



# RELAZIONE ANNUALE 2016





RELAZIONE  
ANNUALE  
2016





## EXECUTIVE SUMMARY

Il 2016 segna un ulteriore passo verso una compiuta integrazione dei mercati europei dell'energia, caratterizzati in misura progressivamente crescente da *trend* comuni e sempre più armonizzati all'interno di un quadro condiviso di norme e principi.

Il fenomeno appare chiaro sui mercati elettrici, le cui dinamiche tendono sempre più a riflettere uno scenario di fondo unico, tracciato dall'andamento dei combustibili e localmente modellato da specificità regionali. L'ennesimo calo dei prezzi del petrolio e del gas, scesi a livelli minimi *record* nell'anno appena trascorso, agisce infatti come *driver* sulle borse elettriche continentali, favorendo, da un lato, un generalizzato consolidamento della tendenza ribassista delle quotazioni, dall'altro una significativa diminuzione degli *spread* tradizionalmente esistenti tra Paesi.

L'accresciuta competitività dei parchi di generazione *gas-intensive*, acquisita tramite la decisa riduzione dei costi della materia prima, risulta quindi elemento trainante per la formazione sui mercati europei dell'elettricità di nuovi equilibri dai confini sempre più definiti, delineati a nord da un'area formata da Germania e Scandinavia, caratterizzata da quotazioni più basse in virtù di un parco di generazione a matrice fortemente rinnovabile (27/29 €/MWh),

e a sud da una regione mediterranea composta da Francia, Spagna e Italia, dai prezzi tipicamente più elevati (37/43 €/MWh).

L'elevato grado di integrazione del mercato europeo dell'elettricità appare, inoltre, efficacemente supportato dai meccanismi di sincronizzazione delle borse garantiti dal *market coupling*. Esemplare, in tal senso, quanto osservato tra ottobre 2016 e febbraio 2017, quando una dinamica locale di portata eccezionale - le numerose indisponibilità del parco nucleare francese - ha messo sotto forte stress l'intero sistema elettrico europeo, provocando ovunque improvvisi *spikes* di prezzo. In questa situazione di criticità, il meccanismo di allocazione implicita delle capacità transfrontaliere ha assicurato una risposta reattiva ed efficiente alla scarsità di offerta, imponendo frequenti inversioni dei flussi tra Paesi, con l'Italia risultata spesso esportatrice di energia, venduta prevalentemente da centrali a ciclo combinato.

Perfettamente inserito in tale contesto, il mercato elettrico italiano registra una sostanziale stabilità dei volumi complessivamente scambiati su base *spot* sul MGP (289,7 TWh), prevalentemente tramite borsa (70% del totale, tra i massimi di

sempre), e un prezzo ai minimi dall'avvio del mercato organizzato, sia in termini di livello (42,78 €/MWh), sia in termini di *spread* con la limitrofa Francia (6 €/MWh). La convergenza verso una connotazione più marcatamente "europea" è rafforzata peraltro dall'analisi della microstruttura del nostro mercato nazionale, da cui emergono un ulteriore appiattimento del profilo orario dei prezzi e una progressiva riduzione delle congestioni zonali, con il differenziale di prezzo tra Sicilia e Sud sceso al minimo dal 2007 dopo l'ampliamento del cavo di interconnessione e spesso nullo nelle ore centrali della giornata.

Sotto il profilo regolatorio il processo di integrazione dei mercati elettrici europei si sta muovendo su due piani, sulla base di quanto disposto dal Regolamento EC n. 2015/1222 (CACM), mirando da un lato all'armonizzazione delle pratiche e delle operazioni esercitate in tema di *coupling* dai NEMO - i gestori dei mercati elettrici designati dall'Autorità competente (per l'Italia il GME) - dall'altro all'estensione, anche all'orizzonte infragiornaliero, dei meccanismi di assegnazione implicita e sincronizzata della capacità transfrontaliera, processi questi ultimi ormai consolidati su base *day-ahead*.

In accordo con tali prospettive, nel corso del 2016, il GME ha partecipato, insieme agli altri NEMO europei, alla stesura di un programma congiunto per l'istituzione e lo svolgimento delle funzioni di *Market Coupling Operator* (MCO Plan), e contemporaneamente si è fatto promotore, nell'ambito del progetto XBID, della realizzazione di un modello di *coupling intraday* che affianchi alla modalità di contrattazione in *continuous trading* un sistema di aste complementari, già attivo, peraltro, da giugno 2016 lungo la frontiera italo-slovena e strumento, quest'ultimo in prospettiva, necessario a garantire il cosiddetto "*pricing*" della capacità transfrontaliera allocata su base infragiornaliera, secondo un modello ibrido

sempre più supportato anche dai gestori di rete e dai regolatori europei.

Motore del cambiamento registratosi nel settore del gas è stato, invece, il recepimento dello schema normativo definito dal Regolamento (UE) n. 312/2014 - ai sensi del quale il Responsabile del Bilanciamento (RdB) è tenuto ad approvvigionarsi ricorrendo in via prioritaria a modalità di contrattazione a pronti - che ha inevitabilmente generato variazioni negli equilibri dei mercati. Notevole e prevedibile l'impatto esercitato dalla riorganizzazione del bilanciamento sui mercati del gas gestiti dal GME (47,5 TWh), dove, in considerazione degli ingenti volumi movimentati dal RdB, le tendenze consolidate nel corso di questi ultimi anni hanno subito un *break* strutturale, alimentato dal naturale spostamento della liquidità dalla PB-GAS al MP-GAS. Il salto è risultato particolarmente rilevante per il mercato infragiornaliero a pronti (MI-GAS), sul quale, da un lato, si è concentrata l'operatività del RdB e, dall'altro, si è registrata una quota residuale, ma progressivamente crescente, di *trading* effettuata dagli altri operatori.

Quanto ai mercati ambientali, a fronte della chiusura dei sistemi di scambio e negoziazione dei Certificati Verdi (CV) in applicazione delle vigenti disposizioni di legge, il 2016 ha evidenziato un significativo rafforzamento dell'interesse per le forme di incentivazione promosse attraverso il rilascio dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e delle Garanzie d'Origine (GO), come ampiamente comprovato dall'aumento degli operatori attivi e dei volumi contrattati sulle rispettive piattaforme del GME. In particolare, gli scambi di TEE salgono a 9,4 milioni di tep (+7,5%), raggiungendo il loro massimo storico nella componente di mercato, a testimonianza degli effetti positivi prodotti, in termini di liquidità, dall'assunzione da parte del GME del ruolo di controparte centrale. Relativamente ai prezzi, in un contesto regolatorio in transizione

verso la definizione dei nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico e l'approvazione delle nuove linee guida per la valutazione dei progetti di efficientamento, il mercato ha evidenziato, a partire dall'ultimo trimestre del 2016, una dinamica rialzista e fortemente volatile che, nel lungo termine, ha portato il livello di riferimento dei TEE dai 160 €/tep di ottobre ai circa 200 €/tep di maggio 2017.

Si conferma elevata, infine, l'attenzione dedicata dal GME alle attività di monitoraggio delle operazioni compiute sulle proprie piattaforme di negoziazione, effettuate anch'esse in coordinamento con le principali Istituzioni

nazionali e comunitarie competenti in materia, al fine di garantire ai mercati adeguati *standard* di efficienza e trasparenza. Il perimetro di tali attività appare ben definito dal *framework* regolatorio e legislativo disegnato - dal REMIT in ambito europeo, e dal TIMM e dalla legge n. 161 del 30 ottobre 2014 all'interno dei confini nazionali - con lo scopo di assicurare il rispetto da parte degli operatori dei divieti di *insider trading* e manipolazione di mercato e degli obblighi di *disclosure* delle informazioni privilegiate e di *data reporting*, questi ultimi agevolati dal GME attraverso due piattaforme realizzate *ad hoc* (PIP e PDR).

Il Presidente  
e Amministratore Delegato



Prof. Pietro Maria Putti



EXECUTIVE SUMMARY .....	III
-------------------------	-----

## 1. LA SOCIETÀ

<b>1.1 GOVERNANCE E MERCATI .....</b>	<b>2</b>
1.1.1 Profilo aziendale .....	2
<b>1.2 LE NUOVE INIZIATIVE.....</b>	<b>10</b>
1.2.1 Il nuovo bilanciamento gas ed i mercati GME .....	10
1.2.2 I mercati dei carburanti .....	11
1.2.3 Gli accordi di cooperazione con borse terze .....	12
1.2.4 Il mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) .....	12
1.2.5 L'avvio del <i>settlement</i> settimanale sui mercati dell'energia elettrica MGP, MI e sulla PCE .....	13
<b>1.3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI .....</b>	<b>14</b>
1.3.1 L'implementazione del Regolamento CACM .....	14
1.3.2 Price Coupling of Regions - PCR .....	14
1.3.3 Multiregional Price Coupling - MRC .....	15
1.3.4 Cross-Border Intraday - XBID .....	15
1.3.5 Allocazione infragiornaliera della capacità di interconnessione disponibile sul confine IT-SLO .....	16
1.3.6 IBWT - XBID Local Implementation Project - LIP .....	16
1.3.7 Association of European Power Exchanges - EUROPEX .....	16
<b>1.4 IL MONITORAGGIO.....</b>	<b>18</b>
1.4.1 Piattaforme REMIT .....	18
1.4.2 Gli esiti dell'attività di monitoraggio .....	19
<b>1.5 I RISULTATI.....</b>	<b>21</b>
1.5.1 Volumi e operatori .....	21
1.5.2 Trend operatori dei mercati GME .....	24
1.5.3 Risultati economici .....	26

## 2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI

<b>2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI.....</b>	<b>32</b>
<b>APPROFONDIMENTO: Due anni di Market Coupling .....</b>	<b>38</b>
<b>2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ.....</b>	<b>40</b>
2.2.1 Il mercato del giorno prima (MGP) .....	40
2.2.2 Il mercato infragiornaliero (MI) .....	47
2.2.3 Contrattazioni a termine (PCE e MTE) .....	55
<b>2.3 I MERCATI DEL GAS.....</b>	<b>59</b>
2.3.1 Il mercato a pronti del gas (MP-GAS) .....	60
2.3.2 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G+1/MGS .....	65
2.3.3 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G-1/MPL .....	69
2.3.4 Altri mercati gas .....	71
<b>2.4 I MERCATI AMBIENTALI.....</b>	<b>72</b>
2.4.1 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali .....	72
<b>APPROFONDIMENTO: Nuovo Decreto TEE.....</b>	<b>78</b>
2.4.2 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE .....	81
2.4.3 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale .....	85

# INDICE RELAZIONE ANNUALE 2016





## Indice delle tabelle

<b>1. LA SOCIETÀ</b>	
<b>1.1 GOVERNANCE E MERCATI</b>	<b>2</b>
Tab. 1.1.1 – Regole dei mercati	6
Tab. 1.1.2 – Corrispettivi	8
<b>1.4 IL MONITORAGGIO</b>	<b>18</b>
Tab. 1.4.1 - Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio	20
<b>1.5 I RISULTATI</b>	<b>21</b>
Tab. 1.5.1 - Operatori sui mercati del GME	24
Tab. 1.5.2 - Volumi scambiati sui mercati del GME	25
Tab. 1.5.3 – Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2015 - 2016)	26
Tab. 1.5.4 – Struttura dei costi a margine (anni 2015 - 2016)	27
Tab. 1.5.5 – Principali indicatori del GME (anni 2015 - 2016)	27
Tab. 1.5.6 – Consistenza del personale dipendente	28
<b>2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI</b>	
<b>2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI</b>	<b>32</b>
Tab. 2.1.1 – Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)	35
<b>2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ</b>	<b>40</b>
Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi su MGP	41
Tab. 2.2.2 - Vendite per fonte e tecnologia	42
Tab. 2.2.3 - Volumi zonalì su MGP - Anno 2016	44
Tab. 2.2.4 - Vendite zonalì per fonte e tecnologia - Anno 2016	44
Tab. 2.2.5 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP - Anno 2016	45
Tab. 2.2.6 - Indici di concentrazione su MGP - Anno 2016	46
Tab. 2.2.7 - Volumi zonalì	51
Tab. 2.2.8 - Acquisti e vendite per fonte	52
Tab. 2.2.9 – Profilo delle transazioni registrate e programmi	56
Tab. 2.2.10 – MTE: volumi scambiati per anno di trading	58
<b>2.3 I MERCATI DEL GAS</b>	<b>59</b>
Tab. 2.3.1 - Quote di mercato dei primi 10 operatori su MP-GAS. Anno 2016	64
Tab. 2.3.2 - Quote di mercato dei primi 10 operatori extra-bilanciamento su MP-GAS. Anno 2016	64
Tab. 2.3.3 - Prezzi medi PB-GAS G+1 (MGS dal 1° ottobre 2016) confrontati con quotazioni PSV e TTF (€/MWh)	66
Tab. 2.3.4 - Volatilità medie annuali dei prezzi PB-GAS G+1 (MGS dal 1° ottobre 2016) confrontata PSV e TTF	67
Tab. 2.3.5 - Primi 10 operatori attivi sul comparto PB-GAS G+1 e sul comparto MGS, quote di mercato per lato e quote di accettazione. Anno 2016	68
Tab. 2.3.6 - Primi 10 operatori extra-bilanciamento su PB-GAS G+1 e MGS. Anno 2016	68
<b>2.4 I MERCATI AMBIENTALI</b>	<b>72</b>
Tab. 2.4.1 - TEE - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Valori cumulati	75

## Indice delle figure

### 1. LA SOCIETÀ

<b>1.1 GOVERNANCE E MERCATI .....</b>	<b>2</b>
Fig. 1.1.1 – Mercati e piattaforme .....	3
Fig. 1.1.2 – Organigramma del GME.....	5
<b>1.5 I RISULTATI.....</b>	<b>21</b>
Fig. 1.5.1 – La liquidità sul MGP .....	22

### 2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI

<b>2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI .....</b>	<b>32</b>
Fig. 2.1.1 – Prezzi in euro delle principali commodities energetiche.....	32
Fig. 2.1.2 – Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio.....	33
Fig. 2.1.3 – Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi.....	33
Fig. 2.1.4 – Prezzi spot sui principali mercati del carbone.....	34
Fig. 2.1.5 – Prezzi spot sui principali mercati del gas.....	34
Fig. 2.1.6 – Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee.....	35
Fig. 2.1.7 – Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar baseload.....	36
Fig. 2.1.8 – Volumi scambiati sulle principali borse spot .....	37
Fig. 2.1.9 – Volumi scambiati sulle principali borse a termine.....	37
<b>2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ .....</b>	<b>40</b>
Fig. 2.2.1 – Andamento del PUN e delle sue determinanti.....	40
Fig. 2.2.2 – Andamento mensile del PUN e del PSV .....	41
Fig. 2.2.3 – Offerta su MGP.....	42
Fig. 2.2.4 – PUN medio annuale per gruppi di ore .....	43
Fig. 2.2.5 – Prezzi zionali medi annui su MGP .....	44
Fig. 2.2.6 – Volatilità dei prezzi .....	45
Fig. 2.2.7 – Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative....	45
Fig. 2.2.8 – Indicatori di competitività.....	46
Fig. 2.2.9 – Prezzo di acquisto: evoluzione annuale.....	47
Fig. 2.2.10 – Prezzo di acquisto: profilo medio orario giornaliero.....	48
Fig. 2.2.11 – Volatilità del prezzo di acquisto: evoluzione annuale.....	48
Fig. 2.2.12 – Prezzi zionali nelle sessioni di MI.....	49
Fig. 2.2.13 – Volumi scambiati .....	50
Fig. 2.2.14 – Volumi: profilo medio orario giornaliero .....	51
Fig. 2.2.15 – Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria....	53
Fig. 2.2.16 – Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI.....	53
Fig. 2.2.17 – CR3 .....	54
Fig. 2.2.18 – Transazioni registrate, posizione netta e turnover.....	55
Fig. 2.2.19 – Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma .....	56
Fig. 2.2.20 – Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori.....	57
Fig. 2.2.21 – MTE: volumi scambiati per tipologia.....	58
<b>2.3 I MERCATI DEL GAS .....</b>	<b>59</b>
Fig. 2.3.1 – Prezzo e volumi per mese dei mercati gas confrontati con quotazione PSV.....	60
Fig. 2.3.2 – Andamento giornaliero del SAP e del prezzo di sbilanciamento in acquisto e vendita nel primo trimestre 2017.....	63
Fig. 2.3.3 – Andamento del prezzo medio e dei volumi PB-GAS.....	65

<b>2.4 I MERCATI AMBIENTALI.....</b>	<b>72</b>
Fig. 2.4.1 - TEE - Prezzi Medi.....	72
Fig. 2.4.2 - TEE - Prezzi per tipologia. Anno 2016.....	73
Fig. 2.4.3 - TEE - Volatilità dei prezzi .....	74
Fig. 2.4.4 - TEE - Prezzi di mercato e rimborsi tariffari .....	75
Fig. 2.4.5 - TEE - Volumi scambiati.....	76
Fig. 2.4.6 - TEE - Struttura dei volumi scambiati.....	77
Fig. 2.4.7 - TEE - Mercato: Quote operatori .....	77
Fig. 2.4.8 - GO - Prezzi Medi.....	81
Fig. 2.4.9 - GO - Prezzi per tipologia e anno di produzione. Anno 2016.....	82
Fig. 2.4.10 - GO - Volumi scambiati.....	83
Fig. 2.4.11 - GO - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione.....	83
Fig. 2.4.12 - GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2016.....	84
Fig. 2.4.13 - CV - Volumi scambiati.....	85
Fig. 2.4.14 - CV - Volumi scambiati per periodo di riferimento.....	86
Fig. 2.4.15 - CV - Prezzi Medi.....	87
Fig. 2.4.16 - CV - Andamento dei prezzi di mercato rispetto al prezzo di ritiro ...	87





# SEZIONE

# 1

## LA SOCIETÀ

<b>1.1 GOVERNANCE E MERCATI .....</b>	<b>2</b>
1.1.1 Profilo aziendale.....	2
<b>1.2 LE NUOVE INIZIATIVE.....</b>	<b>10</b>
1.2.1 Il nuovo bilanciamento gas ed i mercati GME.....	10
1.2.2 I mercati dei carburanti.....	11
1.2.3 Gli accordi di cooperazione con borse terze.....	12
1.2.4 Il mercato dei prodotti giornalieri (MPEG).....	12
1.2.5 L'avvio del <i>settlement</i> settimanale sui mercati dell'energia elettrica MGP, MI e sulla PCE.....	13
<b>1.3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI .....</b>	<b>14</b>
1.3.1 L'implementazione del Regolamento CACM .....	14
1.3.2 Price Coupling of Regions - PCR .....	14
1.3.3 Multiregional Price Coupling - MRC .....	15
1.3.4 Cross-Border Intraday - XBID.....	15
1.3.5 Allocazione infragiornaliera della capacità di interconnessione disponibile sul confine IT-SLO.....	16
1.3.6 IBWT - XBID Local Implementation Project - LIP.....	16
1.3.7 Association of European Power Exchanges - EUROPEX.....	16
<b>1.4 IL MONITORAGGIO.....</b>	<b>18</b>
1.4.1 Piattaforme REMIT.....	18
1.4.2 Gli esiti dell'attività di monitoraggio .....	19
<b>1.5 I RISULTATI.....</b>	<b>21</b>
1.5.1 Volumi e operatori .....	21
1.5.2 Trend operatori dei mercati GME .....	24
1.5.3 Risultati economici .....	26



## 1.1 GOVERNANCE E MERCATI

### 1.1.1 Profilo aziendale

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è una società per azioni, costituita nel 2001 nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico promosso dal c.d. Decreto Bersani<sup>1</sup>.

Il GME, insieme ad Acquirente Unico - AU S.p.A.<sup>2</sup> e a Ricerca sul Sistema Energetico<sup>3</sup> - RSE S.p.A. - è interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.<sup>4</sup>, le cui azioni sono a loro volta interamente 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 per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI).

La Società, su *input* normativo e regolatorio, ha progressivamente ampliato il proprio raggio d'azione dall'organizzazione dei mercati elettrici, a quelli ambientali, fino a quelli del gas e dei carburanti.

Una società  
multicommodity

In particolare, come evidenziato nello schema in Figura 1.1.1, nell'ambito del comparto elettrico, il GME gestisce il Mercato elettrico (ME), che si compone del 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) - del Mercato a Termine dell'Energia (MTE), della piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), quest'ultima volta a consentire agli operatori di liquidare, con consegna fisica mediante registrazione sulla PCE, i contratti conclusi su IDEX (il segmento dei derivati elettrici gestito da Borsa Italiana S.p.A.) e della Piattaforma dei Conti Energia (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 le sedi di contrattazione dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia da fonti rinnovabili (P-GO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali.

Al GME è stato altresì affidato il compito di rilevare i dati sulle capacità di stoccaggio di oli minerali, funzionali al futuro avvio della piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali e del mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione che il GME è chiamato ad organizzare e gestire ai

1 Ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 79/99, c.d. "Decreto Bersani".

2 È la società responsabile di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato. A seguito dell'evoluzione dei mercati energetici, sono state ampliate le attività della Società a beneficio del consumatore finale e dei mercati, con la gestione dello Sportello per il Consumatore di Energia e del Sistema Informativo Integrato. Ulteriori competenze sono state attribuite alla Società, nell'ambito della normativa sulle scorte petrolifere di emergenza.

3 È la società che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema.

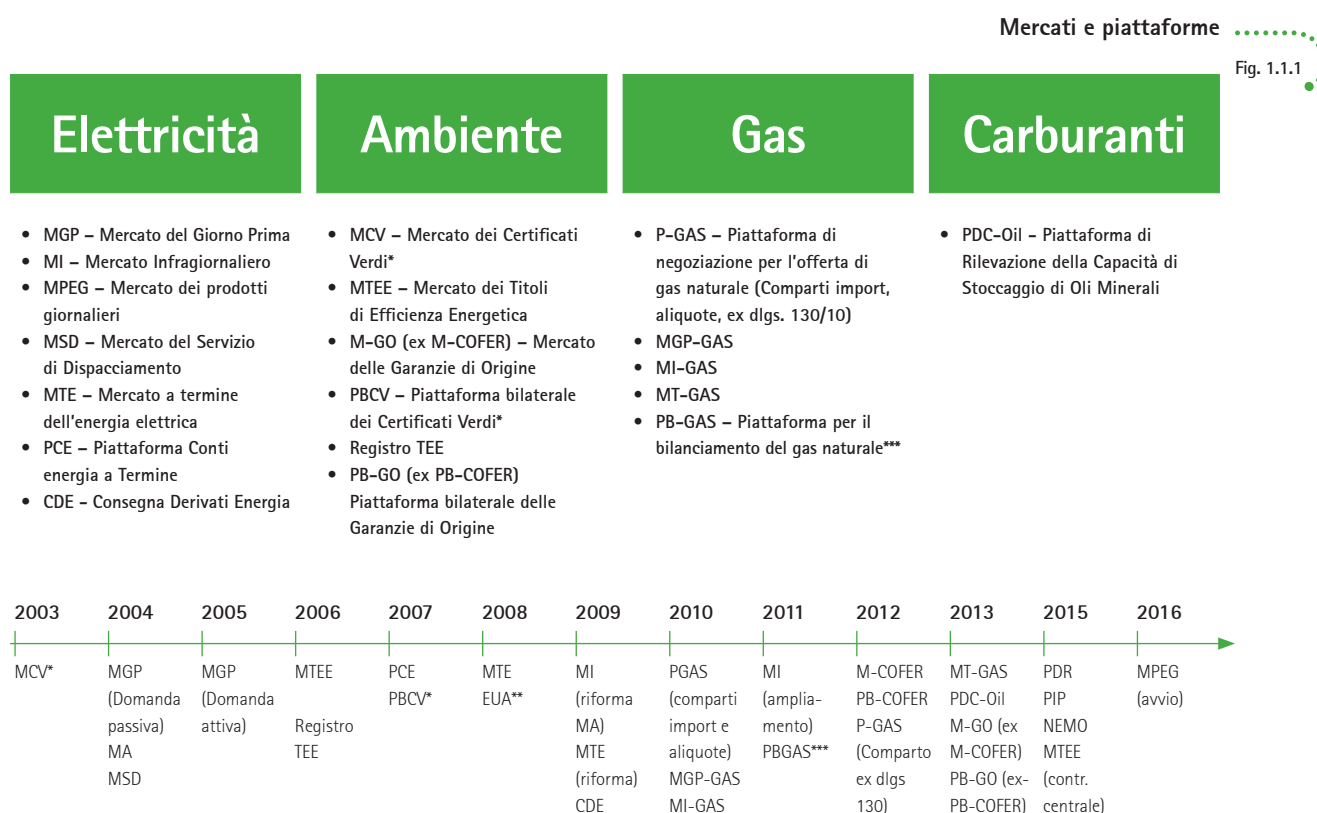
4 Ex Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., è la società che opera per la promozione dello sviluppo sostenibile attraverso la qualifica tecnico-ingegneristica e la verifica degli impianti a fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento; riconosce inoltre gli incentivi per l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da tali impianti. Dal 2011 il GSE è chiamato a garantire misure volte a favorire una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale.

sensi del d.lgs. 249/2012. Al fine di rilevare i dati di capacità, il GME organizza e gestisce la Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil) nell'ambito della quale sono acquisiti i dati e le informazioni afferenti la capacità logistica, secondo un modello "standard" di rilevazione, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico con decreto direttoriale n. 17371 del 30 maggio 2013.

