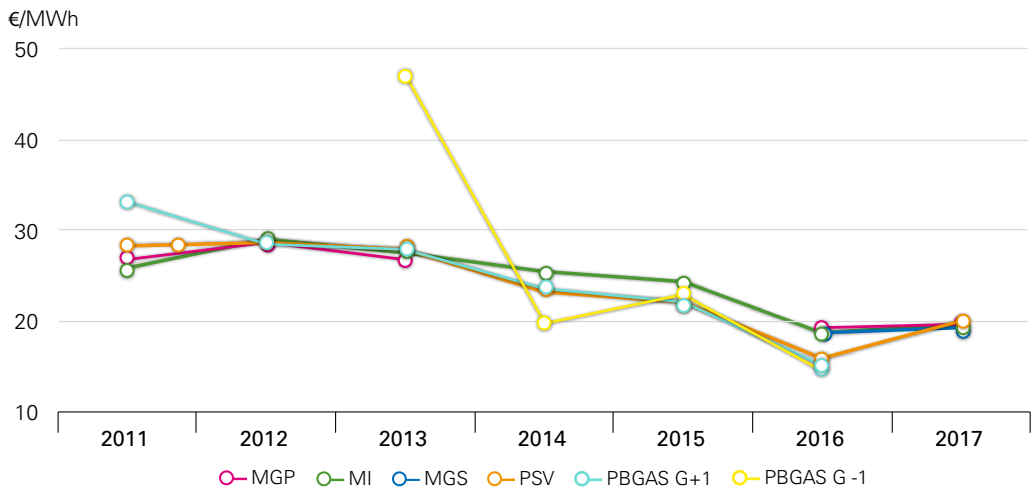


Fig. 4.2.5 - Andamento dei prezzi



Tab. 4.2.1 - Prezzi medi e volatilità

Anno	Prezzo medio. €/MWh				Volatilità			
	Mercati Title (SAP)	MGS	PSV	TTF	Mercati Title (SAP)	MGS	PSV	TTF
2016 (ott-dic)	19,42	18,74	19,13	1725	3,17%	0,51%	1,07%	0,90%
2017 (ott-dic)	22,34	20,79	22,62	19,09	2,62%	0,58%	3,88%	0,73%
2017	19,93	19,27	19,92	1732	1,63%	0,52%	1,68%	0,72%

Tab. 4.2.2 - Quote di mercato

Operatori	Mercati Title			MGS		
	Acquisti	Vendite	Totale	Acquisti	Vendite	Totale
SNAM RETE GAS	35,5%	15,1%	25,3%	36,4%	33,2%	34,8%
A2A S.P.A.	19,4%	0,3%	9,9%	-	-	-
ENET ENERGY SA	4,7%	10,0%	7,4%	8,4%	4,8%	6,6%
ENGIE ITALIA SPA	3,8%	7,0%	5,4%	4,1%	2,9%	3,5%
CURA GAS E POWER SPA	3,3%	7,5%	5,4%	-	-	-
DUFENERGY TRADING SA	2,3%	6,0%	4,2%	1,2%	5,7%	3,5%
BURGO ENERGIA SRL	2,0%	3,9%	3,0%	1,6%	1,0%	1,3%
ENOI S.P.A.	1,2%	4,4%	2,8%	1,2%	2,1%	1,7%
ENI S.P.A.	1,3%	4,3%	2,8%	-	0,4%	0,2%
SORGENIA S.P.A.	5,1%	0,4%	2,7%	0,0%	-	0,0%
Altri	21,3%	41,0%	31,2%	47,0%	49,8%	48,4%

Tab. 4.2.3 - Movimentazioni di Snam su MI-Gas

MOVIMENTAZIONI RdB								
Segno dello Sbilanciamento Residuale	Acquisto				Vendita			
	Offerte N.	Prezzo medio €/MWh	Quota su Sbil. Residuale %	Prezzo PSV medio €/MWh	Offerte N.	Prezzo medio €/MWh	Quota su Sbil. Residuale %	Prezzo PSV medio €/MWh
Negativo (sistema corto)	129	20,81	37,8%	19,72	13	17,79	52,1%	37,37
Positivo (sistema lungo)	40	20,96	94,3%	19,90	51	16,93	16,7%	18,86
Totale	169	20,84	44,6%	19,76	64	17,10	20,2%	22,12

4.2.3. Altri mercati Gas

MT-GAS. Nel Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) nel 2017 sono state registrate 57 negoziazioni, riferite principalmente a prodotti mensili ed ai BOM, per complessivi 186 GWh. I prodotti più scambiati sono stati i BoM ed hanno rappresentato il 76% dei contratti negoziati, pari al 54% dei volumi in MWh totali. La posizione aperta a fine anno ammontava a 14,4 GWh. Tale risultato evidenzia la presenza di condizioni di contrattazione più favorevoli rispetto al passato, principalmente riconducibili alla revisione della metodologia di calcolo del prezzo di controllo su tale mercato nel mese di gennaio 2017 (Tab. 4.2.4).

Tab. 4.2.4 - Struttura degli scambi su MT-GAS

Prodotti	Abbinamenti		Volumi		
	N.	MW	%	MW	%
BoM	16	8.220	75,5%	100.740	54,1%
Mensili	32	2.609	23,9%	79.478	42,7%
Trimestrali	9	65	0,6%	5.874	3,2%
Semestrali	-	-	-	-	-
Annuali	-	-	-	-	-
Totale	57	10.894	100,0%	186.092	100,0%

Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS). Dopo quattro anni riprendono gli scambi nel comparto Royalties della P-GAS. Nel periodo di trading iniziato ad agosto del 2017 e concluso a gennaio 2018, sono stati scambiati 2,4 TWh, riferiti al periodo di consegna che va da *Ottobre 2017* a *Marzo 2018*, ad un prezzo medio di 20,01 €/MWh inferiore al livello del PSV nello stesso periodo di contrattazione (20,85 €/MWh). Se consideriamo solo i prodotti in consegna nel 2017, i volumi scambiati ammontano a 1,1 mila MWh. Permangono illiquidi, invece, gli altri comparti ad esclusione di ordini presentati periodicamente e determinati prevalentemente dall'obbligatorietà di offerta.

4.3. I MERCATI AMBIENTALI

4.3.1. Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il nuovo contesto regolatorio. Nel 2017 l'attività di compravendita dei TEE è stata effettuata all'interno di un contesto regolatorio rinnovato in virtù dell'approvazione del Decreto Interministeriale dell'11 gennaio 2017. In particolare tale decreto ha: *i)* fissato gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per il periodo 2017-2020 e i conseguenti obblighi in capo ai distributori di energia elettrica e di gas finalizzati al loro raggiungimento; *ii)* stabilito le nuove linee guida per la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità di rilascio dei Certificati Bianchi; *iii)* disposto l'introduzione della contrattazione unificata per tutte le tipologie di TEE, resa operativa dal GME secondo le modalità attuative definite dall'ARERA con Deliberazione 514/2017/R/EFR; *iv)* fornito all'ARERA indicazioni per la determinazione del contributo tariffario. In relazione a quest'ultimo l'ARERA ha approvato con la deliberazione 435/2017/R/efr la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi, definendo la formula per la determinazione del "prezzo di riferimento rilevante di sessione," funzionale al calcolo del contributo stesso.