Con riferimento all'attuazione del Regolamento UE n. 1227/2011, inerente la trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia all'ingrosso (REMIT), e al connesso Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 (Implementing Acts), il GME ha realizzato e gestisce, per i propri operatori di mercato, due piattaforme mediante le quali supportare i medesimi operatori nell'adempimento degli obblighi di *data reporting* verso ACER (piattaforma PDR) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (piattaforma PIP).

Al GME infine, ai sensi dell'Art. 5 del Regolamento (UE) n. 1222/2015 del 24 luglio 2015 - disciplinante gli orientamenti comunitari in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni elettriche - con lettera del 15 settembre 2015 del MiSE, previo parere positivo espresso dall'AEEGSI con Delibera del 6 agosto 2015 n. 414/2015/1/eel, è stato assegnato il ruolo di unico *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) italiano di riferimento per la gestione dei processi e flussi di *coupling* relativi sia al mercato integrato *Day Ahead* che al mercato integrato *Infra Day*.

Una descrizione di sintesi delle caratteristiche di tali mercati è contenuta nella Figura 1.1.1.



\* Mercato/Piattaforma chiuse dal 30 giugno 2016.

\*\* Mercato chiuso nel 2014.

\*\*\* Mercato chiuso nel 2017 e contestualmente sostituito con i mercati MPL e MGS, entrati a far parte del MGAS.



*Una controparte centrale unica per mercati fisici*

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. Inoltre, il GME opera come controparte centrale su tutti i propri mercati, con le sole eccezioni del MSD (dove la controparte centrale è Terna S.p.A.), della P-Gas, dove le controparti negoziali sono direttamente abbinata in esito alle transazioni, e sulle piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali delle GO (PB-GO) e dei TEE (Registro TEE).

In considerazione della *governance* del GME:

*La regolazione dei mercati*

- le regole di funzionamento del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas e della Piattaforma bilaterale P-GAS sono definite dal GME e approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico, sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico;
- le regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, le regole della Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, così come le regole di funzionamento della Piattaforma Conti Energia, sono definite dal GME ed approvate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico;
- le regole di funzionamento del Mercato organizzato e della Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) sono predisposte dal GME e trasmesse all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico per la relativa verifica, ai sensi della Delibera ARG/elt 104/11.
- Le regole di funzionamento della Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil) sono, invece, predisposte ed approvate dal GME.

*Il monitoraggio dei mercati*

L'operatività sui diversi mercati gestiti dal GME è oggetto di una costante attività di monitoraggio da parte degli uffici dedicati della Società. Tale monitoraggio integra quello svolto a supporto dell'AEEGSI sui mercati dell'elettricità, ai sensi di specifiche delibere. Il GME è inoltre impegnato nell'implementazione dei nuovi compiti di vigilanza sui mercati dell'energia introdotti dal Regolamento UE n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT). In proposito, per una più ampia descrizione delle attività operate in base al regolamento REMIT, si rinvia al paragrafo 1.4.1.

*Organi societari e struttura organizzativa*

L'organo amministrativo della Società è rappresentato dal Consiglio di Amministrazione, composto da tre membri, nominati con delibera dell'Assemblea dell'Azionista, per la durata di massimo tre esercizi<sup>5</sup>. Al Consiglio di Amministrazione compete in via esclusiva la gestione della società; gli Amministratori in carica compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale.

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione del GME è stato individuato il componente cui sono state attribuite, congiuntamente, le funzioni di *Presidente e Amministratore Delegato*, il quale:

- ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, e presiede l'Assemblea;

<sup>5</sup> Con delibera del 22 ottobre 2015, l'Azionista Unico ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione della Società che rimarrà in carica sino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2016.

- convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso;
- è investito, in base a deliberazione consiliare, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione;
- riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale almeno ogni tre mesi sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo per le loro dimensioni o caratteristiche effettuate dalla Società.

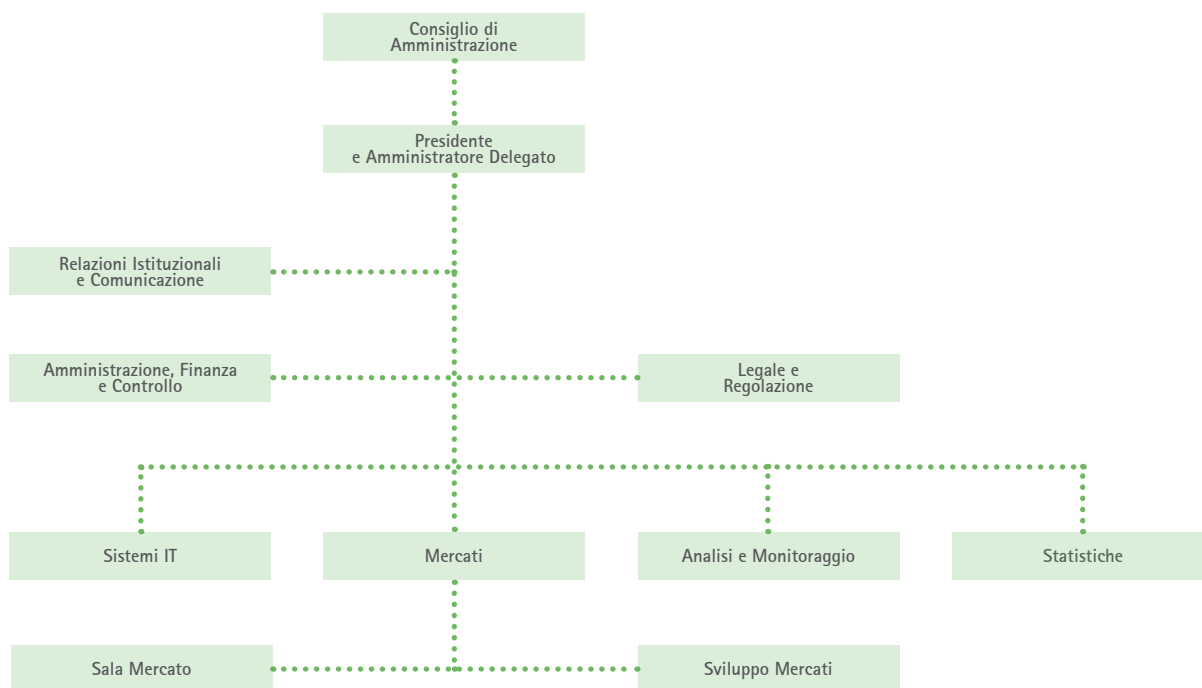
Completano il quadro degli organi societari del GME:

- il Collegio Sindacale;
- l'Organismo di Vigilanza.

L'organico della società al 31 dicembre 2016 è composto da 110 dipendenti (di cui 1 distaccato), organizzati su sette strutture, secondo lo schema riportato in Figura 1.1.2.

Organigramma del GME

Fig. 1.1.2



## Regole dei mercati

Tab. 1.1.1

	MERCATO ELETTRICO			MERCATO DEL GAS			
	MTE	MPE	PCE	MGP-GAS MI-GAS	MGS*	MPL*	MT-GAS
<b>Partecipazione</b>	Volontaria	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni**</b>	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
<b>Prodotto scambiato</b>	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	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)
<b>Modalità di contrattazione</b>	Contrattazione continua	Asta	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua	Asta	Asta	Contrattazione continua
<b>Regola di prezzo</b>	Pay as bid	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid sul MSD	N/A	Pay as bid	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid
<b>Garanzie</b>	Fideiussione e/o deposito in contanti		Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti
<b>Controparte centrale</b>	GME	GME sul MGP e MI Terna sul MSD	GME (solo per i CCT)	GME	GME (dal 1° aprile 2017)	GME (dal 1° aprile 2017)	GME
<b>Pagamenti</b>	M+2	W+1 (dal 1° dicembre 2016) per MGP e MI M+2 per MPEG	W+1 (dal 1° dicembre 2016)	W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate

\* L'AEEGSI, con la deliberazione 312/2016/R/GAS ha introdotto, nel contesto nazionale, le disposizioni funzionali all'avvio del nuovo sistema di bilanciamento, attuato in: (i) una prima fase transitoria, operativa dal 1° ottobre 2016 al 31 marzo 2017, che ha previsto l'approvvigionamento da parte di SRG di prodotti title sul MGAS, mentre la sessione per la negoziazione dei prodotti locational (MPL) e quella per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS) si sono svolte nell'ambito della PB-GAS; (ii) una seconda fase (cd. di regime), operativa dal 1° aprile 2017, che ha previsto la cessazione definitiva dell'esercizio operativo della PB-GAS e la ridefinizione del disegno del MGAS, all'interno del quale sono gestiti anche i mercati MPL e MGS.

\*\* 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 dispongano di dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza.

\*\*\* Orari di offerta applicati sui prodotti scambiati a partire dalla data flusso 1° febbraio 2017.

PGAS			MCV (operativo fino al 30 giugno 2016)	MTEE	MGO
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote			
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 (1 TEP)	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
Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3	D+3

## Corrispettivi

Tab. 1.1.2

Mercato	Normativa di riferimento	Corrispettivo di accesso (una tantum)	Corrispettivo fisso annuo
Mercato Elettrico	Testo integrato della Disciplina del Mercato Elettrico	€ 7.500	€ 10.000
PCE	Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine	€ 1.000	€ 0
Mercato del Gas	Disciplina del mercato del gas naturale	€ 0	€ 0
PB-GAS	Regolamento della Piattaforma per il bilanciamento del gas	€ 0	€ 0
P-GAS	Regolamento della P-GAS	€ 0	€ 0
Certificati Verdi	Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico Regolamento della piattaforma di registrazione delle transazioni Bilaterali dei certificati verdi	€ 0	€ 0
Garanzie d'Origine	Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine	0 €	0 €
Titoli di Efficienza Energetica	Regole di funzionamento del mercato dei TEE Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE	0 €	0 €

## Corrispettivo variabile

Corrispettivo per MWh negoziato:

- MPE
  - una franchigia iniziale sui primi 0,02 TWh di energia elettrica negoziati mensilmente;
  - un corrispettivo pari a 0,04 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 0,02 TWh fino ad un massimo di 1 TWh;
  - un corrispettivo pari a 0,03 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 1 TWh fino ad un massimo di 10 TWh;
  - un corrispettivo pari a 0,02 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti i 10 TWh.
- MTE
  - 0,01 € per ogni MWh negoziato
- CDE
  - 0,045 € per ogni MWh registrato

Corrispettivo per MWh oggetto delle transazioni registrate: 0,008 €/MWh.

*Qualora l'operatore sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo*

- Corrispettivo per MWh negoziato: 0,01 €/MWh;
- Contributo alle risorse da utilizzare nella gestione dell'inadempimento: 0,0025 €/MWh.

*Qualora l'operatore del mercato del gas sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso*

Corrispettivo per GJ negoziato: 0,0108 €/ MWh.

*Qualora l'operatore della PB-GAS sia anche operatore del mercato del gas non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo. Qualora l'operatore della PB-GAS sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso*

Corrispettivo di negoziazione:

- 0,0025 €/GJ per i comparti import ed aliquote;
- 0,009 €/MWh per il comparto ex d.lgs. 130/10.

Corrispettivo di clearing pari ad Euro 0,00.

Corrispettivo per ogni certificato scambiato (della taglia di 1 MWh):

- € 0,06 per certificato, per i primi 2.500 certificati scambiati;
- € 0,03 per certificato, oltre i 2.500 certificati scambiati.

*La struttura e misura dei corrispettivi sopra riportata è applicata al totale dei certificati scambiati sia attraverso le sessioni del mercato organizzato che attraverso la PBCV (Piattaforma dei Bilaterali CV)*

Corrispettivo per ogni GO negoziata/registrata sul mercato e/o bilateralmente: 0,003 €.

*La struttura e misura dei corrispettivi sopra riportata è approvata per l'anno 2017 con Deliberazione dell'AEEGSI 739/2016/R/efr. Quella riferita all'anno 2016, approvata dall'AEEGSI con Deliberazione 593/2015/R/efr, è pari a 0,004 € per ogni GO negoziata/registrata sul mercato e/o bilateralmente.*

Corrispettivo per ciascun TEE scambiato: € 0,1

## 1.2 LE NUOVE INIZIATIVE

### 1.2.1 Il nuovo bilanciamento gas ed i mercati GME

La Commissione europea con il Regolamento (UE) n. 312/2014 del 26 marzo 2014 ha istituito *un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti trasporto*, allo scopo di armonizzare, a livello europeo, le relative norme e favorire il ricorso da parte degli utenti della rete a meccanismi di mercato per bilanciare i loro portafogli in modo efficiente.

In tale ambito, onde consentire la graduale attuazione delle richiamate previsioni comunitarie nello specifico contesto nazionale, l'AEEGSI, con deliberazione 312/2016/R/GAS del 16 giugno 2016, ha approvato i principi e le disposizioni funzionali all'avvio del nuovo sistema del bilanciamento del gas naturale in sostituzione del precedente assetto, disciplinato con deliberazione ARG/gas 45/11 e ss.mm.ii., il quale prevedeva l'organizzazione e la gestione di una specifica piattaforma di scambio, nota come Piattaforma del bilanciamento del gas (PB-GAS).

In particolare, l'AEEGSI, con la deliberazione 312/2016/R/GAS, ha definito in un unico testo regolatorio, denominato "Testo Integrato del Bilanciamento gas" (TIB), gli aspetti del "nuovo regime di bilanciamento", ovvero:

- i criteri di intervento di Snam Rete Gas nell'approvvigionamento, nell'ambito del mercato del gas organizzato e gestito dal GME (MGAS), di prodotti *title* e *locational* per il bilanciamento del sistema;
- le modalità di reintegro, sempre nell'ambito del MGAS, delle risorse di Snam Rete Gas eventualmente utilizzate per il bilanciamento;
- le modalità di dispacciamento degli stoccaggi in capo a Snam Rete Gas e la regolazione dei quantitativi così movimentati in una apposita sessione del MGAS.

La deliberazione 312/2016/R/GAS ha previsto, inoltre, la possibilità per il Responsabile del bilanciamento di approvvigionarsi di volumi di gas per esigenze diverse da quelle previste dal TIB, mediante la compravendita di gas in stoccaggio, sempre nell'ambito del MGAS.

Invero, nel tracciare il percorso di effettiva introduzione del nuovo regime di bilanciamento, l'AEEGSI ha delineato un passaggio graduale per la definizione di una piattaforma unica per il bilanciamento articolato in due fasi:

- la prima fase, quella cd. "transitoria", avviata il 1° ottobre 2016, prevedendo che il solo approvvigionamento di prodotti *title* da parte di Snam Rete Gas avvenisse sul MGAS, mentre la sessione per la negoziazione dei prodotti *locational* (MPL) e quella per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS) fossero svolte nell'ambito della PB-GAS che, opportunamente adeguata, è rimasta in esercizio durante tale periodo;
- la seconda fase, quella cd. "di regime", prevedendo la cessazione definitiva dell'esercizio operativo della PB-GAS e la conseguente riconduzione delle negoziazioni dei prodotti *locational*, come pure quelle relative alla regolazione dei quantitativi movimentati da stoccaggio, nell'ambito del MGAS.

Con successiva deliberazione 66/2017/R/GAS, l'AEEGSI ha approvato le disposizioni funzionali all'attuazione della seconda fase del nuovo sistema di bilanciamento gas, disponendo altresì la cessazione operativa della PB-GAS.

L'avvio a regime del nuovo bilanciamento gas - avvenuto il 1° aprile 2017 - ha pertanto comportato una ridefinizione del disegno del MGAS, all'interno del quale, nell'ambito del mercato a pronti, sono gestiti anche il mercato per la negoziazione dei prodotti *locational* (MPL) e il mercato per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS), precedentemente organizzati (in via transitoria) nell'ambito della PB-GAS.

Più in dettaglio, il modello di mercato risultante dal nuovo sistema di bilanciamento gas prevede:

- l'assunzione, da parte del GME, del ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse anche sul MPL e sul MGS, al pari di quanto già avveniva con riferimento ai mercati a pronti del gas (MGP-GAS e MI-GAS) e al mercato a termine del gas (MT-GAS);
- l'estensione anche al MPL e MGS delle modalità e tempistiche di fatturazione e *settlement* già previste su MGAS;
- l'estensione anche al MPL e MGS del sistema di garanzia già adottato per i mercati MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS, prevedendo: *i)* controlli di congruità delle offerte presentate dagli operatori sul MPL e sul MGS, rispetto all'ammontare delle garanzie prestate in favore del GME e *ii)* il versamento, da parte degli operatori, del contributo al fondo di garanzia di cui alla delibera 502/2016/R/GAS in continuità con quanto già previsto su MGAS;
- la disciplina dell'operatività di Snam Rete Gas nel suo duplice ruolo di responsabile del bilanciamento e di trasportatore, mutuando quanto avveniva nella fase "transitoria" per l'operatività posta in essere da Snam Rete Gas sul MGS.

Contestualmente sono stati rivisti altri aspetti operativi del sistema MGAS nel suo complesso, in maniera tale da poter assicurare una certa complementarietà, contiguità e coerenza logico-funzionale tra tutti i mercati componenti il mercato MGAS.

Nell'ambito della Disciplina MGAS, è stata, inoltre, prevista la possibilità, per il GME, di introdurre l'attività di *market making* sul MGAS.

## 1.2.2 I mercati dei carburanti

Il decreto legislativo 31 dicembre 2012, n. 249, in recepimento della direttiva 2009/119/CE del Consiglio U.E. del 14 settembre 2009 – recante l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi – pone l'obiettivo di rafforzare la legislazione nazionale in materia di scorte petrolifere di sicurezza, nonché di 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. In particolare, il GME è stato investito, *inter alia*, del compito di costituire, organizzare e gestire:

- una piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA) finalizzata a facilitare la negoziazione di capacità logistiche di breve, medio e lungo termine (articolo 21);
- una piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (P-OIL) (articolo 22).

In particolare, con riferimento alla costituzione della P-OIL, a valle del processo consultivo inerente la relativa proposta di Regolamento (DCO n. 03/2015), tenuto conto delle interlocuzioni intercorse con il MiSE e con le principali associazioni di categoria, nonché degli approfondimenti svolti circa taluni ulteriori aspetti del modello di funzionamento della P-OIL proposto, in particolare sotto il profilo concorrenziale, il GME ha elaborato una nuova proposta di Regolamento della P-OIL ed avviato il 5 maggio 2016 un secondo procedimento consultivo con la pubblicazione del DCO n. 04/2016.

A valle della conclusione del sopra menzionato procedimento consultivo, in considerazione dei suggerimenti pervenuti dagli operatori partecipanti alla consultazione, è proseguito il confronto con il Ministero dello Sviluppo Economico volto alla definizione delle regole di funzionamento della P-OIL.



### 1.2.3 Gli accordi di cooperazione con borse terze

Nel rispetto delle previsioni di cui alla deliberazione dell'AEEGSI n. 282/2015/R/GAS, abrogata e sostituita dalla deliberazione 66/2017/R/GAS, il GME, stante il ruolo ricoperto nell'ambito del sistema gas italiano ha sottoscritto, nel 2016, in qualità di *nomination agent*, uno specifico accordo di collaborazione con la borsa CME Europe Limited, facendo seguito all'interesse manifestato da quest'ultima a offrire, sulla propria piattaforma di negoziazione, strumenti finanziari con consegna fisica del gas presso l'*hub* italiano PSV (Punto di Scambio Virtuale, gestito da Snam Rete Gas S.p.A.).

Tale accordo di collaborazione con CME si aggiunge ai precedenti accordi sottoscritti dal GME con ICE Clear Europe Limited ed European Commodity Clearing (ECC).

I flussi informativi funzionali allo svolgimento dell'attività di *nomination agent* da parte del GME per le borse terze, come definiti dalla citata deliberazione, sono disciplinati nell'ambito della Convenzione in essere tra GME e Snam Rete Gas (SRG) relativa alla gestione del Mercato del Gas.

### 1.2.4 Il mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)

Nel mese di settembre 2016, il GME, a valle dei processi consultivi svolti presso i soggetti interessati (Documenti di Consultazione n. 07/2014, n. 01/2016), ha dato avvio al nuovo mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), introdotto nell'ambito del Mercato Elettrico a Pronti (MPE), nell'ambito del quale sono quotati, in modalità di negoziazione continua, prodotti giornalieri *baseload* e *peakload*.

Le proposte di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, avanzate dal GME per includere nel ME la disciplina del MPEG, sono state approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico - previo parere favorevole espresso dall'AEEGSI - con il Decreto Ministeriale del 19 luglio 2016.

Segnatamente, nell'ambito dell'MPEG è stato previsto che il GME quoti due tipologie di prodotti (ciascuna con due profili di consegna "*baseload*" e "*peakload*") definiti rispettivamente:

- prodotto con "*differenziale unitario di prezzo*", per il quale il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di *trading* è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;
- prodotto con "*prezzo unitario pieno*", per il quale il prezzo indicato nella formulazione delle relative offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di *trading* è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

In merito alla tipologia dei prodotti quotati, in fase di primo avvio, il GME ha introdotto il solo prodotto "*differenziale unitario di prezzo*", declinato secondo le due tipologie di profilo di consegna, rispettivamente profilo "*baseload*" e "*peakload*".

Rispetto alle modalità di negoziazione, la conclusione dei contratti su MPEG avviene mediante abbinamento automatico delle offerte in acquisto ed in vendita (c.d. negoziazione continua), presenti sul *book* di negoziazione secondo un calendario di svolgimento delle sessioni pubblicato sul sito internet del GME.

Al pari degli altri segmenti ricompresi all'interno del comparto del MPE, sul mercato dei prodotti giornalieri il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni, mentre il relativo *settlement* finanziario delle offerte accettate viene completato, in analogia a quanto attuato nel comparto MTE, nel secondo mese successivo al mese di consegna dell'energia (c.d. M+2).

## 1.2.5 L'avvio del *settlement* settimanale sui mercati dell'energia elettrica MGP, MI e sulla PCE

Nel mese di dicembre 2016<sup>6</sup> il GME ha adottato un'importante revisione delle tempistiche di pagamento, prevedendo il passaggio ad un sistema di *settlement* su base settimanale con riferimento alle partite energetiche scambiate su MGP e MI nonché per i CCT derivanti dalle registrazioni su PCE, rispetto al consolidato calendario su base mensile (cosiddetto "M+2").

Tale modifica ha consentito di avvicinare il più possibile le tempistiche di regolazione dei pagamenti del mercato elettrico italiano con quelle vigenti sui principali mercati europei, al fine di incrementare, tra l'altro, la confrontabilità dei prezzi su tutti i mercati elettrici europei.

Al riguardo, si rappresenta che la regolazione dei pagamenti netti su base settimanale ha determinato una complessiva rivisitazione dei processi amministrativi di fatturazione e pagamento, nonché del sistema di garanzia dei mercati coinvolti, realizzata attraverso:

- l'introduzione di uno strumento di pagamento tempestivo e automatico nell'esecuzione, ovvero il *SEPA Direct Debit Business to Business*, che prevede una modalità di addebito diretto sui conti bancari degli operatori, in caso di posizione netta a debito nei confronti del GME, a valle dell'acquisizione preventiva dei relativi mandati all'addebito da parte della generalità degli operatori;
- l'adeguamento del calcolo dell'esposizione sulla base delle negoziazioni su MGP e MI, nonché su PCE per il solo CCT, in funzione della minore durata del rischio da coprire, determinando di conseguenza la prestazione di una minore garanzia;
- il ricorso al meccanismo della fatturazione differita ai sensi dell'art. 21, comma 4, lettera a) del DPR 633/72, per effetto del quale viene prevista l'emissione dal GME e/o dagli operatori di una fattura riepilogativa a fine mese di tutte le cessioni di energia elettrica e CCT regolate finanziariamente nell'ambito dello stesso mese solare.

Al fine di dare attuazione a quanto delineato, il GME ha conseguentemente adeguato, previo apposito processo consultivo, le disposizioni di cui al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (Decreto MiSE del 21 settembre 2016) ed al Regolamento PCE (Deliberazione AEEGSI n. 501/2016/R/EEL del 15 settembre 2016). Il GME ha altresì proceduto a pubblicare le nuove versioni delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento, al fine di disciplinare tutti gli aspetti di dettaglio, sia amministrativi che tecnici, necessari per lo svolgimento delle attività connesse al *settlement* su base settimanale, che ha visto la sua prima attuazione con riferimento alle partite energetiche scambiate su MGP e MI nonché per i CCT derivanti dalle registrazioni su PCE in consegna dal 1° dicembre 2016.

<sup>6</sup> A settembre 2016 era stato già avviato, nell'ambito dell'MGAS, il passaggio a un sistema di regolazione dei pagamenti a cadenza settimanale.

## 1.3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

### 1.3.1 L'implementazione del Regolamento CACM

Nell'ambito degli atti implementativi del Terzo Pacchetto energia UE per l'avvio del mercato interno europeo dell'energia elettrica (Direttiva 2009/72/CE), il 15 agosto 2015 è entrato in vigore il Regolamento 2015/1222, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (*Capacity allocation and congestion management – CACM*). Il Regolamento CACM ("Regolamento" o "CACM") è volto a disciplinare i principi comuni per l'allocazione della capacità di trasmissione alle frontiere (sia per l'orizzonte temporale di mercato *Day Ahead* che per quello *Intra Day*), le procedure tecniche di coordinamento per la risoluzione delle eventuali congestioni sulle linee di interconnessione transfrontaliere, nonché le norme che ciascun Stato Membro dovrà applicare al fine di identificare ed assegnare internamente i ruoli e le funzioni operative di competenza.

Le borse elettriche sono sottoposte alla disciplina del CACM in qualità di singoli *Nominated Electricity Market Operator – NEMO*, che il Regolamento definisce all'art. 2.23 come "gestore del mercato elettrico designato (*Nominated Electricity Market Operator, "NEMO"*), [...] dall'autorità competente per espletare mansioni relative al *coupling* unico del giorno prima o al *coupling* unico infragiornaliero". In tale contesto, il GME, nel settembre 2015, è stato designato dal Ministero dello Sviluppo Economico quale unico NEMO di riferimento nel contesto del mercato elettrico italiano ai sensi e per gli effetti dell'art. 5 del CACM.

A seguito della relativa designazione e del successivo avvio delle attività di coordinamento poste in essere con gli altri *Nominated Electricity Market Operators – NEMOs*, il GME ha stipulato nel febbraio 2016 l'*Interim NEMO Cooperation Agreement – INCA* volto, *in primis*, a costituire il Comitato dei NEMOs ("*NEMO Committee*"), a disciplinarne i diritti di voto, a determinare gli obblighi di riservatezza tra i NEMOs, nonché le procedure di risoluzione delle eventuali controversie.

Nel corso del 2016, inoltre, il GME, unitamente agli altri *Nominated Electricity Market Operators (NEMOs)*, ha redatto ed inviato alle Autorità regolatorie competenti, per la loro approvazione, il piano che prevede come istituire e svolgere congiuntamente le funzioni di *Market Coupling Operator* richiesto dall'art. 7.3 del CACM.

Sempre nell'ambito delle attività di implementazione del CACM assegnate ai NEMO, il GME, congiuntamente agli altri NEMOs, ha redatto nel corso del 2016 ed inviato (gennaio 2017) alle Autorità di Regolazione competenti, per la loro approvazione, le metodologie di gestione operative relative alle "*Backup procedures*", "*Price Coupling and Continuous Matching Algorithm*", "*Products for Day Ahead and Intraday Markets, Maximum and minimum prices*".

### 1.3.2 Price Coupling of Regions – PCR

Con riferimento al progetto PCR, avviato e gestito dal GME unitamente alle principali Borse europee e finalizzato all'applicazione di un meccanismo di *market coupling* su scala UE applicabile all'orizzonte di mercato *day-ahead*, nel corso del 2016, dopo aver ricevuto dalla borsa elettrica austriaca (EXAA) la richiesta di fornitura dei servizi di PCR *coupling* da effettuarsi mediante il meccanismo di *Serviced PX*, il GME ha sottoscritto nel mese di dicembre 2016 il *Service Agreement GME-EXAA*, contratto di cooperazione relativo alle condizioni di fornitura, nell'ambiente operativo PCR, delle attività per la gestione delle offerte di mercato inviate da parte della borsa austriaca. L'avvio operativo del servizio da parte del GME è allo stato previsto nella seconda metà del 2017, risultando lo stesso subordinato sia all'adeguamento delle necessarie procedure PCR, sia al positivo esito della relativa fase di *testing*. Inoltre,

al fine di poter procedere all'avvio operativo, risulta necessario adattare, nell'ambito del *IBWT market coupling project*, tutte le procedure di pre e post *coupling* che ricadono nella competenza di EXAA e degli ulteriori soggetti coinvolti nell'allocazione della capacità transfrontaliera sulle frontiere austriache. Con riferimento infine agli sviluppi tecnici intercorsi nell'ambito del PCR, sempre nel 2016 è stata testata e messa in produzione una nuova versione incrementale dell'algoritmo Euphemia, mediante la quale è prevista la possibilità di gestire anche i prodotti di mercato con ampiezza temporale di 15/30 minuti.

### 1.3.3 Multiregional Price Coupling – MRC

L'avvio operativo del progetto IBWT, comportando l'integrazione del mercato italiano del giorno prima nel più ampio perimetro di gestione coordinata dei mercati elettrici europei *Day Ahead*, ha sancito l'ingresso a pieno titolo del GME nel progetto *Multi-Regional price Coupling (MRC)*, disciplinato da un accordo di cooperazione, denominato *MRC Day Ahead Operations Agreement (MRC DAOA)*<sup>7</sup>.

Il MRC si qualifica come sovra-progetto europeo di collaborazione e convergenza delle diverse Iniziative Regionali Europee (ERIs), volto a definire un contesto comune di riferimento, non solo operativo, per tutte le macro regioni che hanno avviato, o sono in procinto di avviare, le relative attività di *coupling* sul mercato del giorno prima<sup>8</sup> e a promuovere la convergenza delle fasi di pre e post *coupling* dei progetti regionali entrati nella fase di operatività.

### 1.3.4 Cross-Border Intraday – XBID

Nel percorso di integrazione dei mercati elettrici dell'UE, il GME partecipa, unitamente ad altri PXs europei, anche al progetto per il disegno e l'implementazione del processo di *coupling* infragiornaliero (*PXs Cross Borders Intra-Day – PXs XBID*) avendo sottoscritto il contratto *EU XBID PX Cooperation Agreement*. Attraverso tale cooperazione i Gestori di mercato europei – in coordinamento con i relativi Gestori di rete – potranno allocare, in modo implicito, la capacità interfrontaliera disponibile nell'orizzonte infragiornaliero, coerentemente con il modello di mercato (*Target Model*) delineato dalle disposizioni del Regolamento EC n. 2015/1222, recante "*Guideline on capacity allocation and congestion management – CACM*", entrato in vigore il 14 agosto 2015.

Il GME ha completato il formale processo di adesione al progetto XBID con la sottoscrizione del contratto *All Parties Cooperation Agreement*, che definisce il coordinamento tra borse e gestori di rete nella fase di disegno e implementazione del *target model* europeo per il *coupling* infragiornaliero. Con riferimento a tale progetto, nel corso del 2016, sono state finalizzate le negoziazioni con il fornitore dei servizi di *Hosting of the XBID Solution* ed è stato stipulato il contratto con il fornitore degli *MPLS Services*. Sempre nel 2016 sono inoltre entrate in vigore le modifiche introdotte a seguito del primo processo di revisione del contratto di cooperazione *EU XBID PX Cooperation Agreement*, resosi necessario al fine di adeguare il contratto alle evoluzioni del progetto.

<sup>7</sup> Il GME ha aderito, congiuntamente a TERNA, al MRC DAOA in data 4 febbraio 2015.

<sup>8</sup> Con riferimento al contesto italiano, la macro regione europea di riferimento è la *Central South Region*, nell'ambito della quale il progetto di *coupling* IBWT assume la qualifica di progetto regionale di riferimento.

### 1.3.5 Allocazione infragiornaliera della capacità di interconnessione disponibile sul confine IT-SLO

Il GME, al fine di recepire le previsioni di cui al Regolamento CACM – che disciplina, tra l'altro, i *Target Model* di riferimento per la gestione dei processi di integrazione dei mercati elettrici europei, tanto sull'orizzonte *Day Ahead* quanto con riferimento ai mercati Infra giornalieri – ha avviato, unitamente a Terna S.p.A. ed alla borsa ed il gestore di rete sloveni, un percorso di evoluzione dei modelli utilizzati per l'allocazione infragiornaliera della capacità di interconnessione disponibile sul confine Italia-Slovenia (progetto ID Ita-Slo), realizzato mediante l'introduzione di un meccanismo di *market coupling*, basato su un modello di asta implicita coerente con quello utilizzato per l'orizzonte *Day Ahead*.

In particolare, tale meccanismo di *Intraday Market Coupling* aveva l'obiettivo di costituire un primo *pilot project* volto a sviluppare l'esecuzione del *coupling* attraverso il funzionamento coordinato di alcune sessioni in asta del Mercato Infragiornaliero (MI) italiano con il mercato infragiornaliero sloveno. Come soluzione tecnica di partenza, detto *pilot project* ha interessato le sessioni del MI2 e del MI5 del mercato italiano.

In esito all'approvazione della documentazione contrattuale necessaria per l'avvio operativo da parte del Regolatore – avvenuta con Deliberazione n. 297/2016/R/eel del 9 giugno 2016 – e da parte del MiSE – espressa con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 giugno 2016 relativo alle modifiche apportate alla Disciplina ME – il progetto è stato avviato operativamente il 21 giugno 2016.

### 1.3.6 IBWT – XBID Local Implementation Project – LIP

Sempre nell'ambito delle attività di sviluppo dei mercati infra giornalieri, nel 2016, sono state avviate, tra i Paesi confinanti sulla frontiera nord italiana, le negoziazioni funzionali alla partenza dell'*XBID Local Implementation Project*–LIP, con l'obiettivo comune di integrare ed estendere nell'ambito del processo di implementazione dell'*Intraday target model* europeo anche il *pilot project Intraday* tra Italia e Slovenia. A tal fine le Borse ed i TSO del citato LIP Project hanno pubblicato nel dicembre 2016 il documento di consultazione denominato "*Consultation Paper on Intraday Coupling model for Italian Borders*" contenente una proposta per l'implementazione del modello di *coupling Intraday*, nell'ambito della quale, nel rispetto dei principi e delle norme contenuti nel Regolamento CACM, la gestione del meccanismo di *coupling Intraday*, incentrata su modalità di contrattazione continua, viene parimenti completata da un meccanismo parallelo di aste *Intraday* su base regionale.

Per le finalità sopra indicate, a partire dagli ultimi mesi del 2016, le parti del LIP project partecipano congiuntamente alle negoziazioni di un primo accordo di cooperazione denominato "*Cooperation Agreement for the design and implementation phase of the intraday Italian Borders Working Table*." Con la finalizzazione di tale accordo, la cui stipula è allo stato prevista nel secondo semestre 2017, le parti del LIP project si impegneranno reciprocamente a definire tutti gli aspetti tecnici e di *governance* necessari per procedere nel corso del 2019 sulle frontiere italiane al *go live* del *coupling intraday XBID*, completato mediante lo svolgimento di aste di apertura regionali per l'allocazione della capacità transfrontaliera disponibile nell'orizzonte *Intraday*.

### 1.3.7 Association of European Power Exchanges – EUROPEX

Il GME ha confermato, anche per il 2016, l'impegno in ambito internazionale quale parte attiva del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE.

L'attività svolta nei singoli progetti di integrazione relativi tanto all'orizzonte *Day Ahead* quanto al contesto *Intraday* di cui ai precedenti paragrafi è stata inoltre affiancata dalla partecipazione del GME

ai gruppi di lavoro costituiti in ambito Europex, l'associazione di categoria che nel contesto comunitario coordina e veicola verso gli *stakeholders* di riferimento (ACER, COMMISSIONE EUROPEA, ENTSO-e, etc.) le posizioni e le *best practices* individuate dalle borse energetiche europee sia con riferimento alle tematiche relative alla definizione e recepimento dei modelli di mercato che con riferimento al coordinamento delle funzioni relative al monitoraggio dei mercati all'ingrosso e all'applicazione del Regolamento REMIT.

Nel novero delle attività svolte all'interno dell'associazione, il GME ha partecipato al *Working Group Power Markets* (WGPM), la cui *mission* si è focalizzata, principalmente nella seconda metà del 2016, sull'analisi delle nuove proposte normative contenute nel c.d. *Winter Package* (WP) pubblicato dalla CE nel mese di dicembre 2016<sup>9</sup>. Segnatamente, con tali proposte emendative la CE intende apportare talune modifiche alle Direttive di riferimento contenute nel Terzo Pacchetto energia UE.

All'interno di tale gruppo sono stati inoltre discussi e condivisi i contributi di risposta dell'associazione ai relativi documenti di consultazione promossi dalle istituzioni comunitarie in materia di riorganizzazione ed efficientamento dei mercati elettrici all'ingrosso, nonché della documentazione redatta in funzione dei vari forum organizzati a livello comunitario (Florence Forum, Madrid Forum, etc.). In tale ambito, un secondo processo di attività si è focalizzato nella risposta dell'Associazione alla consultazione effettuata da ENTSO-e in merito ai principi di gestione e revisione della configurazione delle "*bidding zones*" europee. Per mezzo delle attività svolte nel WGPM, il GME inoltre monitora l'evoluzione dei processi che si sviluppano in seno ai tre *European Stakeholder Committees* europei (ESC) – declinati in *Market, System Operational, Grid Connection network codes* – istituiti e presieduti da ACER ed ENTSO-E al fine di realizzare una maggiore divulgazione e concertazione delle norme di riferimento da includere nei relativi *Network Codes* previsti dalle Direttive del terzo pacchetto UE.

Un secondo filone dell'attività associativa ha riguardato i lavori del *Working Group on Financial Instrument and Transparency* (WGFIT), la cui attività si è principalmente concentrata nella valutazione degli elementi di recepimento e di corretta applicazione della normativa REMIT. In tale contesto, il GME, anche mediante la partecipazione alle varie *Round-Table* svoltesi con i rappresentanti di ACER, ha potuto analizzare e monitorare le principali direttrici di sviluppo dei processi di coordinamento per il trasferimento verso l'Agenzia degli ordini e dei contratti di negoziazione posti in essere dagli operatori di mercato, al fine di adempiere correttamente agli obblighi previsti dalla normativa REMIT.

A completamento delle azioni svolte in ambito associativo, anche nel 2016 il GME ha confermato la propria rappresentanza anche negli ulteriori gruppi di lavoro presenti all'interno di EUROPEX, ovvero il *Working Group Environmental markets*, focalizzato sull'analisi della normativa e delle *policy* europee per la gestione dei mercati e delle piattaforme ambientali ed il gruppo *Working Group Gas Markets*, la cui attività è rivolta agli sviluppi inerenti il mercato integrato comunitario del gas naturale.

In particolare, rispetto alle attività sviluppatesi nell'ambito del gruppo di analisi dei mercati ambientali, il GME ha fornito supporto anche al *Position Paper* pubblicato dall'Associazione nel febbraio 2017 in risposta e commento alle proposte normative della CE ricondotte nel pacchetto normativo denominato "*Clean Energy for all Europeans*".

Da ultimo, dal punto di vista della crescita dimensionale, nel 2016, con l'adesione a EUROPEX da parte di IBEX (borsa elettrica bulgara) e da parte di CROPEX (borsa elettrica croata), i membri totali della compagine degli associati sono saliti a 27.

<sup>9</sup> Tali proposte normative sono allo stato sottoposte alla procedura di comitologia europea che coinvolgerà progressivamente nei prossimi mesi i diversi organi legislativi europei in vista dell'approvazione finale del pacchetto e relativa entrata in vigore (prevista nella seconda metà del 2017).

## 1.4 IL MONITORAGGIO

### 1.4.1 Piattaforme REMIT

Nel rispetto delle previsioni di cui al Regolamento UE n.1227/2011, inerente la trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia all'ingrosso (REMIT), nonché del Regolamento di esecuzione UE n. 1348/2014 (*Implementing Acts*), il GME gestisce due distinte piattaforme, istituite al fine di supportare i soggetti operanti a vario titolo sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas nell'adempimento degli obblighi di *data reporting* verso ACER (art. 8 REMIT) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (art. 4 REMIT).

Il REMIT pone in capo agli operatori dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale l'obbligo di trasmettere ad ACER tutte le operazioni effettuate in riferimento a contratti di fornitura e trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale (c.d. *data reporting*), sia attraverso la presentazione di ordini di compravendita e transazioni eseguite sui mercati organizzati (c.d. contratti *standard* eseguiti sui mercati organizzati), sia attraverso contrattazioni OTC (contratti *standard* e non *standard*). In tale contesto, il GME, in qualità di soggetto accreditato presso ACER all'attività di *reporting* (RRM), ha istituito la piattaforma PDR con l'obiettivo di offrire a tutti gli operatori iscritti ad uno o più mercati del GME un servizio il più possibile completo ed efficiente per l'adempimento degli obblighi di trasmissione dei dati imposti dal REMIT.

#### La Piattaforma di Data Reporting (PDR)

Il perseguimento di tali obiettivi è stato rafforzato nel corso del 2016 attraverso iniziative mirate non solo a supportare gli operatori nell'adempimento ai propri obblighi di reportistica, ma anche ad agevolarli ulteriormente attraverso interventi evolutivi sulla piattaforma, al fine di gestire con maggiore efficacia il crescente onere computazionale e gestionale derivante dall'aumento dei richiedenti il servizio e dei *report* trasmessi ad ACER.

In particolare, a partire dal 7 aprile 2016, il GME ha assicurato agli operatori la possibilità di adempiere al proprio obbligo di reportistica non solo in relazione ai contratti *standard* eseguiti sui mercati organizzati (già attivo dal 7 ottobre 2015 attraverso il servizio *Data reporting*), ma anche rispetto ai contratti OTC (*standard* e non *standard*) attraverso il servizio *Upload*.

In tema di *reporting* dei contratti OTC, inoltre, il GME ha ampliato l'ambito di applicazione del servizio PDR, consentendo all'operatore sottoscrittore del contratto di *data reporting* con il GME di effettuare il caricamento dei dati anche per la propria controparte contrattuale, previo apposito mandato e/o delega da parte della controparte stessa. Termini e condizioni di erogazione di questo nuovo servizio sono stati disciplinati nella versione aggiornata del contratto PDR, pubblicata dal GME il 18 luglio 2016.

Alla data del 31 marzo 2017, gli operatori abilitati alla PDR ammontano a 260, dei quali 229 (circa l'88% del totale) hanno scelto il GME come proprio RRM attivando il servizio di *Data reporting* o *Data reporting* con *Upload*. Nei primi sei mesi dall'avvio della seconda fase di *reporting*, riferita al periodo 7 aprile 2016 – 6 ottobre 2016, la PDR ha trasmesso ad ACER circa 86.000 report, un numero confrontabile con quanto osservato dal 7 ottobre 2015 al 6 aprile 2016 (c.d. prima fase del *reporting*), seppur in misura leggermente superiore (+10% circa). Nel medesimo periodo, in virtù dell'entrata in vigore ad aprile 2016 dell'obbligo di reportistica anche dei contratti OTC, è risultato invece in deciso aumento il numero di Report caricati su PDR direttamente dagli operatori attraverso il servizio *Upload*, salito a circa 5.000 (circa 10 volte il valore registrato per il medesimo servizio nella prima fase del *reporting*). Inoltre l'apertura al *reporting* anche per conto della propria controparte contrattuale ha favorito un ulteriore incremento dei report inviati attraverso il servizio *Upload*, che nei sei mesi successivi il termine ultimo di sottoscrizione del nuovo Contratto PDR (7 ottobre 2016 – 30 marzo 2017) hanno registrato un incremento di circa il 60%, raggiungendo gli 8.000 report trasmessi ad ACER.

Nell'ambito delle misure previste dal REMIT per la prevenzione di pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, nel 2016 il GME ha reso disponibile agli operatori una piattaforma informatica per la pubblicazione delle informazioni privilegiate (PIP), attiva dal 4 gennaio 2016, operativa 24 ore su 24 e 7 giorni su 7 e inserita nell'elenco delle piattaforme europee fornito da ACER sul REMIT Portal.

*Piattaforma per la pubblicazione delle Informazioni Privilegiate (PIP)*

Secondo quanto previsto dal regolamento REMIT, è da intendersi informazione privilegiata "un'informazione che ha carattere preciso, che non è stata resa pubblica, che concerne, direttamente o indirettamente, uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, se resa pubblica, potrebbe verosimilmente influire in modo sensibile sui prezzi di tali prodotti" (art. 2).

In tale contesto regolatorio, attraverso la PIP il GME ha inteso offrire ai soggetti interessati uno strumento che consenta l'efficace assolvimento degli obblighi di pubblicazione delle informazioni di propria pertinenza, raccogliendo peraltro l'invito rivolto in modo non vincolante da ACER ai mercati organizzati a realizzare piattaforme centralizzate, standardizzate e accessibili al più ampio numero di soggetti possibili, ove concentrare la raccolta delle informazioni privilegiate e favorire con ciò un aumento della trasparenza e della concorrenza tra operatori.

Da un punto di vista tecnologico, al fine di favorire la *compliance* degli operatori agli obblighi imposti dal REMIT, la PIP è stata realizzata seguendo le modalità operative e le specifiche tecniche indicate da ACER nei documenti preposti<sup>10</sup> ed è stata aperta, previa sottoscrizione dell'apposito contratto, a tutti i soggetti correttamente registrati presso il Registro Europeo di ACER, indipendentemente dal possesso della qualifica di operatori su uno o più mercati/piattaforme del GME e indipendentemente dalla collocazione geografica dei loro *asset*.

La PIP è sottoposta ad una costante attività di supervisione da parte del GME, mirata ad assicurarne il mantenimento dei livelli di servizio offerto in termini di fruibilità e tempestività di pubblicazione e a favorirne un continuo allineamento alle esigenze manifestate dai soggetti a vario titolo interessati.

In tal senso, sviluppi evolutivi della piattaforma sono stati effettuati già nel 2016, al fine, da un lato, di consentire ad ACER la raccolta tramite *web feed* dei dati di indisponibilità comunicati dagli operatori<sup>11</sup>, dall'altro, di accrescerne l'interazione coi sistemi aziendali degli operatori in fase di *download/upload* dei dati. Nel corso del 2016 la PIP ha visto la progressiva adesione di un numero crescente di operatori. In particolare, il numero di iscritti alla piattaforma ha superato le 100 unità (107), di cui circa il 25% attivo con messaggi relativi ad indisponibilità di capacità. Tra questi diversi *big player* del mercato elettrico, per un totale di circa 420 unità di produzione registrate e 66 GW di capacità installata.

## 1.4.2 Gli esiti dell'attività di monitoraggio

Il GME svolge attività di monitoraggio delle operazioni compiute sui propri mercati per garantirne l'efficienza, la trasparenza e promuoverne la liquidità. Tale attività è finalizzata ad individuare la messa in atto da parte degli operatori di pratiche contrarie alle disposizioni previste dai Regolamenti e dalle Discipline dei mercati o alla normativa nazionale e comunitaria vigente in materia.

L'attività di monitoraggio dei mercati è svolta in coordinamento con le principali Istituzioni competenti in materia, per le quali il GME è interlocutore di riferimento, sia in Europa, contribuendo al processo di progressiva attuazione del REMIT, sia in Italia, ove ha confermato la proficua collaborazione con l'AEEGSI e con i soggetti istituzionali interessati.

<sup>10</sup> Documento di consultazione "Common Schema for the Disclosure of Inside Information – Public Consultation Paper" e documento "Guidance on the implementation of web feeds for Inside Information Platforms" pubblicato da ACER il 15 novembre 2016.

<sup>11</sup> Secondo quanto indicato da ACER nel documento "Guidance on the implementation of web feeds for Inside Information Platforms".



In particolare, in ambito europeo, nel 2016 la partecipazione del GME al consolidamento e alla armonizzazione delle pratiche di monitoraggio si è concretizzata, oltre che nella gestione delle due piattaforme REMIT<sup>12</sup>, nella rinnovata presenza ai tavoli di lavoro e nei diversi gruppi di esperti organizzati da ACER e da Europex in materia di monitoraggio dei mercati all'ingrosso, con particolare riferimento ai temi di manipolazione di mercato, *insider trading* e *data reporting*.

A livello nazionale, il GME ha garantito il supporto all'AEEGSI fornendo costantemente reportistica, simulazioni *what-if* ed elaborazioni *ad hoc*, all'interno del *framework* regolatorio storicamente definito dalla deliberazione ARG/ELT 115/08 (TIMM). Inoltre, il GME ha rafforzato il proprio ruolo nel corso dell'ultimo triennio con l'attività di segnalazione di comportamenti potenzialmente non conformi tenuti dagli operatori sui mercati effettuata ai sensi dell'art. 15 del Regolamento UE n. 1227/2011 (REMIT), e in virtù della possibilità per l'Autorità di regolazione di avvalersi del GME, ai sensi della legge n. 161 del 30 ottobre 2014, nelle indagini relative alla mancata osservazione da parte degli operatori dei divieti di *insider trading* e di manipolazione di mercato (art. 3 e 5 REMIT) e degli obblighi di *disclosure* delle informazioni privilegiate (art. 4 REMIT).

In tale contesto, ed alla luce delle indicazioni fornite da ACER nella quarta edizione delle Linee Guida sull'applicazione del REMIT<sup>13</sup> pubblicata il 17 giugno 2016, nel corso dell'anno il GME è stato impegnato soprattutto nell'ulteriore evoluzione delle procedure e degli strumenti impiegati per garantire il corretto utilizzo dei mercati, con l'introduzione di uno specifico piano di controlli atto a verificare periodicamente lo stato di sviluppo ed avanzamento dell'attività di monitoraggio e, infine, nell'ambito di quest'ultima, su una ulteriore standardizzazione del processo di valutazione dei comportamenti osservati quotidianamente sui mercati.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio sono sinteticamente riportati nella tabella 1.4.1.