Offerta e domanda nel sistema. L'analisi del contesto evidenzia nel corso degli anni una progressiva erosione del margine tra domanda ed offerta di titoli legata a *i)* l'aumento degli obblighi fino al massimo storico osservato nell'anno 2016³², *ii)* la graduale tendenza mostrata dai soggetti obbligati a ritardare l'annullamento dei loro obblighi, pur sempre all'interno della finestra temporale prevista dal meccanismo per l'adempimento, *iii)* la crescente riduzione delle emissioni di certificati, determinatasi in conseguenza dei più stringenti criteri di valutazione previsti dalla normativa per l'ammissione dei progetti al meccanismo di incentivazione. La condizione di crescente scarsità indotta da questi fattori ha favorito la formazione di tensioni che si sono scaricate sul mercato innestando negli anni una spirale rialzista sui prezzi, cresciuti dai circa 148 €/tep del 2016 ai 267 €/tep del 2017.

Volumi e liquidità nel mercato. In tale contesto nel 2017 i volumi scambiati sul mercato organizzato rafforzano il loro pluriennale trend crescente, registrando un nuovo significativo rialzo dopo quello osservato nel 2016 e portandosi ai massimi storici di 6,2 milioni di tep (+12,2%). Tale dinamica conferma la liquidità del mercato a ridosso dei suoi livelli massimi (55%, -4 punti percentuali), sebbene in lieve calo rispetto al 2016, in virtù della maggior ripresa delle transazioni bilaterali che, pari a 5,0 milioni di tep (+30,5%), rimangono tuttavia ancora distanti dal valore record del 2014. In crescita negli ultimi due anni i volumi destinati al trading: in termini assoluti, le movimentazioni registrate sul mercato con tale finalità ammontano nel 2017 a 699 mila tep, in aumento del 25% rispetto al 2016. Significativi in tal senso i dati osservati nell'ultimo trimestre dell'anno, con i volumi di trading che nel mese di ottobre hanno segnato il loro massimo storico attestandosi poco sotto i 120.000 tep e con la quota di trading che a novembre ha toccato il 20,8%, sfiorando il record di giugno 2016 (-1,6 p.p.) (Fig. 4.3.2).

I prezzi. Nel contesto di scarsità sopra descritto, si osserva un nuovo significativo aumento tendenziale del prezzo medio annuo registrato sul MTEE, che nel 2017, indipendentemente dalla tipologia, sale a 267,02 €/tep (+81,0%) rafforzando ulteriormente il trend crescente in atto dal 2016. Analoghe dinamiche sulla piattaforma bilaterale dove il prezzo medio, anch'esso ai massimi storici, si porta a 209,95 €/tep, circa 60 €/tep più basso del relativo valore di

³² Si fa riferimento all'anno d'obbligo.

mercato; tale spread scende a 44 €/tep se escludiamo le transazioni registrate ad un prezzo minore di 1 €/tep, che rappresentano il 6% del totale negoziato. Relativamente all'anno d'obbligo 2017, lo spread medio tra le quotazioni di mercato ed il contributo tariffario stimato ammonta a 38 €/tep: tale differenziale pari a circa 54 €/tep negli ultimi due mesi del 2017 cresce progressivamente nelle prime sedute del 2018 fino ad arrivare a 167 €/tep a valle della seduta del 13 febbraio 2018. Prezzi inferiori nei primi cinque mesi dell'anno rispetto alla seconda parte (221,50 €/tep contro 304,47 €/tep), con tre picchi tra febbraio e marzo intorno ai 260 €/tep e le restanti quotazioni sotto i 245 €/tep. A partire da giugno, mese di avvio del nuovo anno d'obbligo, si osserva un progressivo rialzo, temporaneamente interrotto a fine settembre, che ha portato le quotazioni sul mercato a stabilizzarsi intorno ai 350 €/tep a dicembre per poi salire fino a 478,79 €/tep nel primo bimestre del 2018 (Fig. 4.3.3, Fig. 4.3.4).

La volatilità. La volatilità si conferma sul valore più alto degli ultimi nove anni (5%), in virtù di una dinamica risultata più marcata nel primo semestre dell'anno, quando i prezzi hanno presentato maggiore variabilità sia tra le diverse sedute che all'interno della sessione stessa (lo spread tra il prezzo minimo e massimo raggiunge nella prima sessione i 75 €/tep). Più elevata, come tipicamente osservato, la volatilità dei prezzi bilaterali che si posiziona sul 35%, al netto delle registrazioni a prezzo zero, in netto aumento rispetto al 2016 (+16 p.p.). In conseguenza di tale andamento e delle dinamiche di prezzo precedentemente descritte, il Ministero dello Sviluppo economico, di concerto con i competenti uffici del Ministero dell'Ambiente, ha richiesto al GME di ridurre la frequenza di svolgimento delle sessioni di mercato ad una al mese fino al termine dell'anno d'obbligo 2017, al fine di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e limitare gli effetti sul calcolo del contributo tariffario degli elevati livelli di volatilità dei prezzi (Fig. 4.3.5).

Marzo - Aprile 2018. Le due sessioni di mercato tenutesi nei mesi di marzo e aprile, le prime successive alla riduzione della loro frequenza da settimanale a mensile, mostrano una significativa inversione di tendenza del prezzo che dai circa 479 €/tep dell'ultima sessione di febbraio si attesta ai 311 €/tep di aprile. In virtù di tale andamento si registra una drastica diminuzione della quota dei volumi rilevanti³³ (nulla ad aprile), con conseguente ridotta variazione del contributo tariffario stimato per l'anno d'obbligo 2017, in calo tra febbraio e aprile di circa 3 €/tep (da circa 314,58 €/tep a 311,45 €/tep). Molto alti, infine, i volumi complessivamente scambiati nelle due sessioni in oggetto, pari a circa 825 mila tep, sia per l'effetto determinato dall'accorpamento delle contrattazioni in un'unica sessione mensile, sia per l'approssimarsi della scadenza dell'anno d'obbligo (Fig. 4.3.4).

La concentrazione di mercato. Il quadro sul mercato organizzato in termini di concentrazione sembra consolidarsi sia lato acquisto che lato vendita, ed in virtù della struttura fisiologica alla base del meccanismo di incentivazione, si mostra poco concorrenziale nel primo caso e più competitivo nel secondo. I tassi di concorrenzialità, calcolati tramite il Concentration Ratio (CR), risultano, lato domanda, elevati e in linea con i due anni precedenti (77%), presentando, invece, per il secondo anno consecutivo, un lieve peggioramento lato offerta (CR3: 22,1%, +5 p.p.; CR10: 39,9%, +5 p.p.) (Fig. 4.3.6).