Da rilevare che i significativi incrementi di prezzo registrati sui mercati MGP e MTEE tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 hanno generato una forte crescita del numero di casi analizzati nell'ambito delle attività di monitoraggio. Tali situazioni sono riconducibili ad adeguamenti delle modalità d'offerta degli operatori a contesti di mercato resi particolarmente rialzisti dalle criticità registrate nel mercato francese nel caso del MGP e dai segnali di percepita scarsità dei titoli nel caso del MTEE.

#### Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio

Tab. 1.4.1

Anno	Mercato	Provvedimento	N°	Operatori interessati
2013	MCV	Segnalazione ad AEEGSI	5	12
2013	MTEE	Segnalazione ad AEEGSI	7	9
2014	MCV	Sospensione cautelare + sospensione di 1 mese	1	1
2014	MTEE	Archiviazione	1	1
2014	MTE	Segnalazione ad AEEGSI	1	2
2015	MTEE	Sospensione per tre sessioni	1	1
2016	MGP	Segnalazione ad AEEGSI	5	21
2016	MI-GAS	Segnalazione ad AEEGSI	1	1
<b>TOTALE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>48</b>

12 Per ulteriori dettagli si rimanda al par. 1.4.1 della presente Relazione Annuale.

13 Si fa riferimento al documento *Guidance on the application of Regulation (EU) N. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency*.

## 1.5 I RISULTATI

### 1.5.1 Volumi e operatori

Nel 2016 si consolidano il *trend* di crescita dei mercati organizzati gestiti dal GME e l'arretramento delle contrattazioni bilaterali. I segnali positivi giungono sia dai mercati elettrici che, in un contesto di domanda calante, registrano un aumento delle contrattazioni e della partecipazione attiva, che dai mercati del gas ed ambientali.

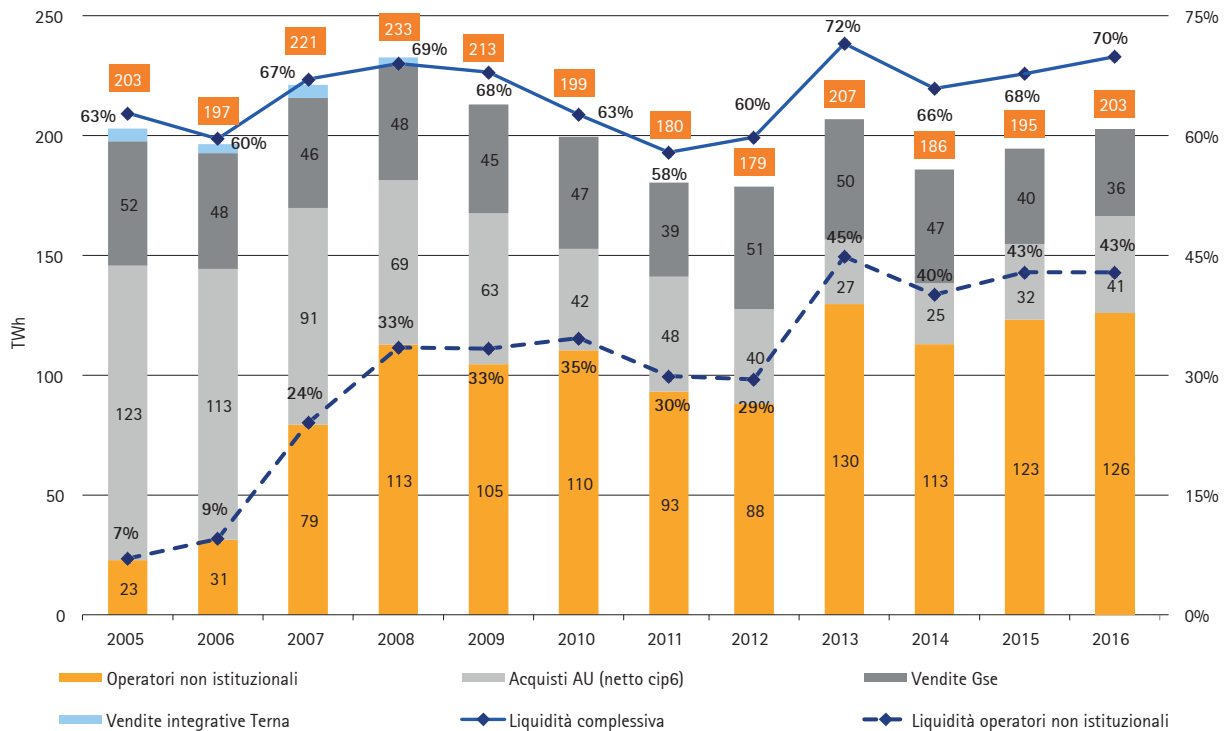
Per quanto concerne il settore elettrico, nonostante il calo della richiesta di energia rilevato da Terna nel 2016 (-2,1%) che la riporta ai livelli minimi del 2014 (310 TWh), i mercati spot gestiti dal GME registrano nuovi aumenti sia in termini di volumi scambiati (318 TWh; +1,5%) che di partecipazione attiva degli operatori (nonostante il lieve calo degli iscritti su IPEX) (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2). Le contrattazioni sul mercato a pronti organizzato (MPE) volano a 231 TWh (+4,9%), confermandosi in espansione nel più importante Mercato del Giorno Prima (MGP), che si attesta a 203 TWh (+3,9%), ma soprattutto nel Mercato Infragiornaliero (MI), che raggiunge il massimo storico di 28 TWh (+12,1%), consolidando, pertanto, il proprio ruolo di sostanziale strumento di flessibilità più idoneo a recepire tempestivamente le oscillazioni dei consumi (sia le vendite che gli acquisti dei grossisti si confermano sui livelli alti degli ultimi anni) e le dinamiche di produzione (il saldo tra vendite e acquisti degli impianti termoelettrici tradizionali sale ai massimi storici). Tali sviluppi sembrano aver inciso sulla dinamica della contrattazione bilaterale che mostra complessivamente, sia in termini di volumi registrati che di sbilanciamento a programma, un trend calante. Anche i programmi di produzione nominati su MGP segnano un'altra pesante flessione (-6,4%), registrando il secondo valore più basso di sempre a 87 TWh (erano 82 TWh nel 2013).

*Ripiega la domanda elettrica, ma la liquidità del mercato ha un nuovo slancio sostenuta dall'Acquirente Unico e dagli operatori non istituzionali*

Dalle suddette dinamiche trae beneficio la liquidità del mercato che guadagna 2,2 punti percentuali sull'anno precedente portandosi al 70,0%, livello superato solo una volta in passato e sempre nel 2013. Un importante contributo alla crescita è fornito dalla consistente ripresa degli acquisti su IPEX dell'Acquirente Unico (+28,2%), che si attestano sul livello più alto degli ultimi cinque anni, pari a 41 TWh, con una quota del 14% sul totale scambiato (+3 punti percentuali sul 2015). In crescita anche i volumi scambiati dagli operatori non istituzionali, pari a 126 TWh, livello inferiore solo al picco del 2013, con la corrispondente liquidità stabile al 43%; calano, invece, le vendite del GSE, a quota 36 TWh (-9,3%) (Fig. 1.5.1).

La liquidità sul MGP

Fig. 1.5.1



Nel 2016 sulla PCE, dopo la lunga fase espansiva che l'ha caratterizzata sin dal suo avvio, i contratti registrati segnano per la prima volta una battuta d'arresto, ripiegando dal massimo storico del 2015 a 342 TWh (-3,5%). Il *churn ratio* permane tuttavia su livelli tra i più alti (2,04), a testimonianza dell'interesse degli operatori per tale contrattazione quale strumento sia di copertura del rischio che di *trading* (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

Segnali negativi dalle contrattazioni a termine

Nel Mercato elettrico a termine (MTE), nel 2016 si assiste per il secondo anno consecutivo alla drastica riduzione delle negoziazioni (1 TWh; -79,0%) e alla totale assenza di registrazioni di transazioni O.T.C. a fini di *clearing*.

Il quadro normativo dei Mercati del Gas gestiti dal GME ha subito, nell'ultima parte del 2016, delle importanti modifiche strutturali. A partire, infatti, dal giorno gas 1° ottobre 2016 sono entrati in vigore la nuova Disciplina del mercato del gas naturale ed il nuovo Regolamento della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (Regolamento PB-Gas), modificati al fine di avviare il sistema di bilanciamento secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1 della delibera 312/2016/R/GAS che prevede anche la cessazione dell'attività dei due comparti G+1 e G-1 e l'avvio del Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) e del Mercato dei Prodotti Locali (MPL).

Nuova fase positiva del mercato del gas a pronti

Il nuovo contesto regolatorio ha dato un impulso positivo ai due mercati a pronti gestiti dal GME: raddoppiano gli iscritti alla fine dell'anno, pari a 158 operatori (+70 rispetto al 2015), mentre esplose il numero degli operatori attivi (+45 su MGP-gas, +42 su MI-gas) e ripartono gli scambi, saliti al massimo storico di 7,42 TWh (erano 1,01 TWh nel 2015). In soli tre mesi il mercato MP-gas, comprensivo di MGP-gas e MI-gas, si è trasformato complessivamente nella più liquida piattaforma di contrattazione dei mercati del gas, raccogliendo il 69% degli scambi complessivamente registrati tra ottobre e dicembre.

In corrispondenza della accresciuta operatività sul mercato a pronti, si osserva un ridimensionamento

della PB-Gas che, a valle delle modifiche al regolamento, con gli attuali mercati MGS e MPL, raccoglie nell'ultimo trimestre del 2016 3,27 TWh, il 30% degli scambi registrati sul totale dei mercati e delle piattaforme gas gestite dal GME. Relativamente, invece, al periodo gennaio-settembre 2016, sulla PB-Gas sono stati scambiati 36,79 TWh, in aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+7,7%); la crescita è stata sostenuta dai volumi scambiati da Snam sia nel comparto G+1 (+6,9%) che nel comparto G-1 (+22,8%), mentre la componente "extrabilanciamento" (relativa solo al primo comparto), con 9,1 TWh, è rimasta pressoché invariata rispetto allo stesso periodo del 2015. Gli scambi conclusi direttamente tra operatori sulla PB-Gas in eccesso rispetto ai volumi richiesti o offerti dal Responsabile del bilanciamento, hanno rappresentato il 29,7% del totale scambiato nel comparto, confermando l'importanza della piattaforma come strumento di scambio "spot" (era oltre 31% nel 2015) (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

Nel 2016 si rafforza l'interesse da parte degli operatori per i meccanismi di incentivazione dei due mercati ambientali attivi. Infatti, sia i Titoli di Efficienza Energetica che le Garanzie d'Origine segnano un rilancio in termini di partecipazione, con l'aumento del numero degli iscritti e degli operatori attivi ovunque ai massimi storici, e la crescita dei volumi contrattati.

*Si consolida la crescita dei volumi scambiati sui mercati ambientali*

I volumi scambiati di TEE salgono a 9,38 milioni di tep (+7,5%), con una crescita trainata esclusivamente dalle negoziazioni effettuate nel mercato organizzato che, con 5,54 milioni di tep (+46,6%), fissano il loro massimo storico. Per contro, i titoli scambiati nel Registro TEE segnano una nuova brusca contrazione (-22,4%) e si portano sul livello più basso degli ultimi cinque anni, pari a 3,84 milioni di tep. Tali sviluppi riflettono principalmente i cambiamenti nell'assetto regolatorio di tale meccanismo avviati ad ottobre del 2015 a seguito dei quali il GME ha assunto il ruolo di controparte centrale degli scambi, annullando concretamente il rischio a carico degli operatori, e sono state introdotte semplificazioni negli adempimenti amministrativi-contabili.

Per quanto riguarda le Garanzie d'Origine, i volumi negoziati si confermano in crescita per il quarto anno consecutivo, segnando il massimo storico a 52,80 TWh (+14,3%). Tali dinamiche riflettono esclusivamente gli sviluppi della Piattaforma Bilaterale (PBG0) che, con 52,69 TWh (+14,4%), mantiene la quota dominante (99,8%). Pertanto restano residuali gli scambi nel Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), subentrato nel 2013 al MCOFER, dove sono scambiate garanzie per soli 0,11 TWh (+6,6% dal minimo storico del 2015). Tuttavia, su entrambe le piattaforme emergono segnali positivi dai dati sulla partecipazione degli operatori sia in termini di numero degli iscritti a fine anno (+26 su MGO, +31 su PBGO) che di partecipazione attiva (+6 operatori con abbinamenti su MGO, +30 su PBGO).

Si ricorda infine che il 30 giugno 2016, in applicazione alle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012 (cd. Decreto FER elettriche) e, in particolare, delle previsioni adottate in attuazione dell'art. 24 del d.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in tema di cessazione del meccanismo dei certificati verdi, è cessata l'operatività dei sistemi e delle piattaforme di negoziazione relativi al Mercato dei certificati verdi (MCV) ed alla Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV). Pertanto, nei primi sei mesi del 2016 con 1,26 TWh negoziati sul mercato organizzato (MCV) e 7,98 TWh sulla PBCV si esauriscono gli obblighi, per produttori e importatori da fonti convenzionali, di immettere energia attraverso il meccanismo dei certificati verdi (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

## 1.5.2 Trend operatori dei mercati GME

### Operatori sui mercati del GME

Tab. 1.5.1

N. Operatori*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Var. 16/15
<b>Mercati Elettrici</b>								
<b>IPEX</b>								
- iscritti	207	192	200	223	254	264	245	-19
- con offerte								
<i>MGP</i>	131	137	149	159	194	208	219	+11
<i>MI</i>	69	91	114	122	149	164	173	+9
<i>MTE</i>	15	20	25	22	19	13	11	-2
<i>MPEG</i>							16	+16
<b>PCE</b>								
- iscritti	205	208	259	287	317	321	321	0
- con programmi	95	103	120	125	126	117	106	-11
<b>Mercati del Gas</b>								
<b>MGAS</b>								
- iscritti	20	33	42	66	71	88	158	+70
- con offerte								
<i>MGP</i>	3	17	15	10	-	-	45	+45
<i>MI</i>	-	7	5	4	5	15	57	+42
<i>MTGAS</i>				-	-	-	-	0
<b>PB-GAS</b>								
- iscritti		60	65	74	86	96	107	+11
- con offerte								
<i>Comparto G+1</i>		59	74	73	77	75	76	+1
<i>Comparto G-1</i>				8	45	51	51	0
<i>MGS</i>							61	+61
<i>MPL</i>							5	+5
<b>P-GAS</b>								
- iscritti	53	61	72	77	78	80	86	+6
- con offerte								
<i>Import</i>	21	17	18	19	14	2	2	0
<i>Ex d.lgs. 130/10</i>			13	4	-	-	-	0
<i>Royalties</i>	25	25	26	12	4	5	4	-1
<b>Mercati Ambientali</b>								
<b>MCV**</b>								
- iscritti	620	675	745	852	901	908	911	+3
- con abbinamenti	173	207	235	303	322	290	215	-75
<b>PBCV**</b>								
- iscritti	969	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509	0
- con abbinamenti	603	646	622	871	851	763	570	-193
<b>MTEE</b>								
- iscritti	334	379	447	588	838	1055	1281	+226
- con abbinamenti	209	235	264	328	458	609	170	+199
<b>Registro TEE</b>								
- iscritti	421	513	635	866	1.196	1.469	1.775	+306
- con abbinamenti	189	206	238	298	378	402	475	+73
<b>MGO</b>								
- iscritti			180	262	291	299	325	+26
- con abbinamenti			28	62	21	14	20	+6
<b>PBGO</b>								
- iscritti			219	324	359	374	405	+31
- con abbinamenti			59	159	148	140	170	+30

\* 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.

## Volumi scambiati sui mercati del GME

Tab. 1.5.2

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Var. 16/15
<b>Mercati Elettrici</b>									
<b>MGP**</b>	<b>313,43</b>	<b>318,56</b>	<b>311,49</b>	<b>298,67</b>	<b>289,15</b>	<b>281,98</b>	<b>287,13</b>	<b>289,70</b>	<b>+0,6%</b>
Borsa	213,03	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	+3,9%
Bilaterale	100,39	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	-6,4%
<b>MI/MA**</b>	<b>11,93</b>	<b>14,61</b>	<b>21,87</b>	<b>25,13</b>	<b>23,34</b>	<b>22,79</b>	<b>24,92</b>	<b>28,01</b>	<b>+12,1%</b>
MI1	1,68	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	+16,2%
MI2	0,95	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	+12,9%
MI3			1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	+1,3%
MI4			0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	1,20	-5,7%
MI5							2,24	2,31	+9,0%
MA	9,30								
<b>MTE</b>	<b>0,12</b>	<b>6,29</b>	<b>33,44</b>	<b>54,96</b>	<b>41,10</b>	<b>32,27</b>	<b>5,09</b>	<b>1,07</b>	<b>-79,0%</b>
Borsa	0,12	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	-79,0%
OTC clearing	-	-	1,77	24,60	33,10	13,87	-	-	-
<b>MPEG</b>								<b>0,00</b>	<b>-</b>
<b>PCE*</b>	<b>176,35</b>	<b>236,48</b>	<b>290,82</b>	<b>307,61</b>	<b>325,50</b>	<b>345,72</b>	<b>354,47</b>	<b>342,14</b>	<b>-3,5%</b>
<b>Mercati del Gas</b>									
<b>MGAS</b>		<b>0,00</b>	<b>0,16</b>	<b>0,17</b>	<b>0,02</b>	<b>0,10</b>	<b>1,01</b>	<b>7,42</b>	<b>+636,3%</b>
MGP		0,00	0,15	0,14	0,01	-	-	0,33	-
MI		-	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	+603,1%
MTGAS					-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>			<b>1,71</b>	<b>34,93</b>	<b>40,88</b>	<b>41,52</b>	<b>48,19</b>	<b>40,06</b>	<b>-16,9%</b>
Comparto G+1			1,71	34,93	40,83	38,58	40,86	30,57	-25,2%
Comparto G-1					0,05	2,94	7,33	6,22	-15,1%
MGS								3,27	-
MPL									
<b>P-GAS</b>		<b>2,14</b>	<b>2,91</b>	<b>2,87</b>	<b>0,62</b>	-	-	-	-
Import		0,00	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10									
Royalties		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-	-
<b>Mercati Ambientali</b>									
<b>CV</b>	<b>23,40</b>	<b>25,37</b>	<b>31,09</b>	<b>32,33</b>	<b>44,81</b>	<b>43,05</b>	<b>36,78</b>	<b>9,23</b>	<b>-74,9%</b>
Borsa	1,84	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26	-81,9%
Bilaterale	21,56	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98	-73,3%
<b>TEE (milioni di tep)</b>	<b>2,34</b>	<b>3,09</b>	<b>4,10</b>	<b>7,62</b>	<b>8,24</b>	<b>11,76</b>	<b>8,73</b>	<b>9,38</b>	<b>+7,5%</b>
Borsa	0,97	0,98	1,28	2,53	2,82	3,49	3,78	5,54	+46,6%
Bilaterale	1,36	2,11	2,82	5,08	5,42	8,27	4,95	3,84	-22,4%
<b>GO</b>				<b>2,22</b>	<b>42,63</b>	<b>44,48</b>	<b>46,18</b>	<b>52,80</b>	<b>+14,3%</b>
Borsa				0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	+6,6%
Bilaterale				1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	+14,4%

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

\*\* Le variazioni rispetto all'anno precedente sono calcolate in media ordinaria per tenere conto dell'anno bisestile.

## 1.5.3 Risultati economici

Il 2016 è stato caratterizzato da un decremento delle partite passanti<sup>14</sup> di circa 3,5 miliardi di euro (-20,7%, rispetto all'anno precedente), per effetto prevalentemente della riduzione dei ricavi per vendita energia sul Mercato Elettrico (-3,8 miliardi di euro), in conseguenza della riduzione dei volumi in consegna sul Mercato Elettrico a Termine e della consistente riduzione del PUN, solo parzialmente compensati dai maggiori volumi intermediati sul Mercato Elettrico a Pronti. Al decremento del controvalore dell'energia intermediata sul Mercato Elettrico a pronti e a termine si contrappone sia l'aumento – per oltre 0,1 miliardi di euro – dei ricavi per vendita di gas naturale, derivante dai maggiori volumi intermediati sul mercato a pronti, sia l'aumento – per oltre 0,1 miliardi di euro – del controvalore dei titoli negoziati sui mercati per l'ambiente. Tale ultimo effetto è riconducibile in maggior misura all'aumento del numero di TEE negoziati sul mercato organizzato, solo parzialmente compensato dalla riduzione dei volumi di CV intermediati sul mercato organizzato in conseguenza delle disposizioni introdotte dal D. Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, che hanno previsto, a partire dall'anno 2013, una graduale riduzione della percentuale d'obbligo, fino al suo completo annullamento nell'anno 2015. L'ultima sessione per la negoziazione dei CV si è tenuta il 28 giugno 2016, in considerazione della cessazione del funzionamento dei sistemi di scambio dei CV fissata al 30 giugno 2016.

### Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2015 - 2016)

Tab. 1.5.3

Dati in migliaia di €	Ricavi e Costi passanti	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2015	16.780.948	34.857	18.703	11.507	7.408	77.608	22.342
2016	13.301.638	33.034	16.688	11.804	8.093	130.573	23.027

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti dalle partite passanti connesse alle vendite sui diversi mercati gestiti, al CCT sugli scambi di energia *over the counter*, ai proventi finanziari legati al *Market Coupling* e ai margini di garanzia versati ai fini della gestione del *coupling* sulle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria. Inoltre il dato non comprende i depositi cauzionali versati dagli operatori.

I ricavi a margine<sup>15</sup> dell'esercizio 2016 sono risultati in diminuzione di 1,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-5,2%). Tale diminuzione è riconducibile:

- per +0,3 milioni di euro, all'incremento dei ricavi per i servizi resi sul Mercato Elettrico a pronti e a termine per effetto quasi esclusivamente dei maggiori volumi complessivamente negoziati su tali mercati;
- per -0,6 milioni di euro, al decremento dei ricavi per i servizi resi sulla PCE in conseguenza principalmente dei ridotti volumi registrati nel corso dell'esercizio;
- per -1,4 milioni di euro, alla diminuzione dei ricavi per i servizi resi sui Mercati e sulle Piattaforme bilaterali di scambio dei titoli ambientali, derivante dalla riduzione dei volumi di CV solo parzialmente compensata dall'aumento dei TEE e delle GO negoziati rispetto al precedente esercizio;
- per +0,2 milioni di euro, all'incremento dei ricavi per i servizi resi sulla Piattaforma Data Reporting avviata alla fine dell'esercizio 2015;
- per -0,3 milioni di euro, al decremento degli altri ricavi a margine a seguito soprattutto i) dei minori ricavi derivanti dalla partecipazione al progetto PCR e connessi principalmente all'adesione al progetto, nel corso del 2015, delle borse elettriche polacca (TGE) e rumena

14 Per partite passanti si intendono gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza negli elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.

15 Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

(OPCOM) e della conseguente redistribuzione dei costi storici sostenuti dalle borse partecipanti al progetto (-0,4 milioni di euro), ii) della riduzione dei proventi derivante dal minor corrispettivo connesso al rinnovo, avvenuto nel mese di settembre 2016 a seguito di gara, della convenzione stipulata tra il GME e il proprio Istituto Tesoriere (-0,3 milioni di euro), iii) dell'aumento dei ricavi verso European Electricity Exchange (EEX) relativi alla convenzione per la licenza d'uso del PUN (+0,1 milioni di euro) nonché iv) del rilascio a conto economico dei maggiori oneri stanziati in relazione ad un contenzioso di natura giuslavoristica conclusosi positivamente per il GME (+0,2 milioni di euro).

Struttura dei costi a margine (anni 2015 - 2016)

Tab. 1.5.4

Dati in migliaia di €	per materie prime e per servizi	per godimento di beni di terzi	per il personale	ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	oneri diversi di gestione	Totale
2015	5.619	1.115	9.096	7.196	324	23.350
2016	5.329	1.155	9.535	4.884	327	21.230

I costi a margine comprensivi di ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti sono risultati pari, complessivamente, a oltre 21,2 milioni di euro, in diminuzione di 2,1 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale diminuzione è sostanzialmente attribuibile:

- al decremento, per circa 0,3 milioni di euro, dei costi per materie prime e per servizi in conseguenza per lo più della riunificazione delle diverse sedi aziendali, avvenuta nel corso del 2015;
- all'aumento, per 0,4 milioni di euro, dei costi per il personale in conseguenza sia degli oneri connessi ad esodi incentivati sia dell'incremento della consistenza media;
- al decremento, per 2,3 milioni di euro, della voce ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti in conseguenza prevalentemente: *i)* del minor accantonamento al fondo svalutazione crediti effettuato nel corso dell'esercizio in relazione ad alcune posizioni creditorie dalle quali – sulla base delle informazioni disponibili – potrebbero emergere delle perdite (-0,6 milioni di euro) nonché *ii)* del minor accantonamento effettuato in relazione agli effetti derivati dai contenuti della Deliberazione AEEGSI 785/2016/R/eel, connesso sia alla riduzione del risultato operativo imputabile alla PCE sia alla minor rivalutazione del fondo pregresso, in conseguenza della rideterminazione da parte dell'AEEGSI dei tassi di rivalutazione dello stesso nonché del tasso di equa remunerazione del capitale investito. Questi ultimi infatti sono stati aggiornati dall'AEEGSI con la Deliberazione 654/2015/R/eel (-1,6 milioni di euro).