³³ Si tratta dei volumi necessari al calcolo del contributo tariffario, calcolati come somma delle quantità delle sole transazioni eseguite durante la sessione del mercato e concluse a un prezzo non escluso dall'intervallo compreso tra il valore di cui al comma 3.1, lettera a) e il valore di cui al comma 3.1, lettera b), dell'articolo 3 della deliberazione 435/2017/R/efr.

Tab. 4.3.1 - 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/a)	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo (Mtep/a)
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
2008	2,20	1,20	1,00	3,31	3,73
2009	3,20	1,80	1,40	6,51	6,63
2010	4,30	2,40	1,90	10,81	9,64
2011	5,30	3,10	2,20	16,11	14,74
2012	6,00	3,50	2,50	22,11	20,69
2013	5,51	3,03	2,48	27,62	28,17
2014	6,75	3,71	3,04	34,37	34,65
2015	7,75	4,26	3,49	42,12	40,04
2016	9,51	5,23	4,28	51,63	47,57
2017	5,34	2,39	2,95	56,97	52,93*
2018	5,57	2,49	3,08	62,54	
2019	6,20	2,77	3,43	68,74	
2020	7,09	3,17	3,92	75,83	

* Il dato è calcolato al 30 aprile 2018

Fig. 4.3.1 - Obblighi e annullamenti TEE

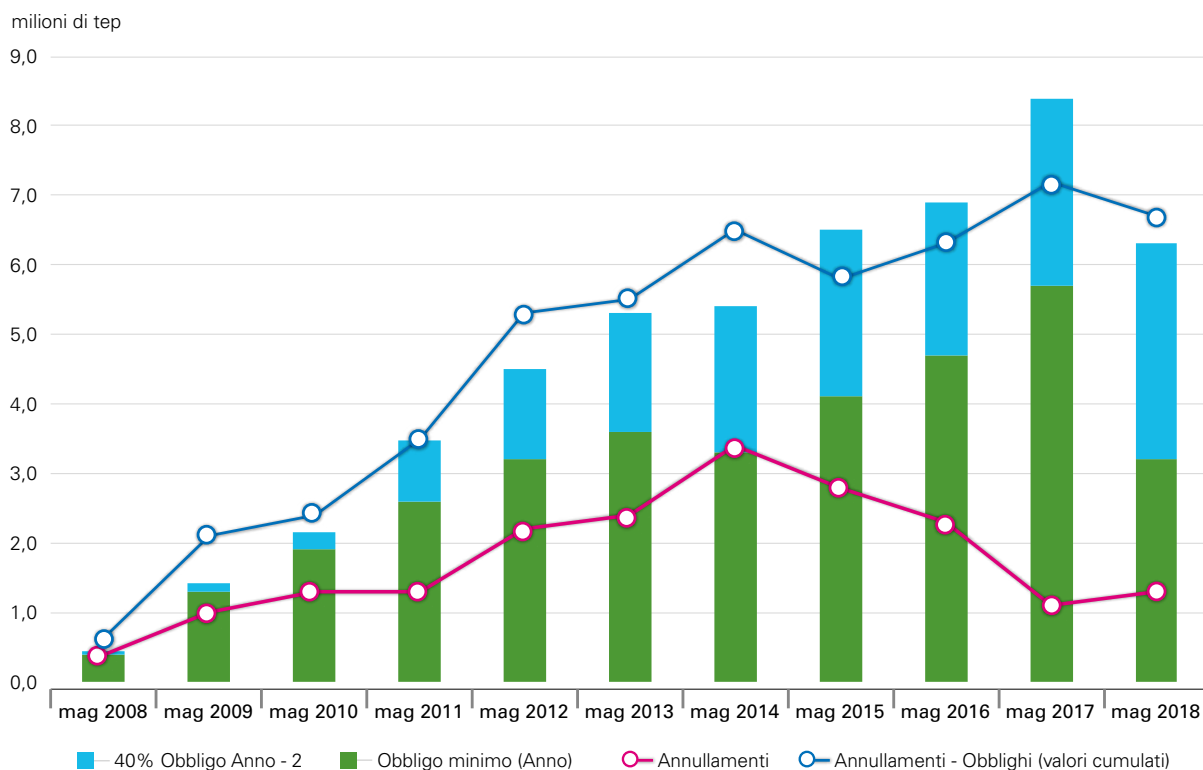


Fig. 4.3.2 - Volumi scambiati TEE

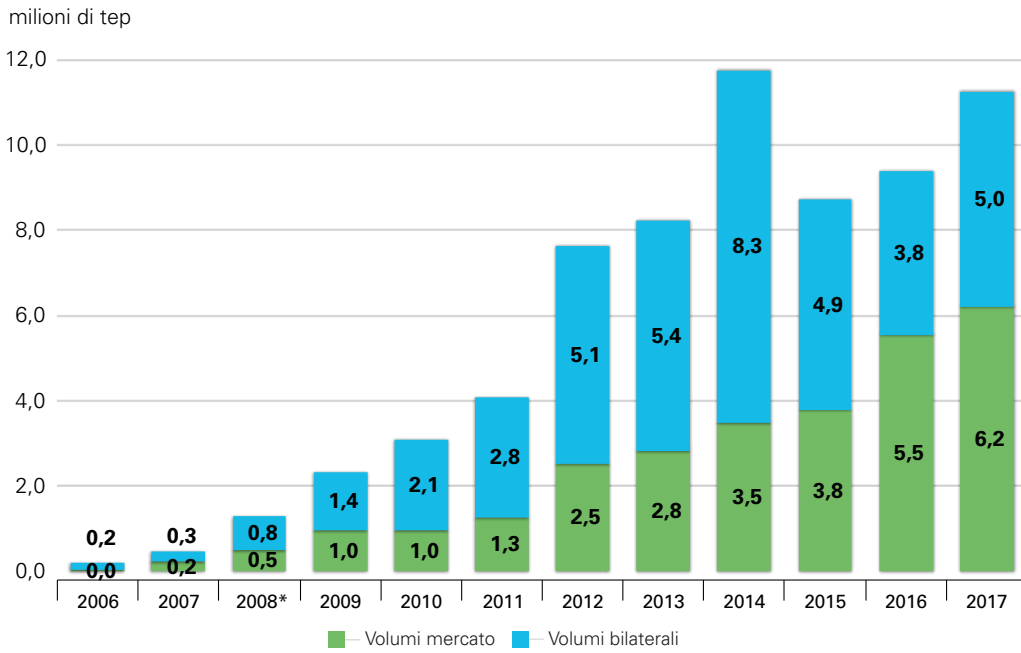
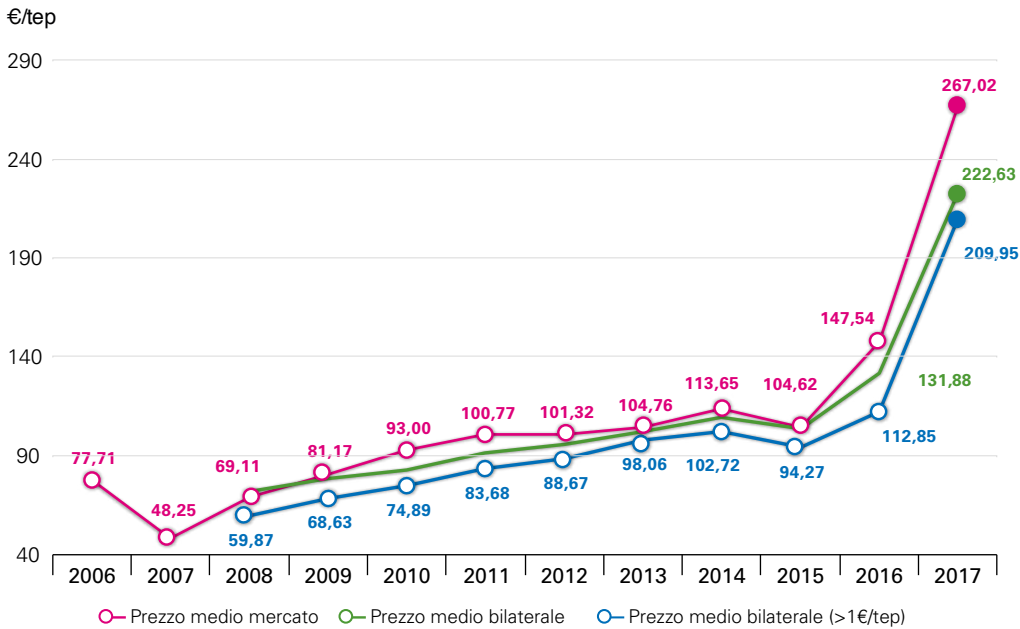


Fig. 4.3.3 - Prezzi TEE. Media annua



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. 4.3.4 - Andamento dei prezzi TEE di sessione. Anni 2017-2018

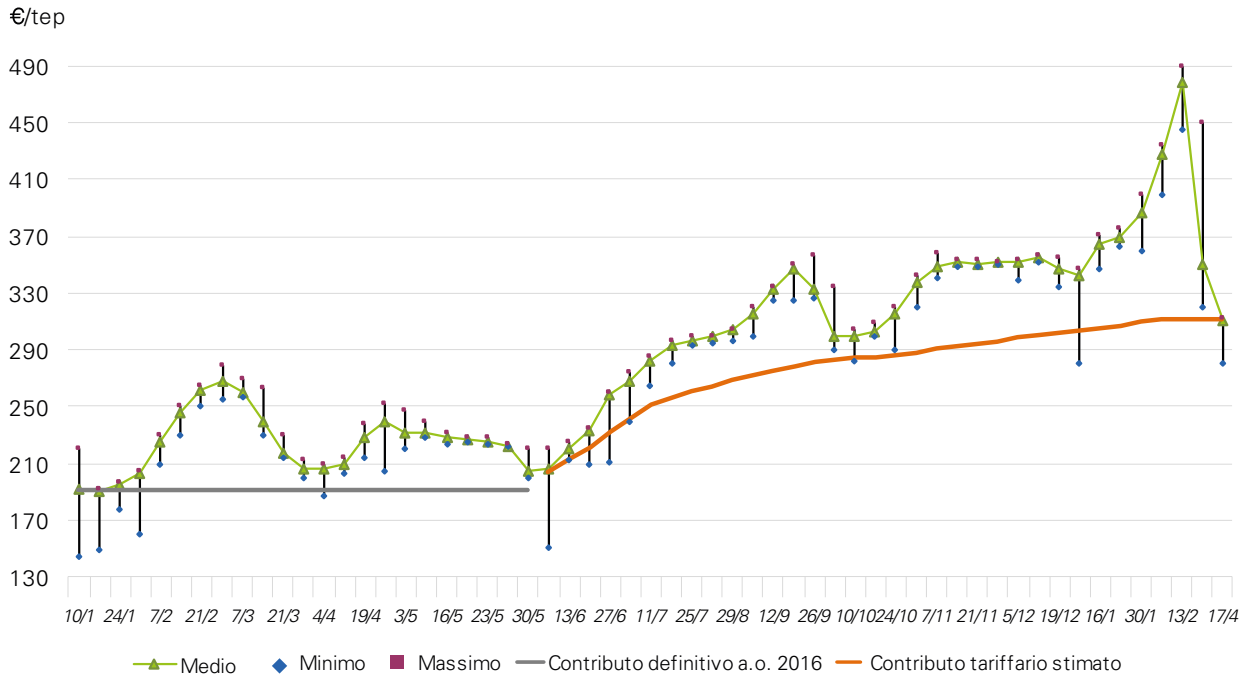
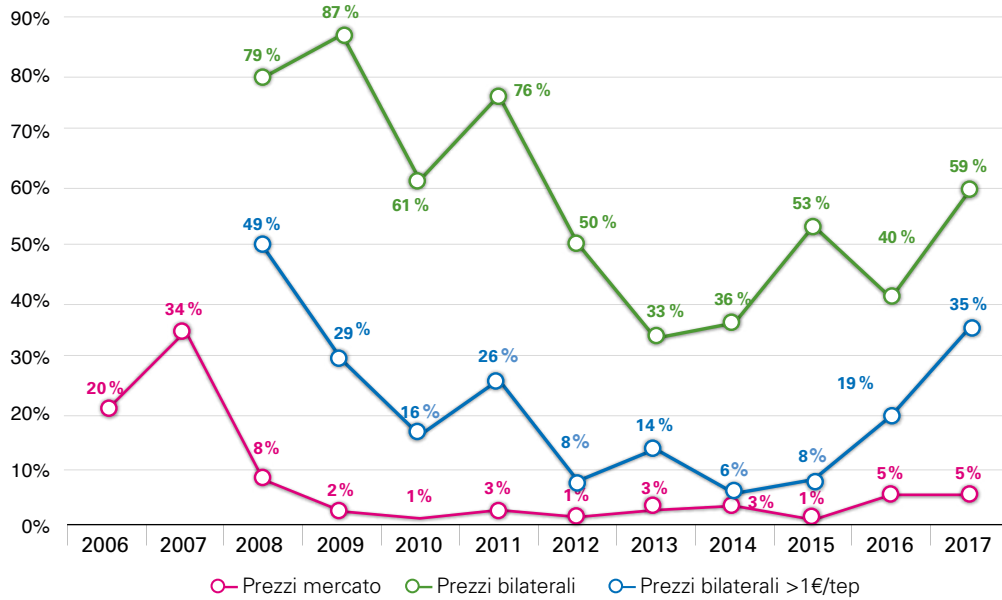


Fig. 4.3.5 - Volatilità dei prezzi TEE



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

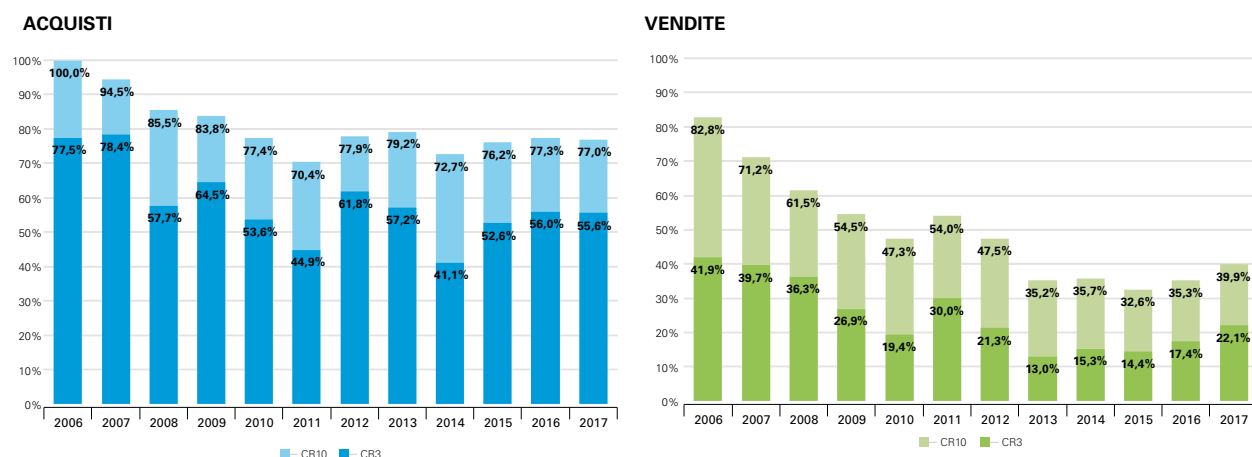
Tab. 4.3.2 - Sintesi anno d'obbligo

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep	tep	tep
Giugno - Aprile	317,88	4.843.044	313,45	3.932.672	81,2%	311,45	5.519.679	52.926.348
Giugno - Marzo	318,72	4.291.494	313,45	3.932.672	91,6%	311,45	4.751.337	52.157.554
	(-0,3%)	(+12,9%)	(+0,0%)	(+0,0%)	(-10,4 p.p.)	(+0,0%)	(+16,2%)	(+1,5%)

* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 435/2017/R/EFR. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

** Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

Fig. 4.3.6 - Concentrazione del mercato



4.3.2. Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)

Volumi e liquidità. I dati del 2017 confermano la tendenza osservata nel corso degli anni, individuando nella contrattazione bilaterale la modalità prevalente di scambio delle garanzie di origine. Le negoziazioni sul mercato delle GO (MGO) si attestano, infatti, a 0,76TWh, mostrando una crescita rispetto all'anno precedente, ma mantenendosi ancora molto lontane dai volumi circolati sulla piattaforma bilaterale (PBGO) che, pur in flessione rispetto al livello massimo del 2016, si portano a 43,0TWh (-18%). In forte crescita l'utilizzo del meccanismo ad asta del GSE che sembra aver assorbito le quantità cedute dalla contrattazione bilaterale, raggiungendo i 28 TWh (+50%) e consolidando il suo ruolo all'interno del sistema di compravendita dei certificati (Fig 4.3.7).

L'andamento infra-annuale degli scambi. I volumi complessivamente scambiati mostrano un'alta concentrazione nel primo trimestre dell'anno e una debole liquidità nella restante parte. Tale dinamica conferma la tendenza degli operatori a contrattare soprattutto in prossimità della scadenza degli obblighi, mostrando poco interesse ad attività con finalità di trading; pertanto in termini percentuali oltre l'80% del totale scambiato fa riferimento al periodo di produzione 2016, sia per il mercato organizzato che per la piattaforma bilaterale. Fanno eccezione le

sedute d'Asta del GSE che, invece, a partire da giugno del 2017 mostrano un'apprezzabile partecipazione in termini di volumi assegnati.

I prezzi. Nel 2017 il prezzo medio registrato sul MGO risulta pari a 0,19 €/MWh, in calo rispetto al massimo storico del 2016 (-10%), ma su livelli comunque ben più alti di quelli osservati fino al 2015. Tale dinamica favorisce l'annullamento del differenziale con le quotazioni bilaterali che, in controtendenza, mostrano una significativa ripresa tendenziale (+35%). In questo contesto spicca, sia per livello che per intensità delle variazioni, il prezzo medio delle assegnazioni tramite asta del GSE, pari a 0,42 €/MWh (era 0,12 €/MWh due anni prima) (Fig. 4.3.8, Fig. 4.3.9).

L'andamento infra-annuale dei prezzi. Sul mercato organizzato il dato medio dei prezzi cela tuttavia una tendenza rialzista in atto negli ultimi quattro mesi dell'anno, riguardante le garanzie riferite all'anno di produzione 2017. I prezzi registrati per tale categoria si attestano sui massimi storici per ciascuna tipologia di impianto e per ciascuna piattaforma di contrattazione; più intensi gli apprezzamenti sul MGO, dove i prezzi si collocano intorno a 0,5 €/MWh e sull'Asta GSE dove le garanzie di tipo *Solare* raggiungono 0,6 €/MWh.

Le tipologie d'impianto. La struttura delle negoziazioni per tipologia di impianto alla fine dell'anno d'obbligo per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2017 mostra la diversa collocazione delle garanzie d'origine in base alla piattaforma utilizzata. Le garanzie riferite a produzione da impianti idroelettrici sono le più scambiate sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale, rispettivamente il 52% ed il 64%, mentre nelle Aste del GSE è la tipologia Altro ad avere maggiore peso (50%), seguita da quella Solare (36%) (Fig. 4.3.10, Fig. 4.3.11).