Principali indicatori del GME (anni 2015 - 2016)

Tab. 1.5.5

Dati percentuali	Rapporto MOL/Ricavi a margine	Rapporto RO/Ricavi a margine	ROI (a)	ROE (b)
2015	53,7	33,0	14,8	33,2
2016	50,5	35,7	9,0	35,1

Note: (a) il ROI è calcolato come rapporto tra Risultato Operativo e Totale Attivo.

(b) il ROE è calcolato come rapporto tra Utile Netto e Patrimonio Netto.

Il margine operativo lordo è risultato pari a 16,7 milioni di euro, in diminuzione di 2,0 milioni di euro (-10,8%) rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato operativo è stato pari a 11,8 milioni di euro, in aumento di 0,3 milioni di euro (+2,6%).



Il risultato dell'esercizio al netto delle imposte è risultato pari a 8,1 milioni di euro in aumento di 0,7 milioni di euro (+9,2%) rispetto all'esercizio precedente.

Nel prospetto seguente è riportata la consistenza media nell'anno del personale dipendente suddivisa per categoria contrattuale, nonché quella puntuale al 31 dicembre 2016, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente, con l'evidenza del personale distaccato.

#### Consistenza del personale dipendente

Tab. 1.5.6

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2016	al 31.12.2016	media 2015	al 31.12.2015
Dirigenti	8,0	8	8,0	8
Quadri	30,0	30	30,7	30
Impiegati	68,4	72	64,0	64
<b>Totale</b>	<b>106,4</b>	<b>110</b>	<b>102,7</b>	<b>102</b>
<i>di cui distaccati</i>	<i>1,0</i>	<i>1</i>	<i>2,0</i>	<i>2</i>
<b>Totale al netto dei distaccati</b>	<b>105,4</b>	<b>109</b>	<b>100,7</b>	<b>100</b>





## SEZIONE

# 2

## L'EVOLUZIONE DEI MERCATI

2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI.....	32
<b>APPROFONDIMENTO: Due anni di Market Coupling .....</b>	<b>38</b>
2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ.....	40
2.2.1 Il mercato del giorno prima (MGP).....	40
2.2.2 Il mercato infragiornaliero (MI).....	47
2.2.3 Contrattazioni a termine (PCE e MTE).....	55
2.3 I MERCATI DEL GAS.....	59
2.3.1 Il mercato a pronti del gas (MP-GAS).....	60
2.3.2 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G+1/MGS.....	65
2.3.3 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G-1/MPL.....	69
2.3.4 Altri mercati gas.....	71
2.4 I MERCATI AMBIENTALI.....	72
2.4.1 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali.....	72
<b>APPROFONDIMENTO: Nuovo Decreto TEE.....</b>	<b>78</b>
2.4.2 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE.....	81
2.4.3 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale.....	85



## 2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI

Nel 2016, in un quadro europeo in cui la crescita economica risulta modesta e non omogeneamente distribuita tra Paesi, i prezzi delle principali *commodities* energetiche segnano, salvo rare eccezioni, l'ennesima diminuzione, a consolidamento del lungo ed intenso ciclo recessivo iniziato sui mercati tra il 2011 e il 2013.

Prezzi ancora in discesa con timida ripresa a fine anno

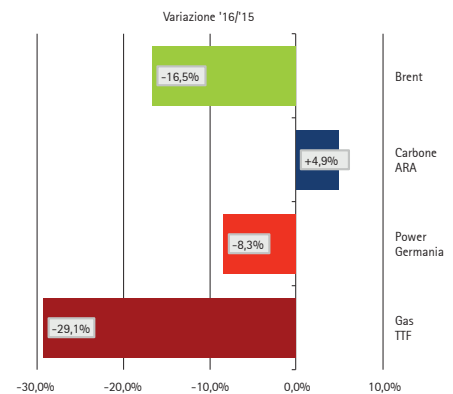
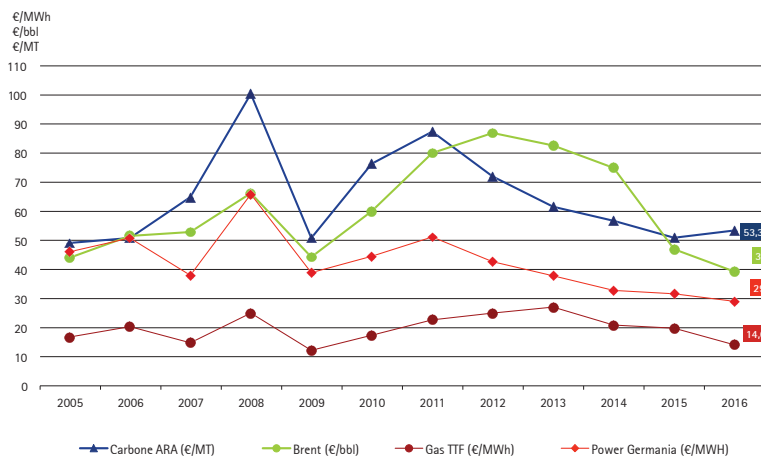
In funzione di tali dinamiche, il petrolio e i suoi prodotti derivati scendono ai valori minimi degli ultimi dodici anni, dopo una serie di quattro riduzioni consecutive, mentre il gas vede le sue quotazioni dimezzarsi rispetto al picco del 2013. Arresta la sua

caduta, invece, il carbone, che si stabilizza sul livello dello scorso anno, comunque il più basso dal 2007. In ottica prospettiva vanno tuttavia segnalate le prime timide indicazioni di inversione del pluriennale *trend* ribassista, emerse nel corso dell'ultimo trimestre del 2016 che, pur nella fisiologica incertezza di una dinamica giovane e non consolidata, risultano parzialmente confermate nel primo scorcio del 2017 e recepite dalle aspettative espresse dai mercati per gli anni a venire.

All'interno di un contesto così connotato, i prezzi europei dell'energia elettrica proseguono la discesa avviata nel 2011, trovando nella significativa diminuzione degli *spread* tra Paesi l'elemento di novità del 2016. Nello specifico, in corso d'anno, hanno agito in tale direzione l'accresciuta competitività dei parchi di generazione *gas-intensive*<sup>1</sup> e la temporanea indisponibilità degli impianti nucleari francesi, fenomeni in grado di creare le condizioni per favorire, in un mercato europeo sincronizzato tramite il meccanismo del *market coupling*, la formazione di nuovi assetti macrozonalari extranazionali e la raccolta di opportunità commerciali di *import/export* sulle frontiere (Fig. 2.1.1).

Prezzi in euro delle principali *commodities* energetiche

Fig. 2.1.1



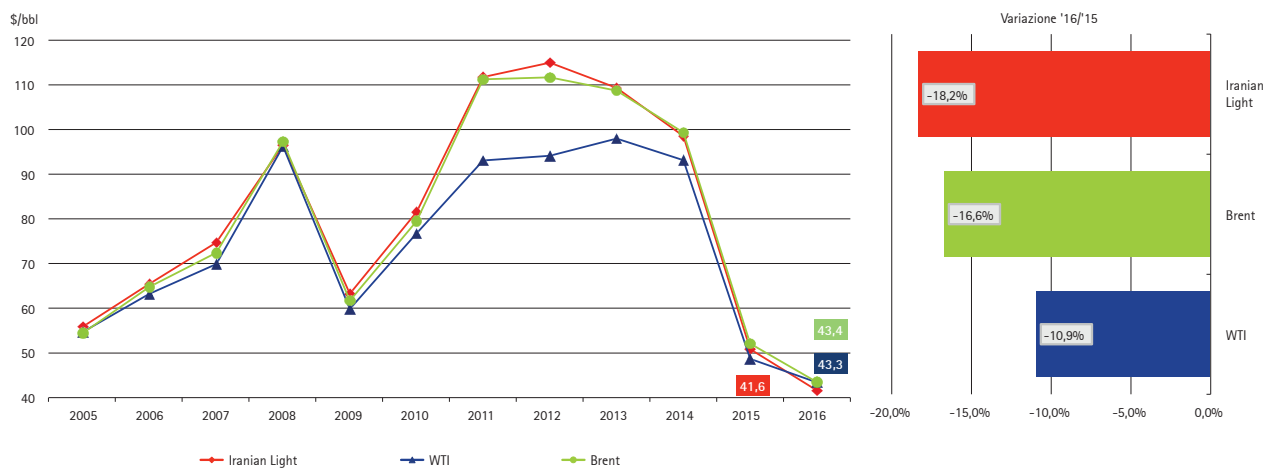
<sup>1</sup> Le dinamiche contrapposte del gas e del carbone aprono per il futuro prospettive di *switching coal/gas*.

I prezzi internazionali del greggio confermano la loro fase di allineamento sia in termini di livello che di variazione, convergendo al ribasso sui 43 \$/bbl, con *spread* reciproci sempre più stretti. Nel dettaglio, il Brent segna una contrazione del 17%, rafforzando ulteriormente un *trend* già marcato, che nel triennio 2014-2016 ha portato il riferimento europeo a cedere circa il 60% del valore raggiunto nel periodo immediatamente precedente. La dinamica intra-annuale mostra un andamento a due velocità, caratterizzato da quotazioni stabilmente basse e mediamente pari a 41,6 \$/bbl nei primi nove mesi dell'anno, nei quali si concentra la flessione tendenziale della *commodity* (-24% sul 2015), e da una moderata ripresa attorno ai 55 \$/bbl nell'ultimo trimestre (+12% sul 2015), livello confermato anche nei primi mesi del 2017 (Fig. 2.1.2). In linea con quanto tradizionalmente registrato, la dinamica del greggio è mutuata dai suoi prodotti derivati, i cui prezzi perdono intorno al 20%, portando il gasolio e l'olio combustibile ai loro valori minimi dal 2005, pari rispettivamente a 392 \$/MT e 209 \$/MT (Fig. 2.1.3).

Greggio e derivati  
ai minimi storici

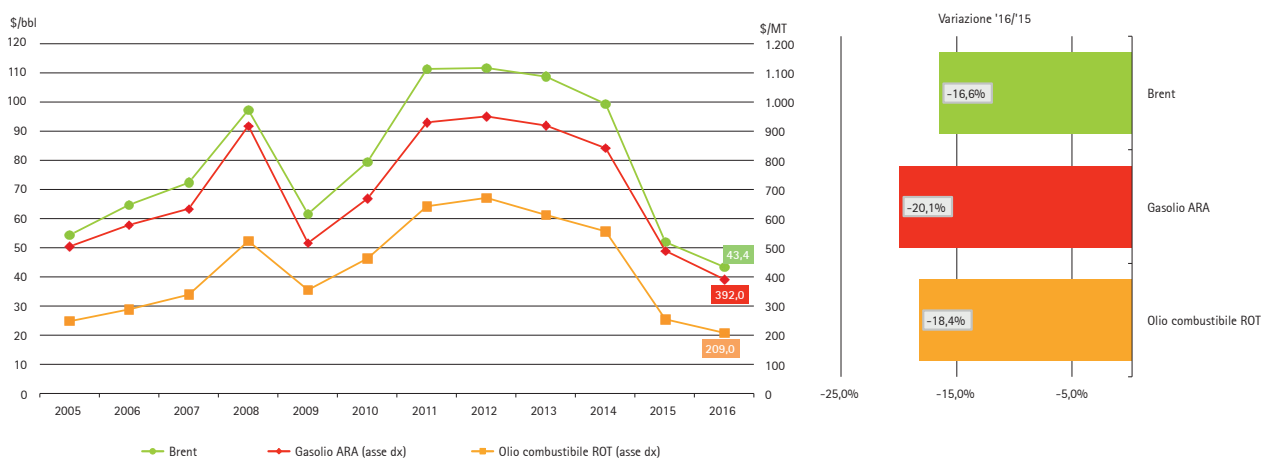
Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio

Fig. 2.1.2



Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi

Fig. 2.1.3

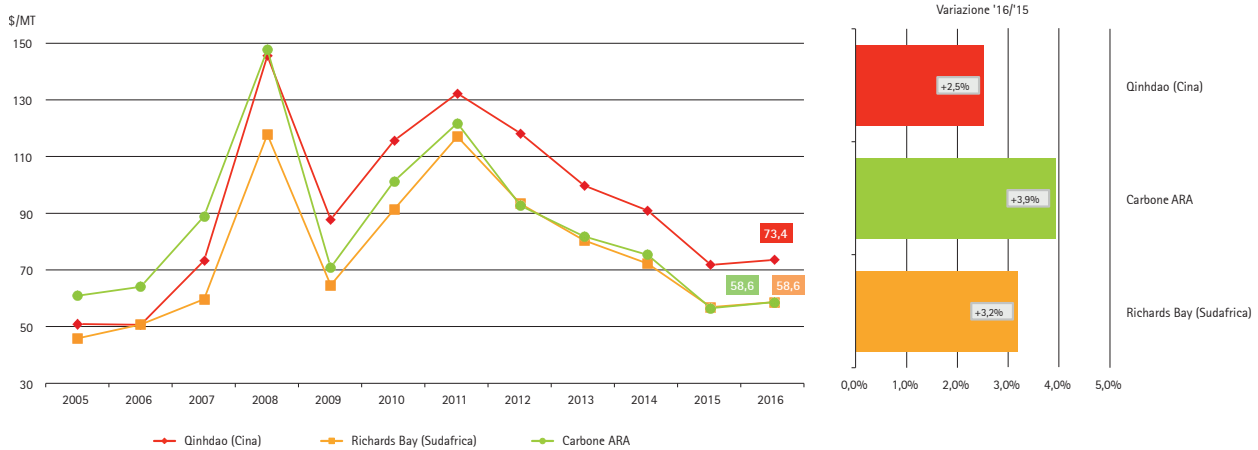


Lieve rimbalzo del carbone

In controtendenza rispetto agli altri combustibili analizzati, il carbone mostra su tutti i riferimenti internazionali un apprezzamento di lieve entità (+3/4%) che, pur interrompendo la lunga discesa iniziata nel 2012, mantiene le quotazioni europee e sudafricane a ridosso dei livelli più bassi dell'ultimo decennio (59 \$/MT). Anche sui mercati del carbone l'inversione di tendenza si manifesta dopo un inizio anno di forti ribassi (-13% tendenziale nei primi nove mesi), caratterizzandosi per una accelerazione più repentina e decisa rispetto al petrolio nell'ultima fase dell'anno (+61% sul medesimo periodo 2015) (Fig. 2.1.4).

Prezzi spot sui principali mercati del carbone

Fig. 2.1.4

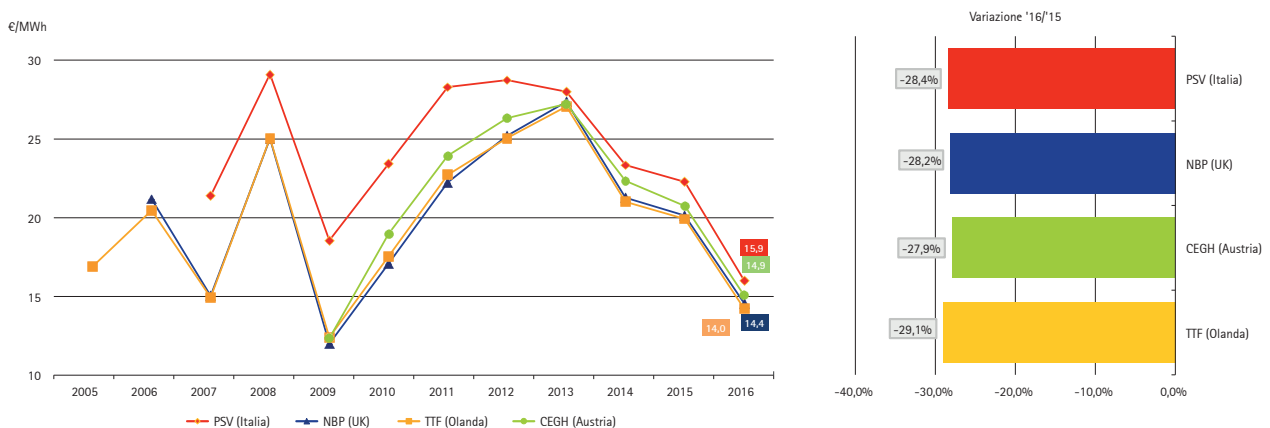


La terza forte riduzione annuale consecutiva porta le quotazioni registrate sui principali hub europei del gas a convergere attorno a 14-16 €/MWh (-28% su base annuale), valore tra i più bassi dal 2005, confermando nell'ordine dei 2 €/MWh il differenziale tra il PSV italiano e il TTF. Il calo appare solo parzialmente mitigato dalle dinamiche instauratesi dal mese di ottobre, a partire dal quale, invertendo il trend dei mesi precedenti, i prezzi hanno iniziato una decisa rampa ascendente che li ha portati a toccare i 18-20 €/MWh a fine anno. La ripresa, proseguita ad inizio 2017<sup>2</sup>, ha subito un forte rallentamento tra febbraio e marzo, in concomitanza con la fine del periodo di basse temperature e delle tensioni osservate sul parco termico francese (Fig. 2.1.5).

Il gas scende ancora

Prezzi spot sui principali mercati del gas

Fig. 2.1.5



<sup>2</sup> A gennaio i prezzi sono arrivati a toccare i 21-24 €/MWh in media mensile, raggiungendo in Italia su base giornaliera anche il valore di 40 €/MWh (11 gennaio 2017).

Per quanto concerne i volumi intermediati sugli *hub*, si registra un ulteriore lieve calo che strutturalmente riflette l'andamento delle negoziazioni al NBP britannico (-3%), pesando queste ultime per più dell'80% dei volumi continentali complessivamente scambiati. In relazione agli altri *hub* di scambio europei, si nota, in generale, un minore grado di maturità, espresso sia dal livello delle quantità movimentate, sia dai tassi di crescita annuali. Tra questi, il PSV italiano mostra la maggior crescita media dal 2008 (+27%), arrivando a registrare nel 2016 scambi per circa 1.000 GWh e raggiungendo così il suo massimo storico al pari del CEGH austriaco (Tab. 2.1.1).

Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)

HUB		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Var. 16/15
Paese	Punto di scambio										
UK	NBP	-	-	-	-	12.353	10.647	10.875	9.925	9.586	-3%
Belgio	ZTP	506	721	724	770	742	772	747	791	759	-4%
Olanda	TTF	637	804	1.122	1.598	1.979	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Austria	CEGH	166	253	379	435	525	393	440	478	533	11%
Italia	PSV	174	261	479	641	719	731	890	838	978	17%
Totale	-	1.482	2.039	2.704	3.444	16.319	12.542	12.952	12.032	11.855	-7%

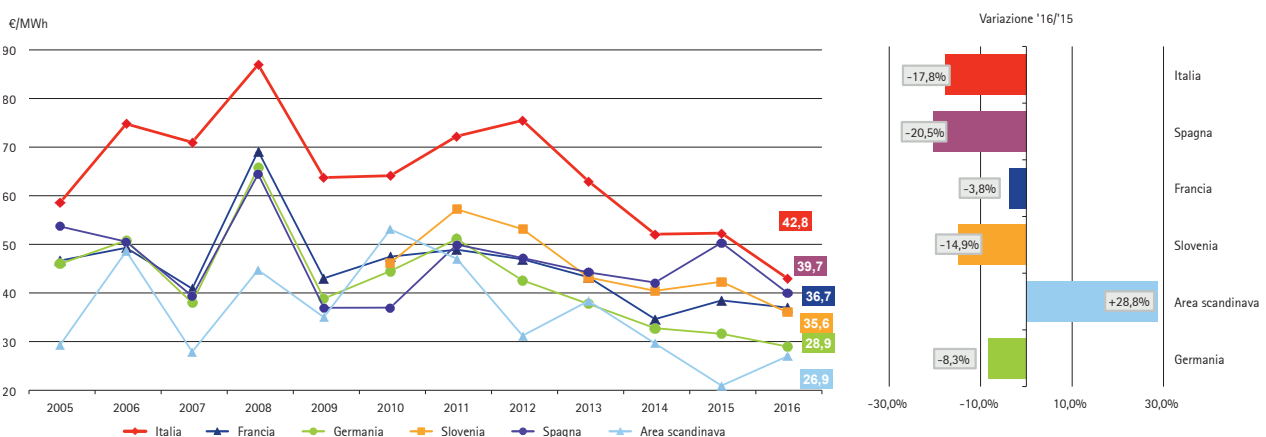
Tab. 2.1.1

In uno scenario caratterizzato dalla persistente debolezza della domanda, da un calo dei costi della generazione termoelettrica e dalla crescente diffusione a livello europeo della produzione da fonte rinnovabile, le quotazioni delle principali piazze elettriche continentali confermano per il quinto anno consecutivo il *trend* ribassista dei prezzi, evidenziando una spiccata convergenza delle borse storicamente caratterizzate da quotazioni più elevate sui livelli espressi dai mercati più convenienti e una progressiva evoluzione degli equilibri tradizionalmente osservati tra borse verso la realizzazione di nuove macroaree continentali dai contorni sempre più definiti.

*Convergenza europea  
al ribasso dei prezzi  
dell'elettricità  
e nuovi scenari*

Le dinamiche seguite dai prezzi nel 2016 mostrano infatti come, all'interno di un mercato europeo interconnesso tramite meccanismi di *market coupling*, la significativa riduzione dei costi di generazione a gas abbia reso possibile il concretizzarsi di nuove opportunità commerciali, spingendo al minimo storico il prezzo elettrico italiano e il suo *spread* con la Francia (6 €/MWh), con quest'ultimo per la prima volta inferiore all'omologo differenziale Francia/Germania (8 €/MWh). In conseguenza di ciò, si delineano confini interni al mercato europeo piuttosto evidenti che individuano una macrozona nord-europea,

Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee





formata da Germania e Scandinavia e caratterizzata dalle quotazioni più basse (27/29 €/MWh) in virtù di un parco di generazione a matrice fortemente rinnovabile, e una macrozona mediterranea composta da Francia, Spagna e Italia, con prezzi tipicamente più elevati (37/43 €/MWh).

In termini di andamento annuale, il calo delle quotazioni appare generalizzato, con intensità più elevate in Italia e in Spagna (-18/-20%) e di minore entità in Francia e in Germania (-4/-8%). Unica eccezione il prezzo di riferimento per l'area scandinava, risultato in ripresa su livelli che si confermano tuttavia i più bassi d'Europa (+29%).

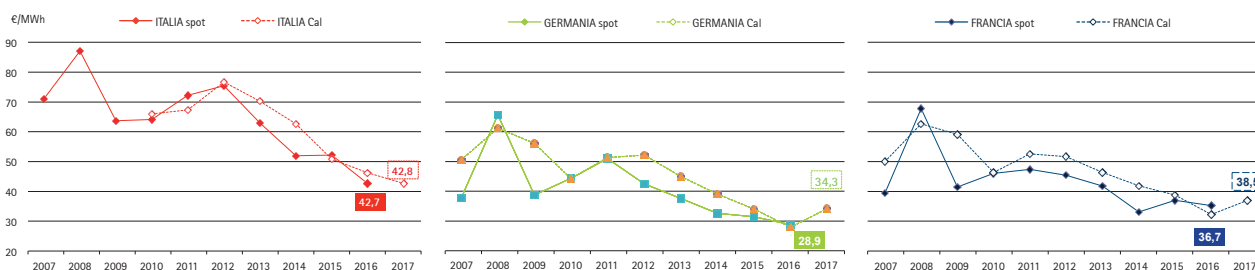
All'interno di questo *trend* annuale, consolidatosi nel corso dei primi tre trimestri del 2016, il calo delle quotazioni è risultato parzialmente smorzato dal netto apprezzamento registrato nel periodo ottobre-dicembre, nel quale, in particolare, le quotazioni di Italia e Francia sono salite sui 55/60 €/MWh, rispettivamente 17 €/MWh e 30 €/MWh sopra la media dei nove mesi precedenti.

Le criticità sui prezzi riscontrate a fine anno, in un periodo connotato dalla stagionale ripresa della domanda, sono prevalentemente riconducibili alle numerose indisponibilità tecniche del parco francese, protrattesi fino a febbraio 2017, in un contesto reso peraltro ancora più teso dalle rigide temperature e dalla repentina impennata dei prezzi del gas, combustibile divenuto essenziale per la copertura del fabbisogno non soddisfatto dagli impianti nucleari transalpini.

In tale situazione, la risposta reattiva fornita dai meccanismi di allocazione implicita della capacità ha determinato, nel periodo critico ottobre 2016-febbraio 2017, una frequente e non usuale inversione di flussi di energia e del differenziale di prezzo tra Francia e Italia, con le quotazioni di quest'ultima risultate più basse delle corrispondenti oltrefrontiera nel 39% dei giorni. Tali assetti e dinamiche hanno, quindi, generato opportunità di *export* per il nostro Paese, sostenute da centrali termoelettriche prevalentemente a ciclo combinato, le cui vendite, comprese nel corso degli ultimi anni da un contesto nazionale di *overcapacity*, hanno contribuito alla gestione di picchi di domanda europee (Fig. 2.1.6).