Fig. 4.3.7 - Volumi scambiati GO

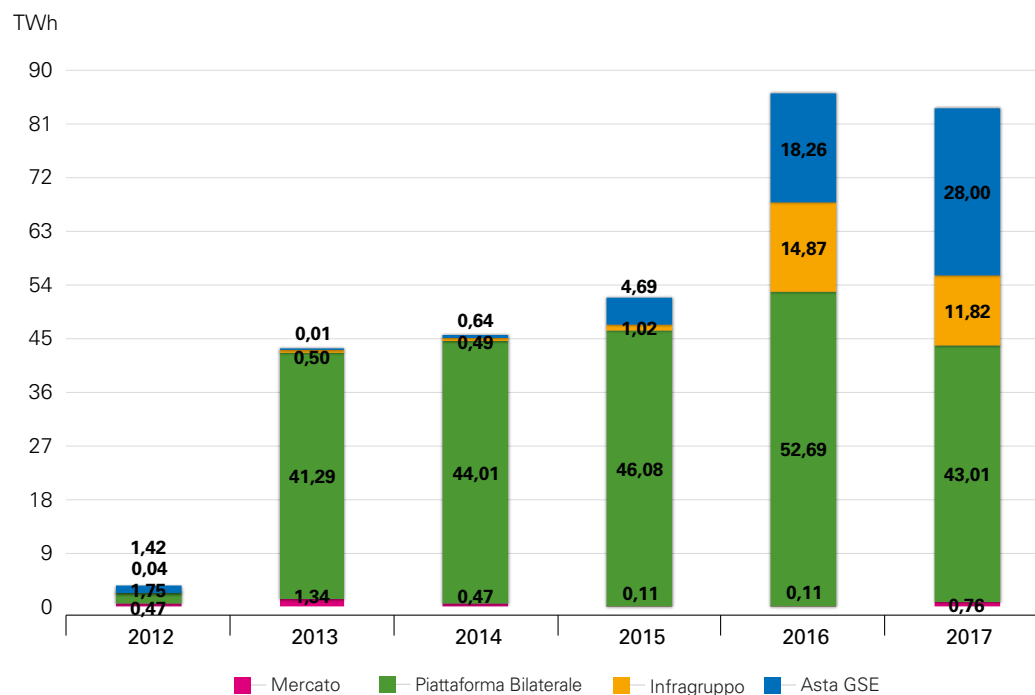


Fig. 4.3.8 - Prezzi GO. Media annua

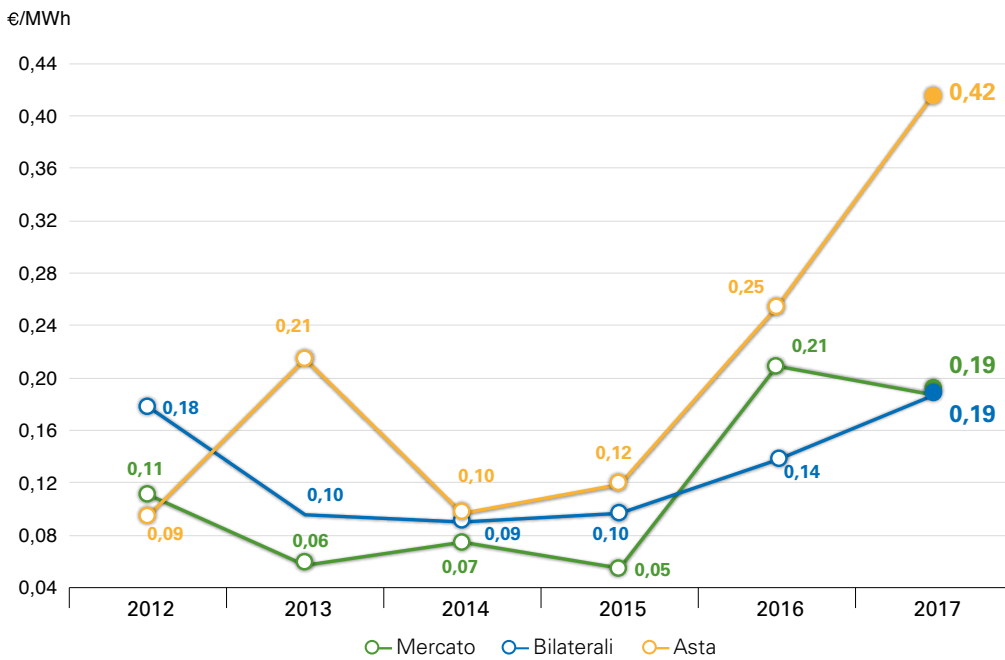


Fig. 4.3.9 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione

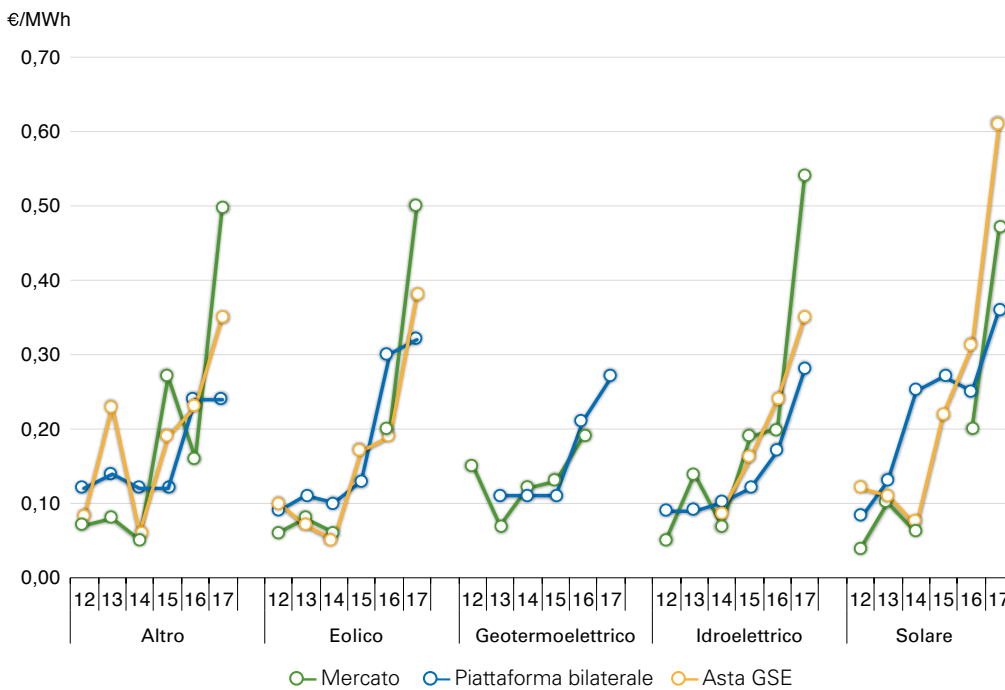


Fig. 4.3.10 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

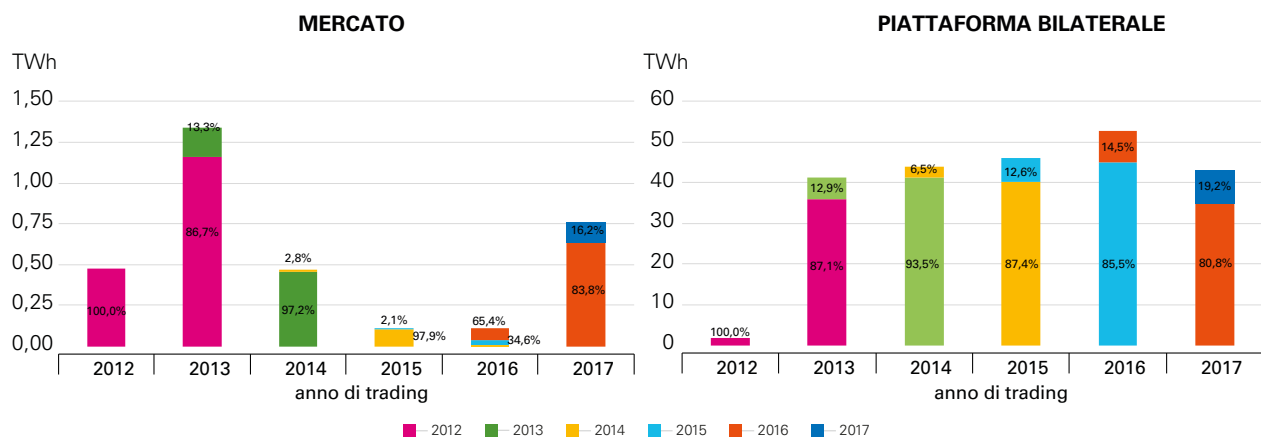
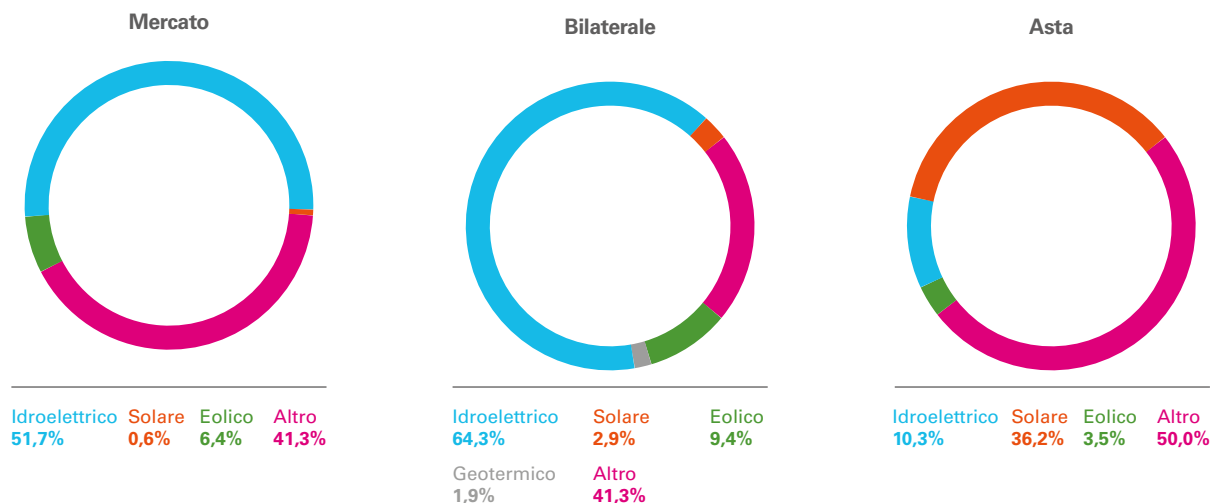