La ripresa dei prezzi osservata negli ultimi mesi del 2016, unitamente alle ipotesi di *switching coal/gas* derivanti da aspettative di maggiore crescita del carbone, si proiettano con intensità diverse sui mercati a termine, rafforzando la propensione verso una più spiccata convergenza delle quotazioni europee. In effetti, a fronte di una sostanziale stabilità prevista dai *futures* per il prezzo italiano, particolari attese di rialzo si osservano nell'Europa continentale, dove i prodotti *calendar* tedesco e francese quotano rispettivamente circa 6 €/MWh e 2 €/MWh sopra il dato 2016 consolidato (Fig. 2.1.7).

Fig. 2.1.7 Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar *baseload*<sup>3</sup>



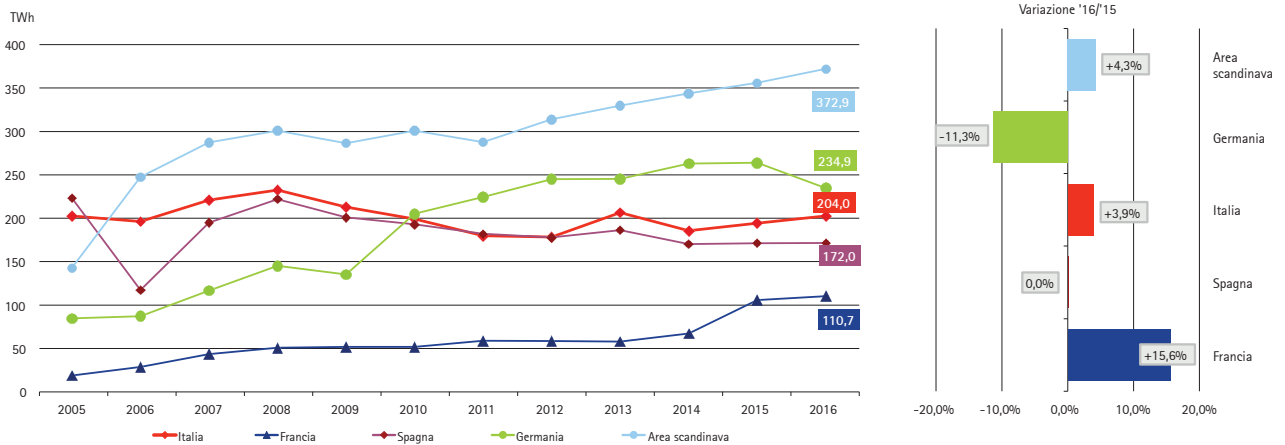
<sup>3</sup> Nel grafico si rappresenta il prezzo di *settlement* del prodotto Calendar nel suo ultimo giorno di contrattazione.

Per quanto attiene ai volumi, infine, gli scambi registrati sulle principali borse europee *spot* mostrano segnali contrastanti: l'area scandinava continua ad aumentare il movimentato, al quinto incremento consecutivo, attestandosi a 372,9 TWh (+4,3%). Complessivamente in calo le quantità circolate nell'area franco-tedesca, dove la sensibile diminuzione della Germania (234,9 TWh, -11,3%) risulta solo parzialmente compensata dall'ulteriore moderato aumento della Francia (110,7 TWh, +3,8%). Si consolidano, invece, attorno ai valori storici di riferimento, l'Italia, salita a 203 TWh (+3,9%), e la Spagna, stabile a 172 TWh. Proseguono, invece, il loro percorso verso la definitiva maturazione i mercati a termine, dove la crescita delle contrattazioni si muove su tassi decisamente più accentuati. In particolare, la Germania porta i suoi volumi sui 2.665 TWh (+52%), mentre continuano a passi spediti la marcia verso i 500 TWh sia l'Italia che la Francia, con incrementi in doppia cifra (+20,3% e +51,8%, rispettivamente) (Fig. 2.1.8, Fig. 2.1.9).

Ancora in forte crescita le contrattazioni a termine

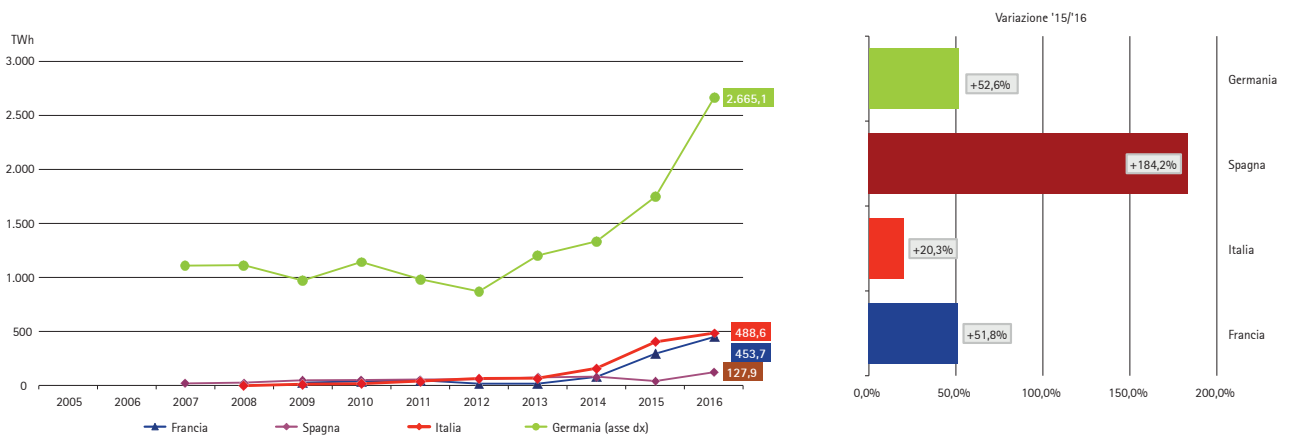
Volumi scambiati sulle principali borse *spot*

Fig. 2.1.8



Volumi scambiati sulle principali borse a termine

Fig. 2.1.9



## APPROFONDIMENTO

### Due anni di Market Coupling

Il secondo anno di piena operatività dei meccanismi di *Market Coupling* sulle frontiere italiane settentrionali conferma le indicazioni emerse nel 2015, individuando, nell'allocazione tramite asta implicita della capacità transfrontaliera, uno strumento attraverso il quale non certo annullare gli strutturali *spread* di prezzo esistenti tra Paesi limitrofi, quanto raccogliere occasioni commerciali fornite dai mercati in presenza di particolari condizioni osservate sui fondamentali. Occasioni che appaiono, peraltro, sempre più frequenti nell'attuale congiuntura caratterizzata da una domanda europea che stenta a ripartire e da un calo del prezzo dei combustibili fossili che ha, progressivamente, restituito competitività ai parchi termoelettrici alimentati a gas.

In tale contesto, le quotazioni europee dell'energia elettrica hanno mostrato nel corso del 2016 una significativa quanto inusuale convergenza, in virtù della quale si è osservata la formazione di due macroaree continentali, quella tedesco-scandinava e quella mediterranea, con la Francia a giocare il ruolo di cuscinetto intermedio<sup>4</sup>. La tendenza alla maggiore integrazione tra Paesi si riscontra nei dati, sulla base dei quali si evidenzia una netta diminuzione dei casi di massima dispersione dei prezzi (da 20,2% nel 2015 a 8,8% nel 2016), ormai su valori paragonabili a configurazioni di mercato più complesse (la terna Belgio-Francia-Germania insieme alla coppia Italia-Slovenia, presentatasi nel 7,9% delle ore).

La situazione sopra descritta ha coinvolto in maniera diretta il mercato italiano che, interessato da una significativa compressione dei costi di generazione, ha visto i suoi prezzi convergere verso i livelli storicamente inferiori espressi dalle borse limitrofe e allinearsi ad essi con frequenza crescente. In particolare, in virtù di un prezzo della zona Nord italiana di poco inferiore ai 43 €/MWh, il differenziale transfrontaliero si è attestato nel 2016 sui 6/7 €/MWh con la Francia e la Slovenia e sui 13 €/MWh con l'Austria, risultando nel complesso nullo o invertito rispettivamente nel 24% e nel 4% delle ore (+8 e +2 p.p. rispetto al 2015).

In tale contesto, il Nord è risultato sempre più fortemente accoppiato con le frontiere limitrofe, come dimostra il sostanziale dimezzamento della sua frequenza di isolamento dal resto d'Europa, confermandosi anche nel 2016 unito prevalentemente alla Slovenia (da sola o insieme ad Austria e Francia). In significativo aumento anche l'allineamento con la Francia (31% delle ore, +15 p.p.), esploso soprattutto nel periodo ottobre-dicembre in presenza delle tensioni registrate nel mercato transalpino per effetto delle indisponibilità di capacità nucleare, e il numero di ore in cui il Nord ha formato un'unica zona di mercato con il resto d'Europa (24 ore contro le 4 del 2015).

L'assottigliamento del *gap* con l'estero ha mostrato, più che nel 2015, dinamiche differenti nel corso dell'anno: pur con specificità tipiche per frontiera, lo *spread* con i Paesi confinanti ha toccato infatti i suoi valori minimi nei trimestri centrali dell'anno, quando la combinazione di eventi favorevoli, quali il basso costo della generazione termica, l'alta disponibilità di energia rinnovabile e temperature miti, hanno di fatto favorito un contenimento delle quotazioni italiane, determinandone anche una significativa frequenza di allineamento con i riferimenti confinanti. In merito a tale osservazione, l'esperienza dei due anni di *Market Coupling* applicato alle frontiere italiane sembra peraltro segnalare l'assenza di una ricorrenza stagionale, non trovando tale andamento corrispondenze nelle dinamiche intra-annuali registrate nel 2015.

Ricorrenza che, invece, sembra manifestarsi nell'analizzare l'andamento dello *spread* nelle 24 ore giornaliere. Mediamente, infatti, tanto nel 2015 quanto nel 2016, sia il differenziale che la frequenza di

<sup>4</sup> Per approfondimenti si rimanda al par. 2.1.

allineamento transfrontalieri segnalano un evidente avvicinamento tra il prezzo italiano e quello limitrofo nella fascia oraria 13-14, con profili più o meno accentuati a seconda della frontiera. Fanno eccezione il confine austriaco, lungo il quale il differenziale medio appare ancora elevato e sostanzialmente piatto nell'arco di tutta la giornata, e l'ora 19 alla frontiera francese, l'unica caratterizzata da un'inversione del differenziale originata dai prezzi superiori agli 800 €/MWh rilevati a più riprese in Francia nell'ultimo trimestre dell'anno.

All'interno di tale contesto, l'applicazione del meccanismo di *coupling* ha consentito una gestione sempre efficiente della capacità di trasmissione disponibile sulle frontiere accoppiate e permesso al contempo di cogliere le puntuali occasioni di *export* presentatesi nel corso dell'anno. Tale fenomeno è apparso piuttosto evidente proprio nel periodo ottobre-dicembre, quando le criticità nel mercato francese hanno spinto il prezzo transalpino sopra il livello del Nord (Nord: 58,5 €/MWh, Francia: 59,8 €/MWh), rovesciando l'assetto consolidato e favorendo un netto incremento delle ore di annullamento e/o inversione del differenziale tra i due Paesi (rispettivamente 67% e 13% dei casi, contro 20% e 1% registrato mediamente nei mesi precedenti). In questa situazione, pur confermandosi l'Italia importatrice dall'estero, l'allocatione tramite asta implicita della capacità transfrontaliera ha garantito al nostro Sistema di risultare esportatore netto verso la Francia nella totalità delle ore di inversione del prezzo, per un ammontare complessivo di 505 GWh, pari al 87% dei volumi esportati nell'anno verso tale Paese. I benefici del *coupling* appaiono ancora più evidenti se analizzati alla luce delle dinamiche osservate in Svizzera, caratterizzata da dinamiche di prezzo analoghe a quelle francesi, ma non sincronizzata al resto d'Europa tramite *coupling*. Infatti, nel quarto trimestre del 2016, in presenza di un differenziale transfrontaliero medio sostanzialmente nullo e di un suo tasso di inversione pari al 49%, le potenzialità di *export* oltrefrontiera sono state sfruttate solo nel 22% delle occasioni (234 ore sulle 1.082 di inversione del flusso), per un totale di 105 GWh.

Soprattutto per effetto delle dinamiche registrate nell'ultimo trimestre dell'anno, nel 2016 l'Italia, pur mantenendosi importatrice netta dall'estero, ha visto calare il volume di energia proveniente dall'estero a 39,7 TWh (-17%), di cui il 47% gestito tramite *coupling*<sup>5</sup>. Non si rilevano variazioni sostanziali nella struttura degli scambi effettuati sulla frontiera settentrionale italiana: tra le frontiere accoppiate il maggior apporto di energia si è confermato fornito dalla Francia (14 TWh circa, l'83% dei quali allocato tramite asta implicita), in ragione di un ATC decisamente più ampio rispetto agli altri confini, che dal canto loro contribuiscono al nostro fabbisogno nazionale per complessivi 5,4 TWh, interamente assegnati attraverso *coupling* per la quota parte relativa alla Slovenia. In crescita sia il livello sia la frequenza delle esportazioni nette, alimentati soprattutto dalla sofferenza manifestata dal parco nucleare francese a fine anno. Facendo riferimento proprio alla frontiera francese, quella dotata di una più estesa capacità di interconnessione, l'Italia è risultata esportatrice netta per complessivi 578 GWh (erano 62 GWh nel 2015), distribuiti nel 9% delle ore dell'anno (+8 p.p. sul 2015), concentrate prevalentemente nel periodo ottobre-dicembre.

<sup>5</sup> L'analisi condotta al 30/9/2016, escludendo cioè l'ultimo trimestre dell'anno, evidenzia un sostanziale allineamento dei flussi di *import* ai livelli registrati nel 2015 alla medesima scadenza (33,6 TWh vs. 34 TWh).

## 2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ

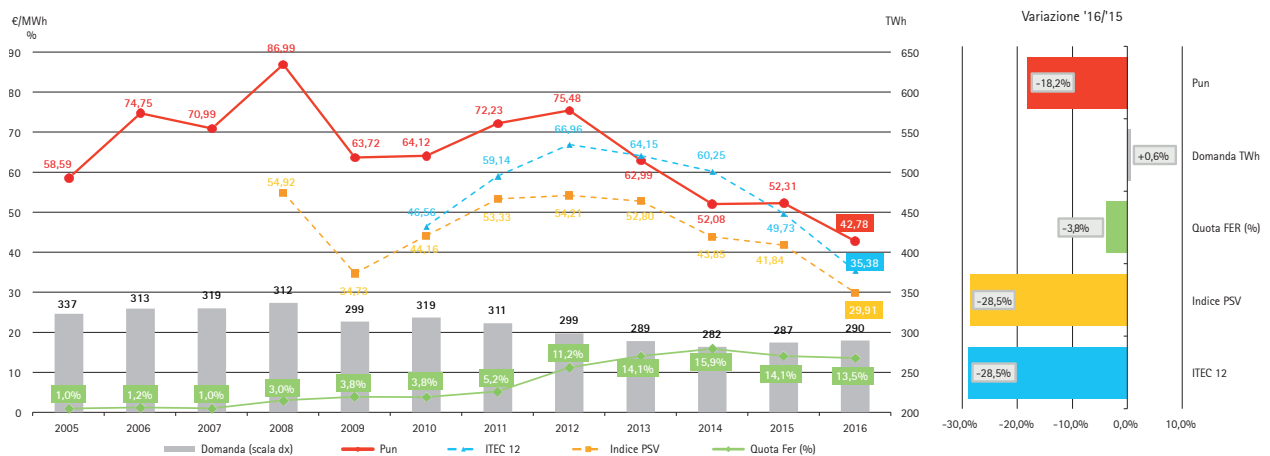
### 2.2.1 Il mercato del giorno prima (MGP)

*PUN ai minimi storici, in linea con la riduzione dei prezzi dei combustibili...*

Nel 2016 il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), con un calo del 18,2% rispetto all'anno precedente, scende a 42,78 €/MWh, il livello medio annuo più basso dall'avvio del mercato organizzato. La decisa flessione si inserisce in un quadro in cui, con la domanda di energia che stenta a ripartire, si consolidano le tendenze fortemente ribassiste per i costi dei combustibili, con il prezzo del Brent (39,16 €/bbl, -16,5%) e le quotazioni medie del prezzo *spot* del gas al PSV (15,85 €/MWh, -28,4%) ai minimi dell'ultimo decennio. Peraltro, la dinamica ribassista è stata parzialmente mitigata dall'inatteso rialzo registrato nell'ultimo trimestre dell'anno, quando il fermo di circa un terzo delle centrali nucleari francesi disposto dall'Autorità francese di vigilanza sulla sicurezza del nucleare (ASN) ha fatto da volano ai prezzi elettrici delle principali borse europee, ulteriore testimonianza della sempre maggiore integrazione dei mercati promossa dal cosiddetto Terzo Pacchetto Energia. In tali condizioni l'andamento del PUN, in forte ribasso nei primi nove mesi dell'anno (-26,4%), evidenzia, nell'ultimo trimestre dell'anno, una crescita tendenziale del 6%, ed inverte il differenziale strutturalmente positivo con i prezzi svizzeri e francesi (-3/-4 €/MWh) (Fig. 2.2.1, Fig. 2.2.2).

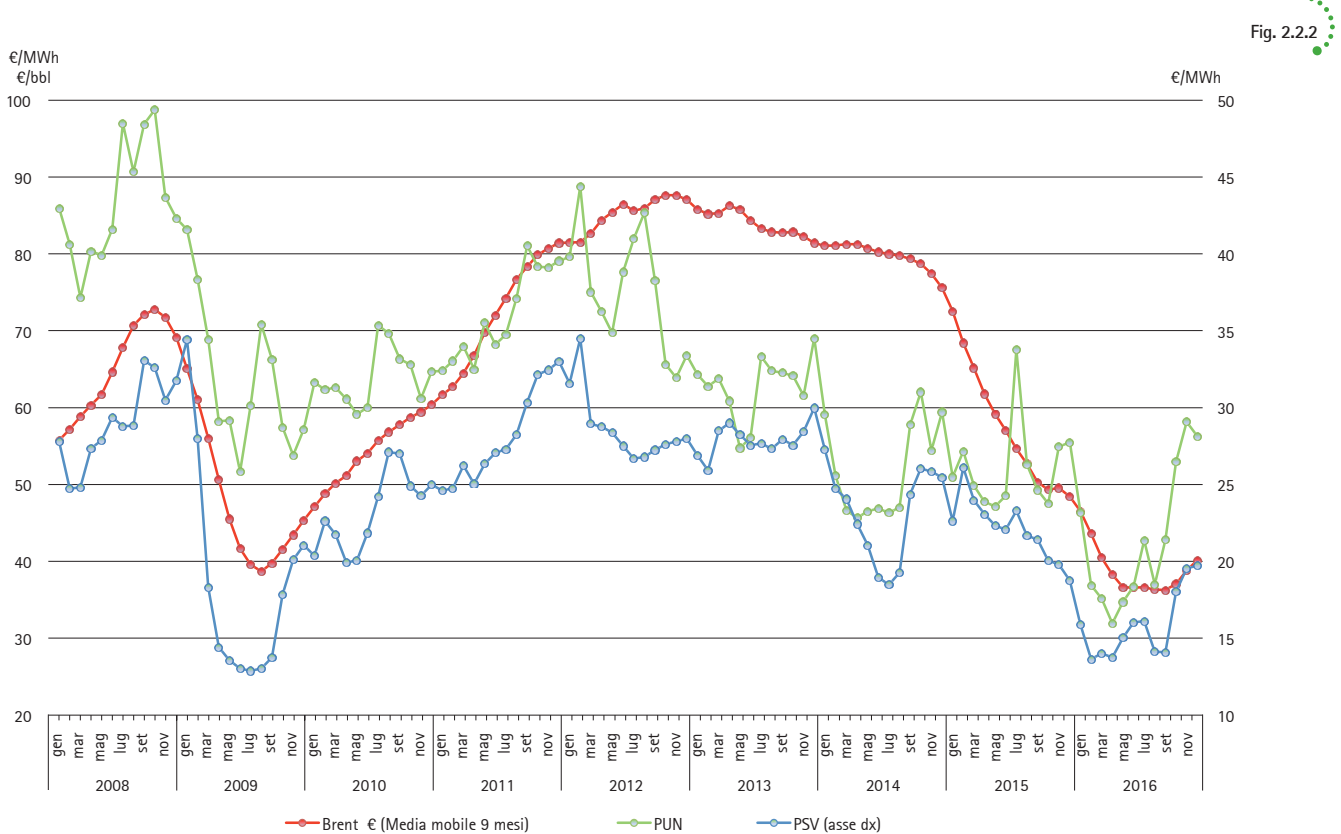
Andamento del PUN e delle sue determinanti<sup>6</sup>

Fig. 2.2.1



<sup>6</sup> Il dato relativo alla quota FER si riferisce alle fonti eolica e solare.

Andamento mensile del PUN e del PSV



Nel 2016 le offerte di acquisto presentate su MGP proseguono il *trend* al ribasso, ininterrotto negli ultimi sei anni, scendendo a 301,5 TWh (-1,5%); tendenza che si riscontra anche nell'evoluzione della richiesta elettrica rilevata da Terna (310,3 TWh; -2,4%), che azzerà il recupero registrato nel 2015, anno caratterizzato da fattori di calendario e temperatura particolarmente favorevoli (tre giorni lavorativi in più rispetto al 2014 e l'ondata di caldo estivo che aveva spinto i picchi di potenza su livelli *record*). Il calo dell'offerta di acquisto su MGP appare, però, quasi interamente assorbito dalla componente attiva (offerta con indicazione di prezzo), mentre resta pressoché invariata la componente anelastica. I volumi di energia elettrica scambiati su MGP, pari a 289,7 TWh, confermano una modesta ripresa (+0,6%) e si riportano sui livelli del 2013. Merita rilevare, a tal proposito, come buona parte dell'aumento sia attribuibile alla notevole *performance* degli acquisti esteri che, stimolati dai favorevoli differenziali di prezzo con le borse estere confinanti nell'ultima parte dell'anno, fissano il massimo storico a quota 7,3 TWh (Tab. 2.2.1).

...e una domanda ancora bassa, ma con esportazioni ai massimi storici

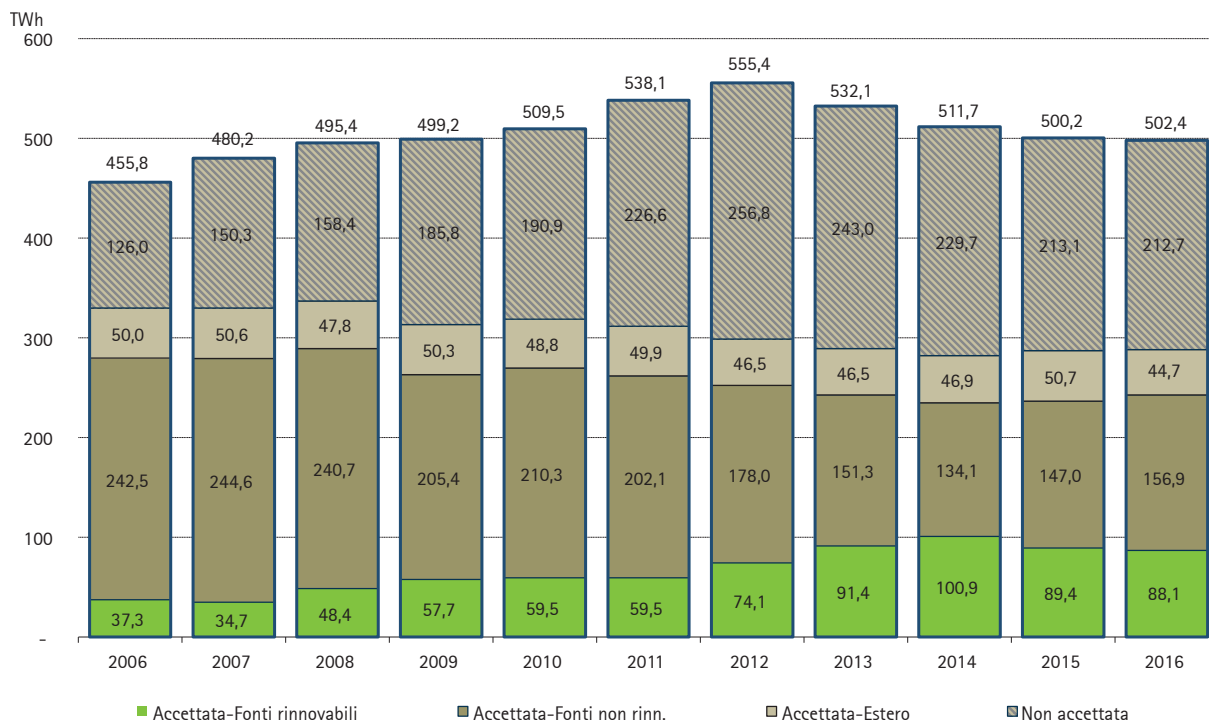
Andamento dei volumi su MGP

TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variazione '16/'15
<b>Richiesta Terna</b>	330,5	334,6	328,2	318,5	310,5	316,9	310,3	-2,4%
<b>Offerta di acquisto</b>	345,1	338,2	330,5	329,8	318,2	305,3	301,5	-1,5%
con indicazione di prezzo	28,3	28,2	34,8	46,5	44,8	36,8	33,0	-10,5%
rifiutata	26,4	26,6	31,8	40,6	36,0	18,1	11,7	-35,4%
<b>Acquisti</b>	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	289,7	0,6%
% su richiesta Terna	96,4%	93,1%	91,0%	90,8%	90,8%	90,6%	93,4%	3,1%
<b>Offerta di vendita</b>	509,5	538,1	555,4	532,1	511,7	500,2	502,4	0,2%
<b>Vendite</b>	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	289,7	0,6%
a prezzo zero	218,4	210,0	201,8	214,7	212,7	190,5	172,2	-9,9%

Tab. 2.2.1

## Offerta su MGP

Fig. 2.2.3



La crescita degli scambi su MGP, in presenza di un *import* netto ai minimi storici, si è tradotta in un aumento delle vendite delle unità di produzione nazionali (+3,3%) coperta in larga misura da impianti termoelettrici, le cui vendite tornano a superare la soglia dei 150 TWh. Con la perdurante flessione della produzione da carbone (-6,6% nel 2015; -8,5% nel 2016) e da petrolio e suoi derivati (superiore al 20% nel 2016), la crescita è stata sostenuta principalmente da impianti a ciclo combinato (+18,9%) che, favorita anche dalle basse quotazioni della materia prima, si dimostra risorsa flessibile strategica per far fronte sia alla riduzione di potenza, disponibile nel parco di produzione d'oltralpe nell'ultima parte dell'anno, che alla flessione delle rinnovabili. Nel 2016, infatti, la produzione di energia verde registra un nuovo calo principalmente da impianti idroelettrici (-0,7%) e solari (-7,9%), penalizzati da fattori climatici quali la scarsa piovosità e la riduzione della radiazione solare. Positiva, invece, la performance degli impianti eolici che mettono a segno un +6,4% (Fig. 2.2.3, Tab. 2.2.2).