Fig. 4.3.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione 2017

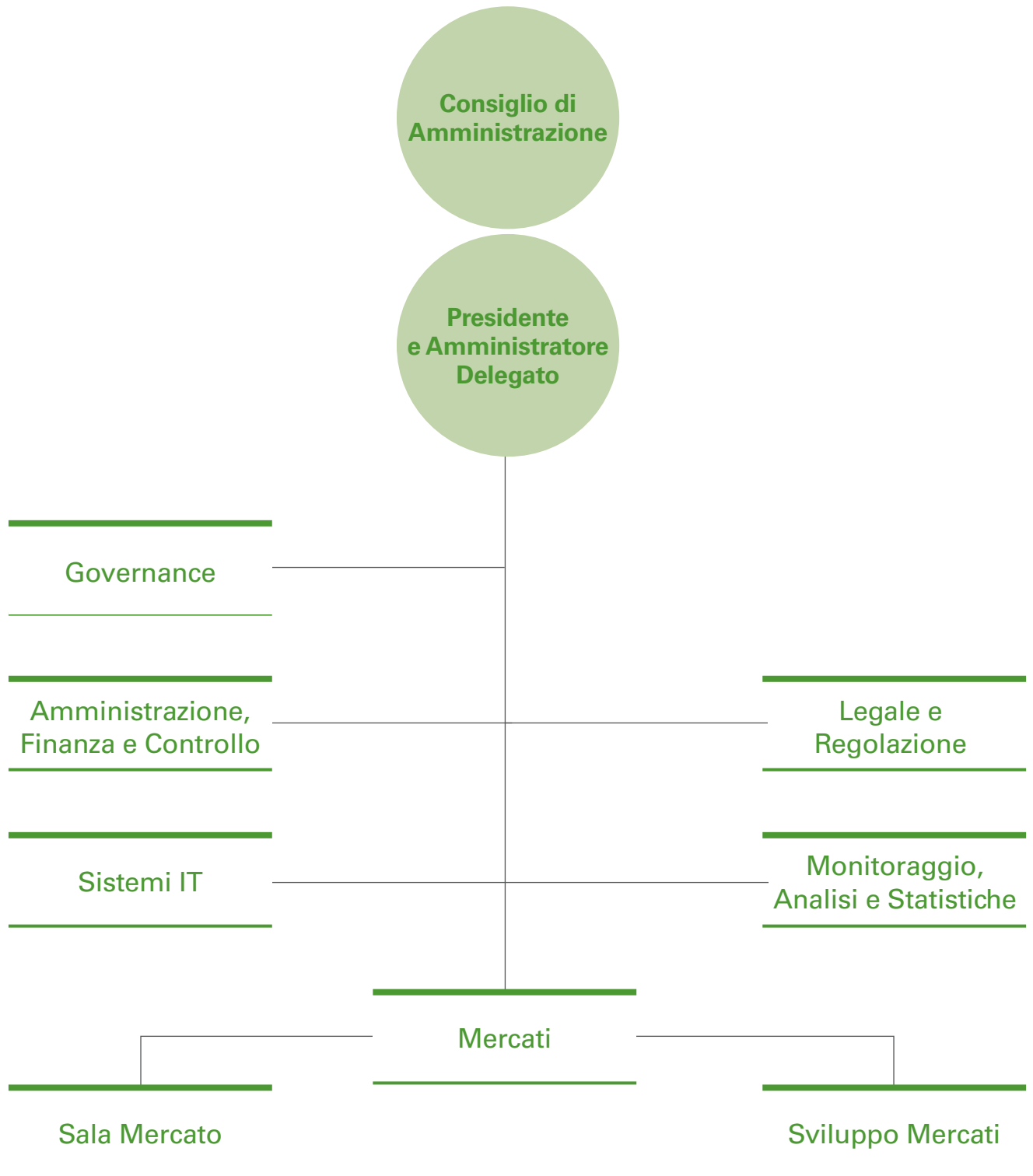


ACRONIMI E DEFINIZIONI

- ARERA – Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
- CACM – Regolamento europeo n. 2015/1222 (*“Capacity Allocation and Congestion management”*)
- DA – Day Ahead
- ID – IntraDay
- INC – Interim Nemo Committee
- MGP – Mercato del Giorno Prima dell’elettricità
- MI – Mercato Infragiornaliero dell’elettricità
- MRC – Multi Regional Coupling
- NEMO – Nominated Electricity Market Operator
- PCR – Price Coupling of Regions
- RdB – Responsabile del Bilanciamento
- SRG – Snam Rete Gas
- XBID – Cross Border IntraDay

Appendice 1

Organigramma GME



Appendice 2

Regole dei mercati

Regole dei mercati

	MERCATO ELETTRICO			MERCATO DEL GAS			
	MTE	MPE	PCE	MGP-GAS MI-GAS	MGS*	MPL*	MT-GAS
Partecipazione	Volontaria	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni**	Necessaria titolarità di un conto energia per consegnare posizione netta	Necessaria titolarità di un punto di offerta per presentare offerte	Ammessi solo gli utenti del dispacciamento e soggetti da loro delegati	Necessario essere utente del PSV per consegnare posizione netta	Utenti dei servizi di stoccaggio, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico	Utenti del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale	Necessario essere utente del PSV per consegnare posizione netta
Prodotto scambiato	Annuali, Trimestrali, Mensili	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)	Contratti OTC	Giornalieri	Giornalieri	Giornalieri	BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)
Modalità di contrattazione	Contrattazione continua	Asta	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua	Asta	Asta	Contrattazione continua
Regola di prezzo	Pay as bid	Prezzo marginale zonale sul	N/A	Pay as bid	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid
Garanzie	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
Controparte centrale	GME	GME sul MGP, MI e MPEG Terna sul MSD	GME (solo per i CCT)	GME	GME (dal 1° aprile 2017)	GME (dal 1° aprile 2017)	GME
Pagamenti	M+2	W+1 (dal 1° dicembre 2016) per MGP e MI M+2 per MPEG	W+1 (dal 1° dicembre 2016)	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

(*) Oltre a quanto specificamente indicato nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati in tema di requisiti di ammissione, possono partecipare ai mercati/piattaforme i soggetti dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi, ovvero i soggetti che dispongono di dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza.

PGAS			MERCATI AMBIENTALI		
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote	MCV (operativo fino al 30 giugno 2016)	MTEE	MGO
Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le quote di import	Utenti del PSV che siano soggetti aderenti al servizio di stoccaggio virtuale	Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le aliquote	GSE, produttori nazionali ed esteri, clienti grossisti, importatori, formazioni associative ex art. 2.23, primo periodo, della L. 14/11/1995, n. 481, operatori obbligati ex art. 11, D.Lgs. 16/03/199, n. 79	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 Termici	Mensili, Semestrali	Mensili	Certificato riferito a periodi annuali, trimestrali	Certificato per tipologia di intervento	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)
Negoziazione Continua	Negoziazione Continua	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua
Pay as bid	Pay as bid	Prezzo Marginale	Pay as bid	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	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	GME
W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3	D+3

Appendice 3

Volumi e Operatori

Tabella 1 - Volumi scambiati

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Var. 17/16
MERCATI ELETTRICI										
MGP	313,43	318,56	311,49	298,67	289,15	281,98	287,13	289,70	292,20	+1,1%
Borsa	213,03	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	+4,3%
Bilaterale	100,39	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	-6,2%
MI/MA										
MI1	11,93	14,61	21,87	25,13	23,34	22,79	24,92	28,01	25,35	-9,5%
MI2	1,68	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	-8,2%
MI3	0,95	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	-21,8%
MI4			1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	-4,7%
MI5			0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	1,20	0,78	-35,0%
MI6							2,24	2,31	1,12	-51,6%
MI7									1,47	-
MA	9,30								0,34	-
MTE	0,12	6,29	33,44	54,96	41,10	32,27	5,09	1,07	1,36	+26,9%
Borsa	0,12	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	+26,9%
OTC clearing	-	-	1,77	24,60	33,10	13,87	-	-	-	-
MPEG								0,00	3,93	+157984,2%
PCE*	176,35	236,48	290,82	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	-11,5%
MERCATI DEL GAS										
MGAS		0,00	0,16	0,17	0,02	0,10	1,01	10,69	43,92	+310,7%
MGP		0,00	0,15	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	+879,2%
MI		-	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	+236,1%
MTGAS					-	-	-	-	0,19	-
MGS								3,27	16,63	+408,8%
MPL								-	-	-
PB-GAS			1,71	34,93	40,88	41,52	48,19	36,79		
Comparto G+1			1,71	34,93	40,83	38,58	40,86	30,57		
Comparto G-1					0,05	2,94	7,33	6,22		
P-GAS		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	-
Import		0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10										-
Royalties		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	-
MERCATI AMBIENTALI										
CV	23,40	25,37	31,09	32,33	44,81	43,05	36,78	9,23		
Borsa	1,84	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26		
Bilaterale	21,56	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98		
TEE	12,49	16,51	21,91	40,73	44,04	62,88	46,67	50,15	60,04	+19,7%
Borsa	5,20	5,24	6,83	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	+12,2%
Bilaterale	7,28	11,27	15,08	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	+30,5%
GO				2,22	42,63	44,48	46,18	52,80	43,77	-17,1%
Borsa				0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	+577,1%
Bilaterale				1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	-18,4%

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

Tabella 2 - Operatori iscritti

N. operatori iscritti*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Var. 17/16
MERCATI ELETTRICI									
IPEX	207	192	200	223	254	264	245	258	+13
PCE	205	208	259	287	317	321	321	331	+10
MERCATI DEL GAS									
MGAS	20	33	42	66	71	88	158	179	+21
PB-GAS		60	65	74	86	96	107		
P-GAS	53	61	72	77	78	80	86	85	-1
MERCATI AMBIENTALI									
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	+218
Registro TEE	421	513	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	+380
MGO			180	262	291	299	325	396	+71
PBGO			219	324	359	374	405	509	+104

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

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

RELAZIONE ANNUALE 2017

RELAZIONE ANNUALE 2017



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124

00197 Roma - Italia

Tel +39 06 8012 1

Fax +39 06 8012 4524

E-mail info@mercatoelettrico.org

www.mercatoelettrico.org