La contrazione dell'import dà un nuovo impulso alla crescita del termoelettrico

## Vendite per fonte e tecnologia

Tab. 2.2.2

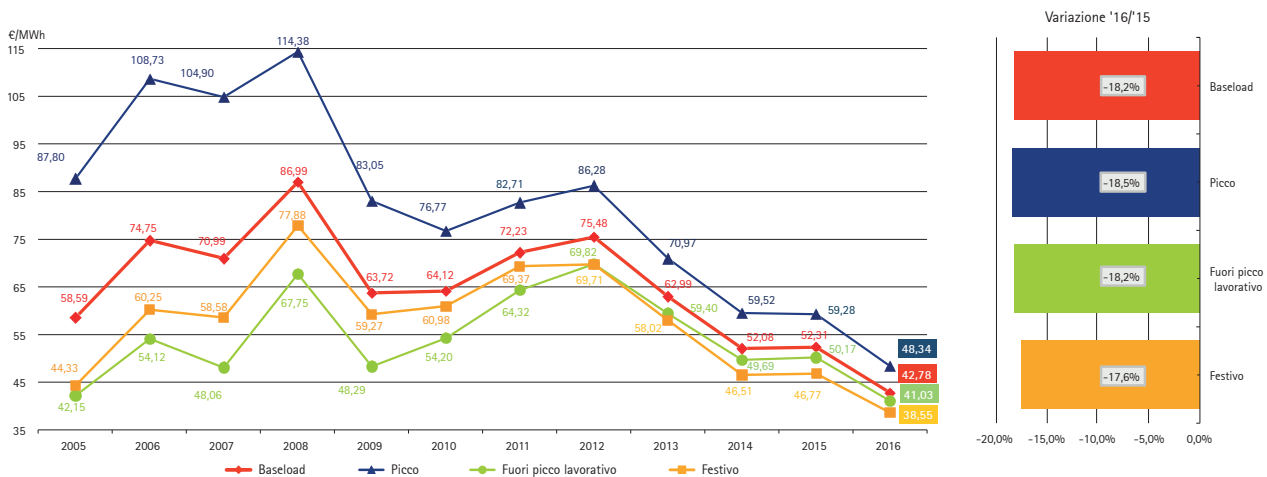
TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variazione '16/'15
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>204,6</b>	<b>197,9</b>	<b>175,1</b>	<b>147,9</b>	<b>130,6</b>	<b>144,3</b>	<b>153,1</b>	<b>5,8%</b>
Ciclo combinato	149,6	138,5	113,8	92,5	75,1	90,5	107,8	18,9%
Carbone	24,4	29,3	32,3	26,2	25,0	23,4	21,5	-8,5%
Altro	30,6	30,1	29,0	29,3	30,5	30,4	23,8	-22,0%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>59,5</b>	<b>59,5</b>	<b>74,1</b>	<b>91,4</b>	<b>100,9</b>	<b>89,4</b>	<b>88,1</b>	<b>-1,8%</b>
Idraulica	42,2	37,9	35,2	45,3	50,5	43,2	43,0	-0,7%
Idrico fluente	24,6	23,4	22,3	27,0	31,3	28,7	29,9	3,9%
Idrico modulazione	17,6	14,5	12,9	18,3	19,2	14,5	13,1	-10,0%
Geotermica	5,1	5,4	5,3	5,3	5,6	5,8	5,9	0,5%
Eolico	5,6	7,2	10,3	14,1	14,6	13,4	14,3	6,4%
Solare e altre	6,6	9,1	23,3	26,7	30,2	27,0	25,0	-7,9%
<b>Pompaggio</b>	<b>5,8</b>	<b>4,1</b>	<b>3,0</b>	<b>3,3</b>	<b>3,6</b>	<b>2,8</b>	<b>3,8</b>	<b>36,6%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>269,8</b>	<b>261,6</b>	<b>252,1</b>	<b>242,7</b>	<b>235,0</b>	<b>236,5</b>	<b>245,0</b>	<b>3,3%</b>
Estero	48,8	49,9	46,5	46,5	46,9	50,7	44,7	-12,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>318,6</b>	<b>311,5</b>	<b>298,7</b>	<b>289,2</b>	<b>282,0</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>0,6%</b>

La pesante flessione del prezzo di acquisto ha interessato in maniera analoga i singoli gruppi di ore con quotazioni scese ai minimi storici. In particolare nelle *ore di picco* il PUN è sceso a 48,34 €/MWh (-18,5%), evidenziando il differenziale con le quotazioni nelle ore a basso carico (41,03 €/MWh nel fuori picco dei lavorativi; 38,55 €/MWh nei festivi) più basso dall'avvio del mercato. Il rapporto tra il prezzo nelle *ore di picco* e nelle *ore fuori picco dei lavorativi* scende pertanto a 1,18, consolidando l'appiattimento del profilo orario dei prezzi evidenziatosi negli ultimi anni (Fig. 2.2.4, Fig. 2.2.7).

Prezzi ai minimi storici anche nei singoli gruppi di ore

Pun medio annuale per gruppi di ore

Fig. 2.2.4



L'evoluzione dei prezzi di vendita zonali conferma le dinamiche emerse a livello nazionale (-17/-19% sull'anno precedente), con quotazioni annue scese ovunque ai minimi storici. Immutato il *ranking* dei livelli di prezzo, con il *Sud* che si conferma saldamente la zona dal prezzo più basso (40,37 €/MWh) - consolidando un quadro ormai maturo di ampia diffusione della potenza rinnovabile che vede ancora il meridione esportatore netto verso le altre zone peninsulari - e la *Sicilia* quella dal prezzo più alto (47,62 €/MWh). Tale differenziale però, già ampiamente ridotto in virtù degli interventi regolatori<sup>7</sup> introdotti nel 2015, con l'entrata in esercizio nel maggio 2016 del nuovo cavo di interconnessione Sorgente - Rizziconi scende a poco più di 7 €/MWh, mai così basso dal 2007. Il quadro muta sensibilmente nell'ultimo trimestre dell'anno, quando la già citata riduzione delle importazioni dall'estero incide maggiormente sui prezzi delle zone più settentrionali. Il prezzo di vendita del *Nord*, in particolare, nel periodo viaggia su livelli medi (58,50 €/MWh) superiori di oltre 6 €/MWh rispetto al prezzo della *Sicilia* (Fig. 2.2.5, Tab. 2.2.3, Tab. 2.2.4).

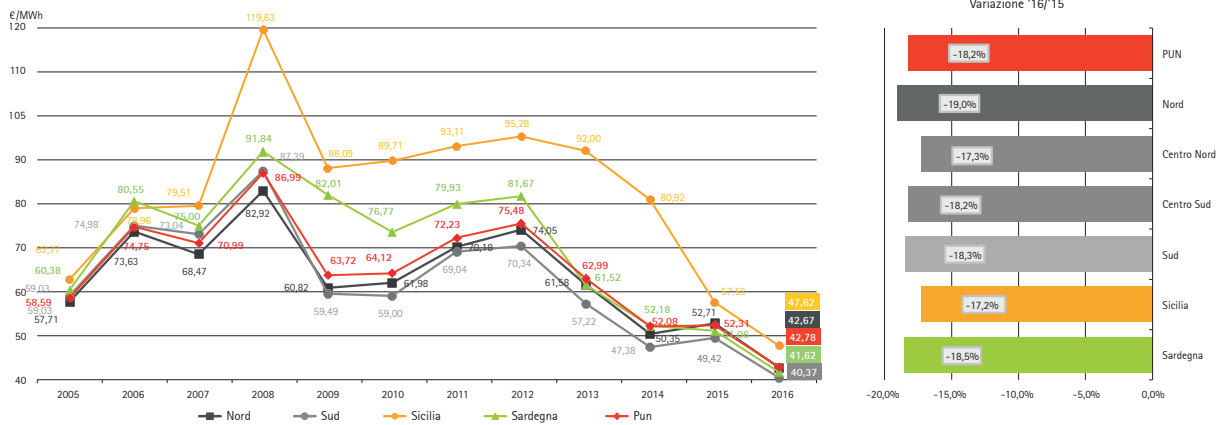
Prezzi zonali convergenti ed ovunque ai minimi

7 Deliberazione AEEGSI 521/2014/R/Eel.



Prezzi zionali medi annui su MGP

Fig. 2.2.5



Volumi zionali su MGP - Anno 2016

Tab. 2.2.3

TWh	Acquisti		Vendite		Offerta di vendita		Offerta di acquisto		Offerte rigettate	
Nord	155,33	(-0,6%)	119,29	(+8,5%)	243,00	(+5,4%)	158,21	(-1,4%)	123,71	(+2,6%)
Centro Nord	29,86	(+5,9%)	18,94	(+5,6%)	29,22	(-3,0%)	31,91	(+4,8%)	10,27	(-15,7%)
Centro Sud	46,16	(+2,3%)	32,07	(+10,7%)	54,19	(-6,4%)	46,91	(+0,7%)	22,11	(-23,6%)
Sud	25,72	(-12,3%)	50,28	(-7,9%)	73,00	(-6,6%)	26,29	(-14,0%)	22,72	(-3,4%)
Sicilia	16,62	(+5,7%)	14,76	(-6,7%)	38,13	(+11,4%)	18,09	(+0,3%)	23,37	(+27,0%)
Sardegna	8,75	(-1,6%)	9,64	(-2,0%)	18,66	(+3,8%)	9,29	(-4,4%)	9,03	(+10,7%)
Esterio	7,27	(+64,9%)	44,71	(-12,0%)	46,19	(-12,4%)	10,77	(+4,5%)	1,48	(-22,1%)
Italia	289,70	(+0,6%)	289,70	(+0,6%)	502,39	(+0,2%)	301,46	(-1,5%)	212,69	(-0,5%)

(Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente)

Vendite zionali per fonte e tecnologia - Anno 2016

Tab. 2.2.4

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>7.940</b>	<b>+15,1%</b>	<b>848</b>	<b>+18,5%</b>	<b>2.638</b>	<b>+18,9%</b>	<b>4.184</b>	<b>-10,2%</b>	<b>1.038</b>	<b>-9,3%</b>	<b>781</b>	<b>-6,1%</b>
Gas	6.004	+24,3%	763	+24,0%	1.024	+56,4%	3.069	+13,1%	923	-12,4%	526	+3,0%
Carbone	833	-18,3%	1	-57,1%	1.411	+3,1%	-	-	-	-	199	-28,9%
Altre	1.103	+5,0%	84	-14,1%	204	+4,6%	1.115	-42,8%	115	+27,4%	56	+34,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.240</b>	<b>-2,2%</b>	<b>1.308</b>	<b>-1,4%</b>	<b>980</b>	<b>-4,3%</b>	<b>1.540</b>	<b>-0,9%</b>	<b>643</b>	<b>-2,3%</b>	<b>316</b>	<b>+10,3%</b>
Idraulica	3.566	-2,3%	352	+7,7%	409	-5,6%	376	+12,4%	140	-3,6%	49	+22,9%
Geotermica	-	-	671	+0,5%	-	-	0	-	-	-	-	-
Eolica	5	-46,1%	17	+19,3%	278	+10,5%	774	+5,3%	371	+3,2%	180	+14,8%
Solare e altre	1.669	-1,8%	269	-15,6%	293	-13,6%	391	-19,6%	132	-13,9%	87	-3,3%
<b>Pompaggio</b>	<b>401</b>	<b>+53,7%</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>33</b>	<b>-41,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>+194,0%</b>	<b>0</b>	<b>-65,8%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.581</b>	<b>+8,5%</b>	<b>2.156</b>	<b>+5,6%</b>	<b>3.651</b>	<b>+10,7%</b>	<b>5.724</b>	<b>-7,9%</b>	<b>1.680</b>	<b>-6,7%</b>	<b>1.097</b>	<b>-2,0%</b>

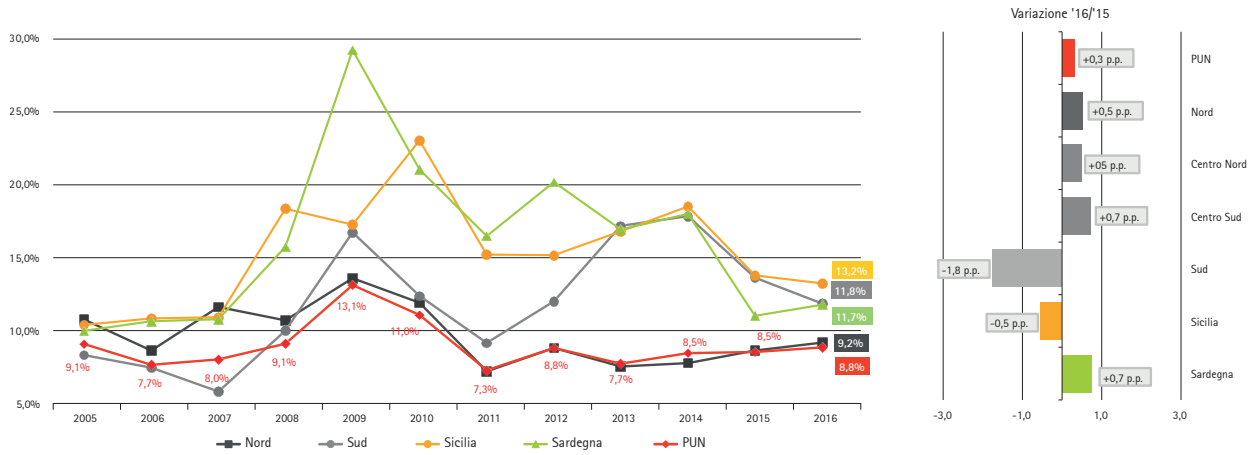
Nel 2016 la volatilità del PUN (8,8%), sebbene in lieve aumento sull'anno precedente, si conferma ancora in linea con i valori medi dell'ultimo quinquennio. A livello zonale, invece, la volatilità si riduce solo al Sud (-1,8 punti percentuali) ed in Sicilia (-0,5 p.p.), che, assieme alla Sardegna, negli ultimi anni evidenziavano indici di volatilità più elevati. Su tali dinamiche ha probabilmente influito la riduzione della produzione rinnovabile con prezzi orari che, per la prima volta dal 2012, non sono mai scesi a 0 €/MWh, dando seguito ad un fenomeno già evidenziato l'anno precedente in cui la frequenza di azzeramento appariva ampiamente ridotta. Merita, tuttavia, rilevare come nel 2016 la diffusione della potenza rinnovabile abbia comunque favorito un maggior

In calo la volatilità dei prezzi al Sud ed in Sicilia

numero di sessioni di MGP in cui si osservano prezzi diurni inferiori a quelli notturni nelle zone centro meridionali e sulle isole con un differenziale di prezzo in tali sessioni sceso a circa 5/6 €/MWh (Fig. 2.2.6, Fig. 2.2.7, Tab. 2.2.5).

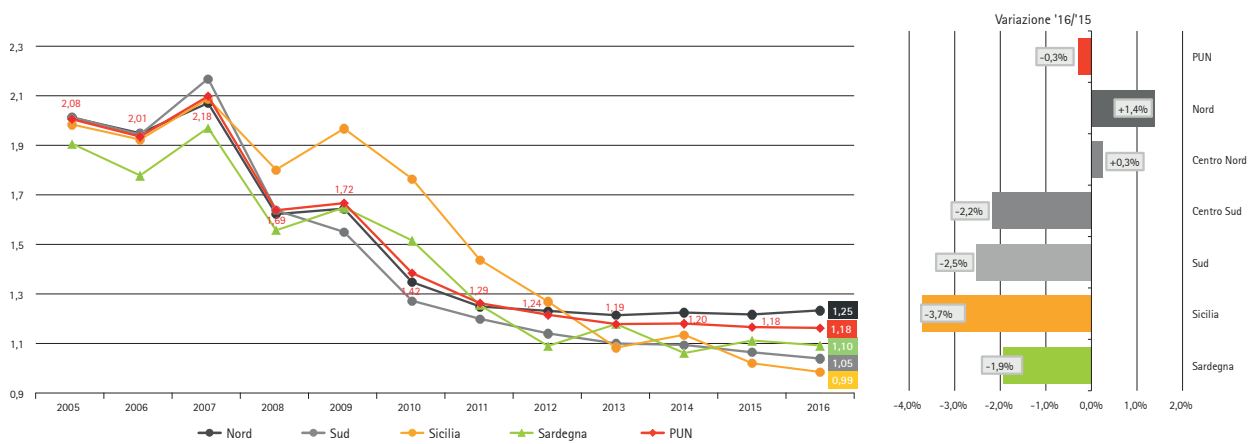
Volatilità dei prezzi

Fig. 2.2.6



Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative

Fig. 2.2.7



Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP – Anno 2016

Tab. 2.2.5

	PUN		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
N° ore con prezzo a zero	-	(0)	-	(0)	-	(15)	-	(15)	-	(19)	-	(15)	-	(29)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	-	(0)	-	(0)	-	(5)	-	(5)	-	(6)	-	(5)	-	(7)
N° sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni	82	(72)	44	(51)	100	(101)	123	(114)	151	(144)	124	(119)	216	(156)
% sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni	22,4%	(19,7%)	12,0%	(14,0%)	27,3%	(27,7%)	33,6%	(31,2%)	41,3%	(39,5%)	33,9%	(32,6%)	59,0%	(42,7%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni, €/MWh	-3,62	(-5,95)	-3,41	(-6,75)	-5,61	(-6,96)	-5,25	(-6,82)	-4,72	(-6,43)	-5,44	(-6,71)	-6,07	(-5,06)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Nel 2016 dagli indicatori di competitività e concorrenza giungono segnali positivi, ma con qualche eccezione.

Calo della concentrazione del mercato ma minore concorrenza al margine

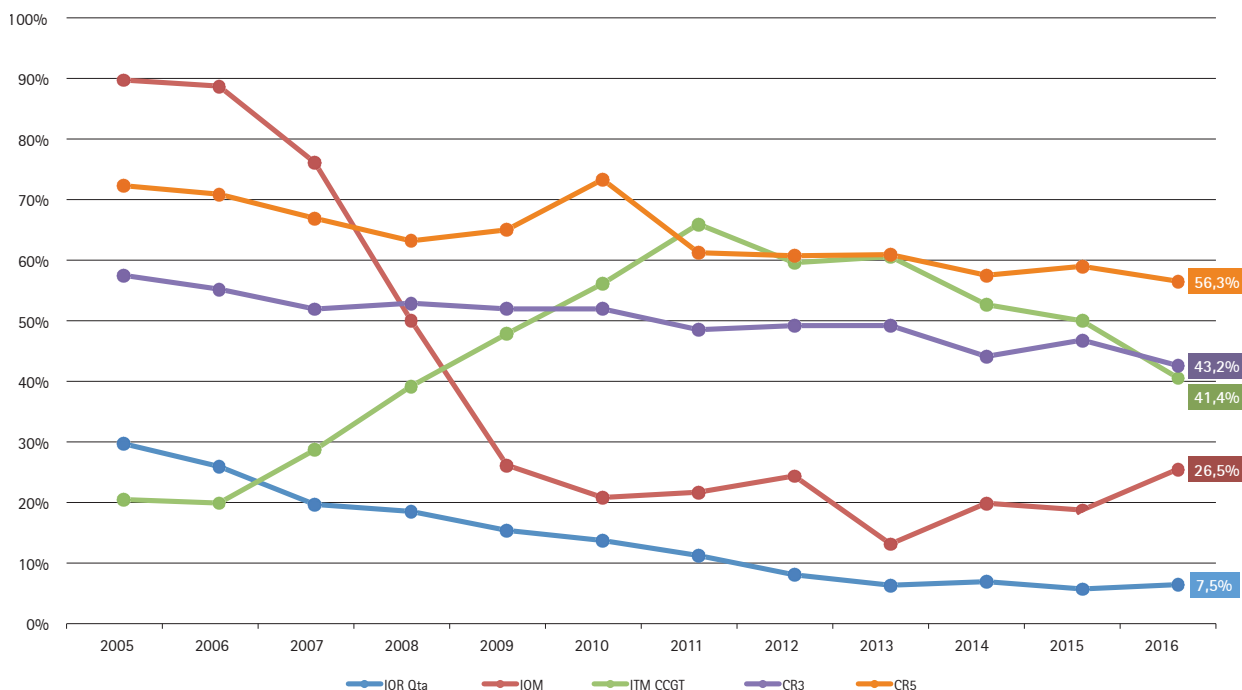
In particolare, la quota delle vendite garantite in assenza di concorrenza (IORq), progressivamente ridottasi fino al 2013, pare stabilizzarsi sui valori degli ultimi tre anni a quota 7,5%. L'indicatore si conferma ancora su livelli molto bassi al Nord (0,7%) e decisamente più alti nel Centro Nord (21,9%) e nel Centro Sud (25,9%); si riduce invece nelle isole, dove registra i valori più bassi dall'avvio del mercato (Sardegna 2,6% e Sicilia 2,2%). Si conferma, invece, il trend calante dell'Indice di Tecnologia Marginale degli impianti a ciclo combinato (ITM Ccgt), che raggiunge il valore più basso dal 2009 (41,4%). L'indicatore si riduce, in particolare, nell'ultimo trimestre dell'anno quando, nonostante il notevole aumento delle vendite, la tecnologia a ciclo combinato è stata spinta al di sotto della fascia di marginalità in presenza di prezzi esteri mediamente meno competitivi che, come detto, hanno favorito un livello record delle esportazioni. In generale miglioramento, infine, l'indice di Hirschmann-Herfindahl delle vendite (HHI), che si conferma sotto la prima soglia di concorrenzialità al Nord e per la prima volta scende al di sotto di essa al Sud. I segnali incoraggianti dall'indice HHI trovano riscontro anche negli indicatori di concentrazione CR3 e CR5 che, dopo la ripresa registrata nel 2015, tornano a ridursi aggiornando i minimi storici rispettivamente a quota 43,2% e 56,3%.

L'unica nota negativa si rileva nella concorrenza al margine, come segnalato dall'Indice di Operatore Marginale (IOM) del principale price-maker, che guadagna ben 6 punti percentuali su base annua, portandosi a 26,5%, livello più alto degli ultimi sette anni (Fig. 2.2.8; Tab. 2.2.6).

L'unica nota negativa si rileva nella concorrenza al margine, come segnalato dall'Indice di Operatore Marginale (IOM) del principale price-maker, che guadagna ben 6 punti percentuali su base annua, portandosi a 26,5%, livello più alto degli ultimi sette anni (Fig. 2.2.8; Tab. 2.2.6).

#### Indicatori di competitività

Fig. 2.2.8



#### Indici di concentrazione su MGP - Anno 2016

Tab. 2.2.6

Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte		1.771 (1.882)	3.026 (3.459)	3.698 (4.177)	1.594 (1.714)	2.645 (2.548)	2.958 (3.273)
HHI Vendite		1.190 (1.294)	2.750 (2.693)	2.962 (3.359)	1.442 (1.851)	1.819 (2.046)	4.658 (4.515)
CR3	43,2% (47,1%)	47,6% (50,3%)	78,6% (76,5%)	67,0% (76,8%)	51,6% (64,2%)	55,4% (58,6%)	82,7% (83,4%)
CR5	56,3% (58,9%)	65,8% (66,0%)	85,0% (86,5%)	77,7% (82,5%)	69,1% (77,0%)	72,5% (79,0%)	91,8% (91,8%)
IOR Quantità	7,5% (7,1%)	0,7% (0,5%)	21,9% (22,2%)	25,9% (22,4%)	8,9% (7,7%)	2,2% (5,5%)	2,6% (6,0%)
IOM 1° Oper	26,5% (19,8%)	19,5% (13,5%)	27,3% (19,8%)	29,8% (20,9%)	32,7% (22,3%)	52,4% (63,0%)	29,8% (23,5%)
ITM Ccgt	41,4% (51,0%)	37,1% (50,8%)	43,5% (48,7%)	44,5% (49,4%)	44,3% (50,8%)	63,0% (69,7%)	43,8% (46,1%)

(I) tra parentesi i valori riferiti allo stesso mese dell'anno precedente

## 2.2.2 Il mercato infragiornaliero (MI)

Nel 2016 i prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero (MI) segnano decisi ribassi sull'anno precedente (-18/-19%) e riprendono la *trend* discendente iniziato nel 2013 (parzialmente interrotto nel 2015), collocandosi ai minimi storici in tutte le sessioni. I prezzi delle prime due sessioni si attestano poco sopra i 42 €/MWh, mentre quelli di MI3 e MI4 si portano attorno ai 44 €/MWh; il prezzo di MI5 si conferma sul livello più alto (47,42 €/MWh).

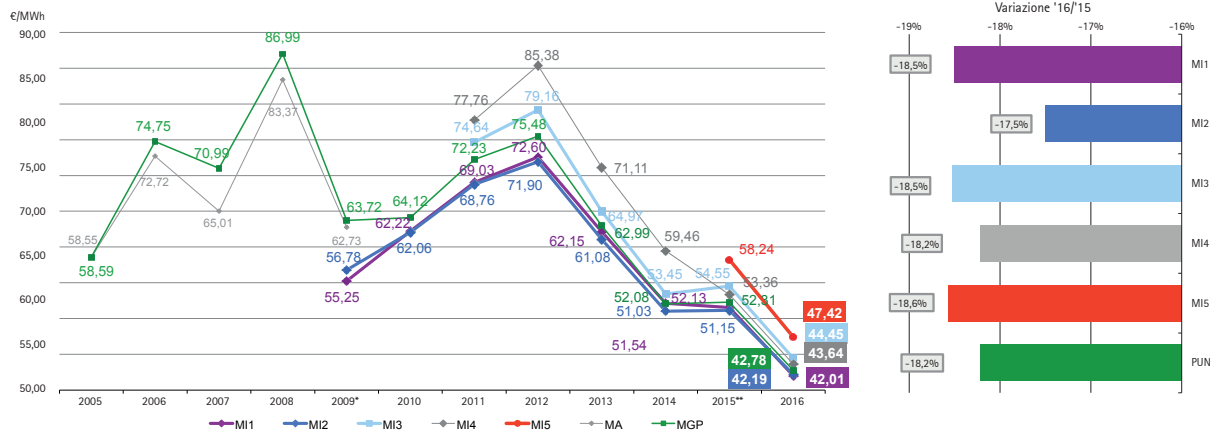
Prezzi sempre più allineati e tutti ai minimi storici

Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Il differenziale tra la sessione con il prezzo più alto e quella con il prezzo più basso, nel 2016, fissa un minimo storico poco sopra i 5 €/MWh (Fig. 2.2.9).

L'analisi del profilo medio orario giornaliero dei prezzi di MI (inclusivi di tutte le sessioni) evidenzia il classico andamento a "gobba di cammello", con livelli più bassi nelle prime ore della giornata, una punta mattutina alle ore 9 (ad eccezione del 2011), un minimo relativo delle ore 14, una punta serale delle ore 20 più alta di quella mattutina. L'evoluzione storica della curva dei prezzi rivela, inoltre, una progressiva traslazione verso il basso dei livelli (che conferma il 2016 come anno *record*) ed una riduzione della variabilità infragiornaliera particolarmente evidente nell'ultimo triennio (Fig. 2.2.10).

Nel confronto con i prezzi di acquisto di MGP (PUN), con cui si confermano strettamente correlati, i prezzi delle cinque sessioni di MI risultano, a parità di ore, sempre inferiori; lo scarto negativo appare più significativo su MI4 (-3,9%) e meno importante su MI5 (-0,9%).

Prezzo di acquisto: evoluzione annuale



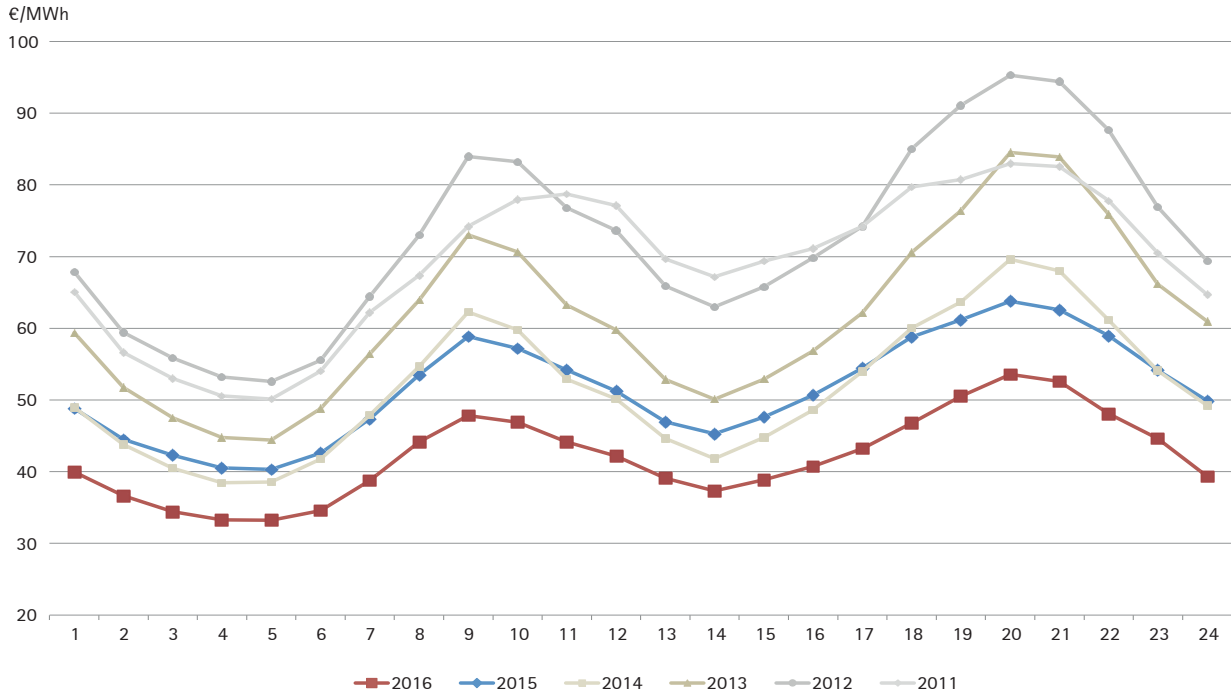
\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno

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

Fig. 2.2.9

Prezzo di acquisto: profilo medio orario giornaliero

Fig. 2.2.10

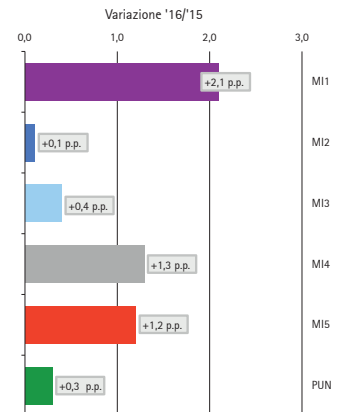
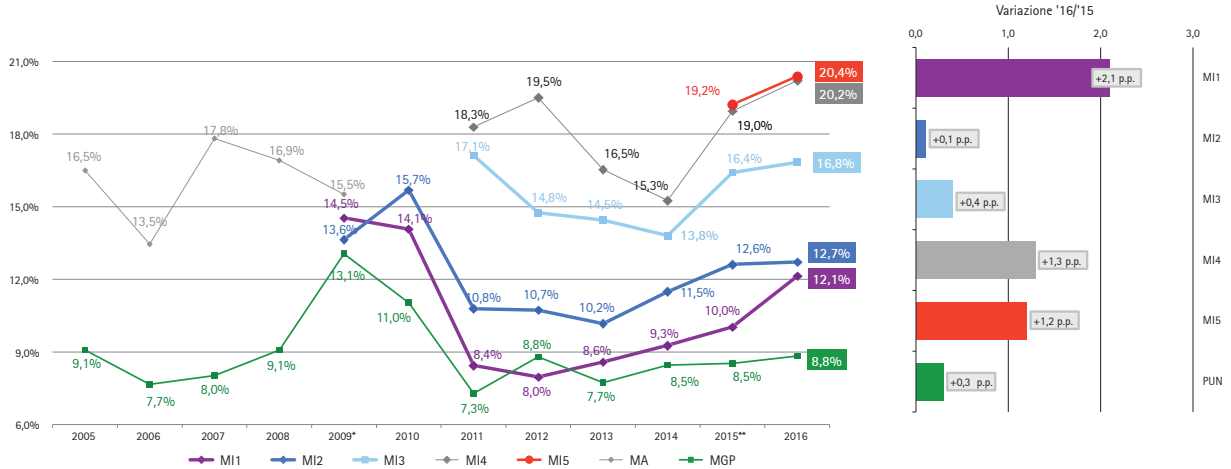


Nelle singole sessioni di MI, il calo dei prezzi rispetto all'anno precedente non ha sempre ottenuto effetti calmieranti sugli indici di volatilità. In MI1, con un incremento di 2,1 punti percentuali, la volatilità sale a 12,1% (massimo dal 2011), e si allinea a quella di MI2 (12,7%) (Fig. 2.2.11). Più contenute le variazioni della volatilità dei prezzi nelle altre sessioni. Come su MGP, l'aumento della volatilità su MI appare collegato alle tensioni sui prezzi negli ultimi tre mesi dell'anno conseguenti al fermo di alcune centrali del parco nucleare francese.

In aumento la volatilità dei prezzi nelle sessioni

Volatilità del prezzo di acquisto: evoluzione annuale

Fig. 2.2.11



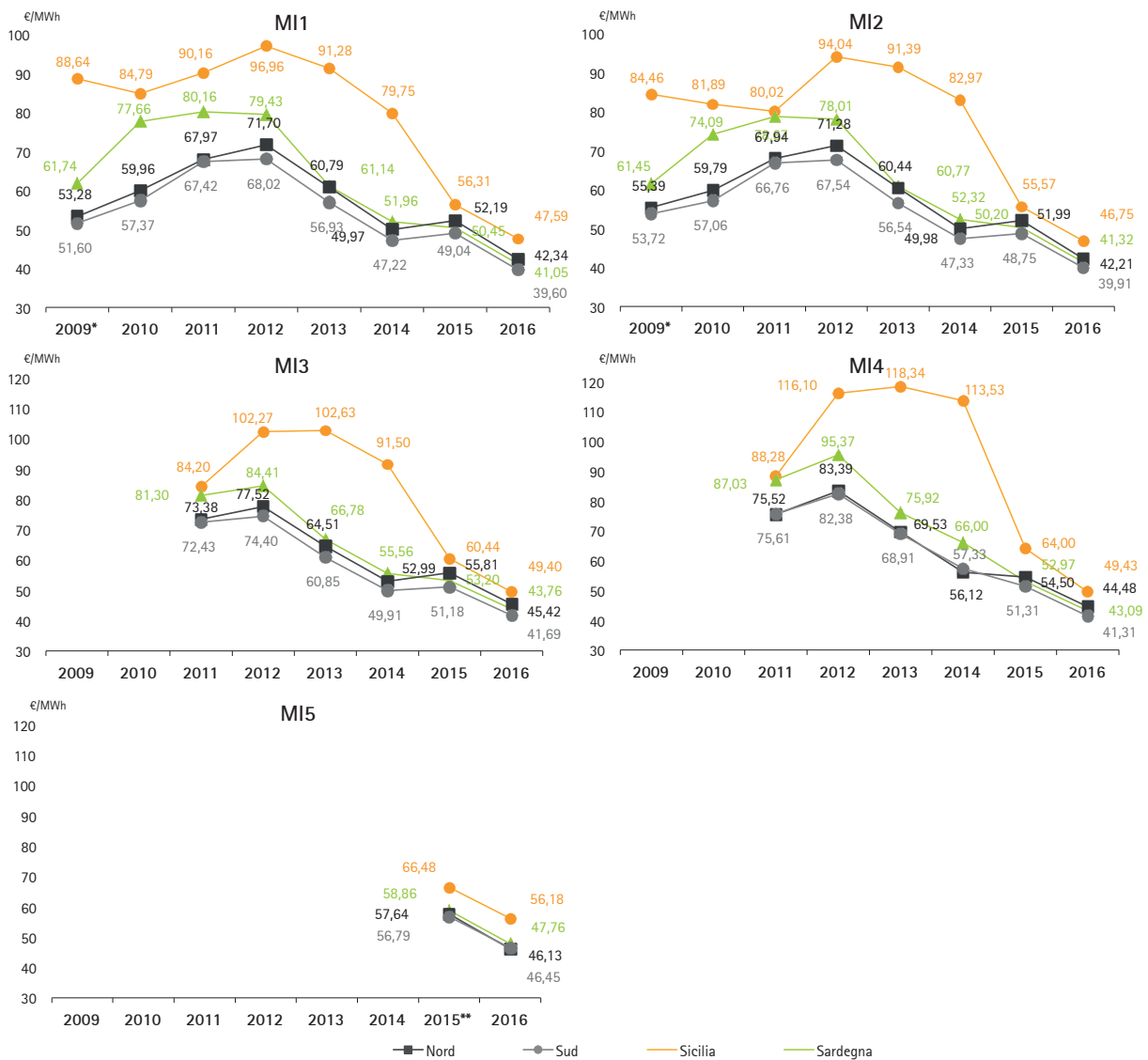
\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno  
 \*\* Avvio del nuovo mercato MI5 a partire a febbraio

A livello zonale, i prezzi di MI segnano in tutte le sessioni consistenti e diffusi ribassi rispetto all'anno precedente, collocandosi sui livelli più bassi nelle prime e più alti nelle successive, ma ovunque ai minimi storici. Il generale deprezzamento ha decretato, in tutti i mercati, il *Sud* come zona dai prezzi più bassi, unica a scendere sotto la soglia dei 40 €/MWh su MI1 e MI2, e la *Sicilia* come quella dai prezzi significativamente più alti rispetto alle altre zone. Tuttavia, tale *spread*, già drasticamente ridimensionatosi nel 2015, scende nelle prime quattro sessioni (7/8 €/MWh), mentre sale lievemente su MI5 (10 €/MWh). Sempre in *Sicilia*, nel 2016, si sono registrati in alcuni giorni picchi di prezzo orari pari a 3.000 €/MWh sia su MI1 che su MI5, determinati dal raggiungimento del livello VENT (cioè quando l'offerta interna della zona di mercato risulta non sufficiente a soddisfare la domanda anelastica). Nelle altre zone, invece, in cui non si sono mai verificati casi simili, il prezzo orario massimo raggiunto è stato pari a 200 €/MWh (Fig. 2.2.12).

Prezzi zonali più convergenti e ovunque ai minimi storici

Prezzi zonali nelle sessioni di MI

Fig. 2.2.12



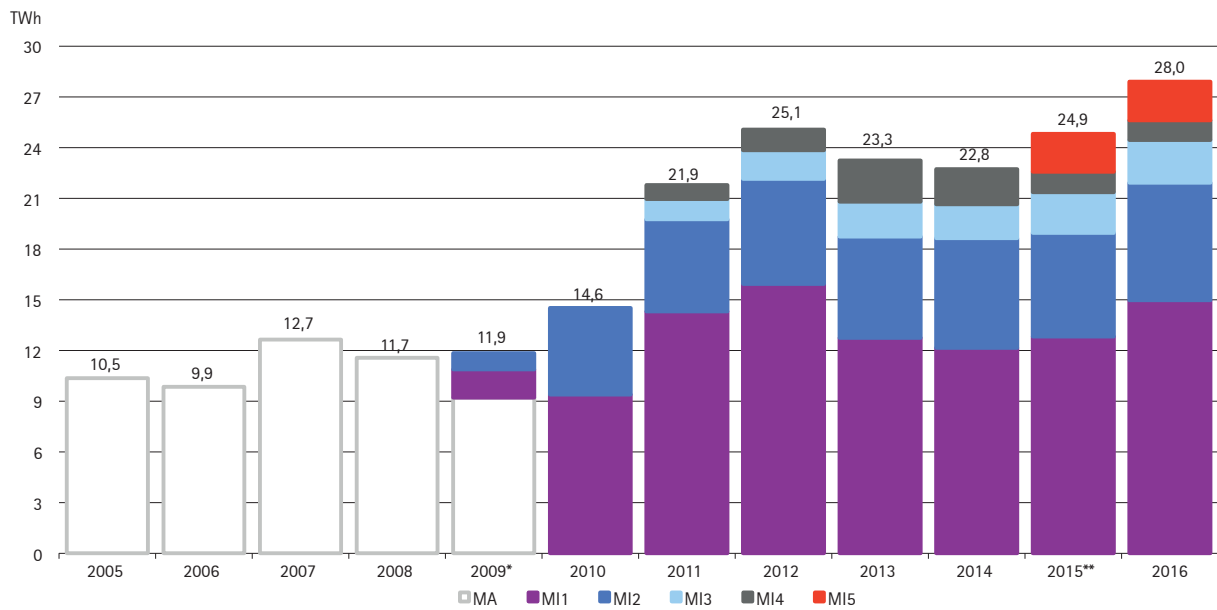
\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno  
 \*\* Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

Volumi scambiati ai massimi storici...

I volumi di energia complessivamente scambiati su MI, dopo la spinta positiva riscossa nel 2015 dall'introduzione di una nuova sessione (+9,3% sul 2014), nel 2016 mettono a segno una nuova crescita di oltre il 12%, raggiungendo il massimo storico di 28,0 TWh (Tab. 2.2.7; Fig. 2.2.13). Tale *trend* ascendente comprova l'interessamento degli operatori per tale piattaforma, non solo come mezzo di aggiustamento della programmazione ma anche come importante strumento di *trading* che permette di rispondere più tempestivamente alle esigenze di mercato. La ripresa tendenziale interessa i volumi scambiati nelle prime tre sessioni, in particolare MI1 (15,0 TWh; +16,2%) e MI2 (7,0 TWh; +12,9%), che salgono tutti sui livelli più alti di sempre; in calo, invece, gli scambi su MI4 (-5,7%) e MI5 (-9,0%). L'analisi del profilo medio orario giornaliero dei volumi scambiati, inclusivo di tutte le sessioni, mostra una crescita costante a gradini lungo l'arco delle 24 ore, che raggiunge il *top* tra le ore 17 e le ore 20/21, per poi decadere rapidamente. La curva dei volumi medi orari del 2016 evidenzia una crescita sull'anno precedente distribuita su tutto l'arco giornaliero, più intensa però nelle prime ore (circa il 25% nelle prime 6), a dimostrazione del ruolo decisivo dei primi due mercati e del loro peso nello sviluppo di MI come strumento di *trading* (Fig. 2.2.14).

Volumi scambiati

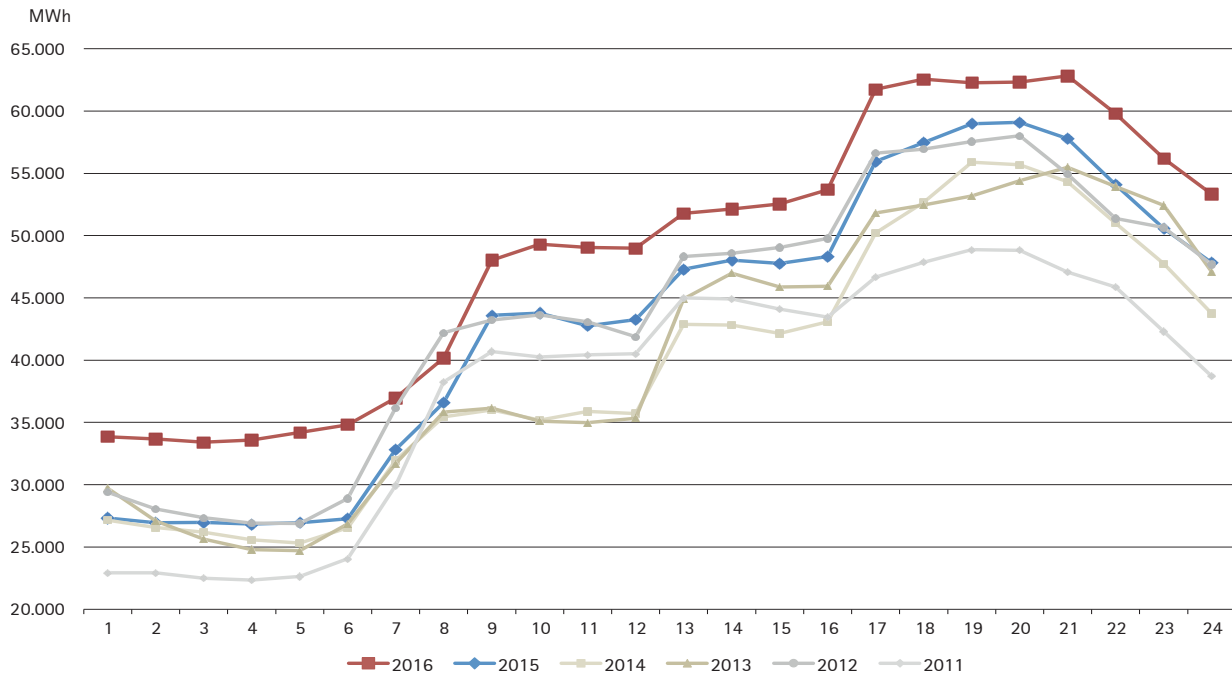
Fig. 2.2.13



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

Volumi: profilo medio orario giornaliero

Fig. 2.2.14



Complessivamente sui cinque mercati di MI, il quadro nazionale mostra sia vendite che acquisti in netta crescita sul 2015 (rispettivamente +11,4% e +10,2%) ed entrambi ai massimi storici, pari a 26,5 TWh le prime e 26,4 TWh i secondi. L'aumento appare concentrato nei primi cinque mesi del 2016 (intorno al +23% su ambedue i lati), in corrispondenza di livelli di prezzo ai minimi storici sia su MGP che su MI, e negli ultimi due mesi dell'anno (+18% circa), in concomitanza delle suddette criticità sui mercati europei. I volumi scambiati registrano un sostanziale incremento nelle zone peninsulari, dove sia gli acquisti che le vendite si collocano sui livelli massimi degli ultimi quattro anni. Nelle isole, invece, si rilevano andamenti discordanti: la *Sicilia* presenta modeste variazioni, mentre la *Sardegna* ne esibisce di rilevanti ma di segno opposto (vendite: -23,4%; acquisti: +23,1%). Il saldo tra vendite e acquisti risulta positivo al *Nord* ed al *Sud* (ambidue con +0,7 TWh) ed in *Sicilia* (+0,1 TWh), di segno opposto nelle altre zone. A livello nazionale, in controtendenza rispetto ai due anni precedenti, il saldo ammonta a +0,1 TWh, con la differenza assorbita dagli scambi sulle zone estere che, nel 2016, si portano ai massimi storici, pari a 1,5 TWh lato vendite (+33,8%) ed 1,6 TWh lato acquisto (+67,4%) (Tab. 2.2.7).

... sostenuti dalle zone peninsulari...

Volumi zionali

Tab. 2.2.7

TWh	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	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 (+10,4%)	12,5 (+7,2%)
Centro Nord	1,3	1,3	0,7	1,6	0,9	1,3	1,2	1,4	1,1	2,2	1,4 (+27,1%)	2,4 (+13,6%)
Centro Sud	1,8	2,1	2,6	2,6	3,1	3,0	3,0	2,3	3,4	3,1	3,4 (-0,4%)	3,6 (+14,0%)
Sud	3,0	3,9	3,9	3,7	5,3	4,6	4,5	4,3	5,0	5,0	6,4 (+27,1%)	5,7 (+15,3%)
Sicilia	1,8	1,0	1,5	1,3	1,6	1,4	1,9	1,8	1,6	1,4	1,6 (+0,7%)	1,4 (-1,5%)
Sardegna	0,5	0,6	0,3	0,5	0,4	0,9	0,5	1,0	0,8	0,6	0,6 (-23,4%)	0,7 (+23,1%)
<b>Italia</b>	<b>21,7</b>	<b>21,2</b>	<b>24,4</b>	<b>24,3</b>	<b>22,2</b>	<b>22,0</b>	<b>21,6</b>	<b>22,0</b>	<b>23,8</b>	<b>23,9</b>	<b>26,5 (+11,4%)</b>	<b>26,4 (+10,2%)</b>
Estero	0,2	0,6	0,7	0,9	1,2	1,3	1,2	0,8	1,1	1,0	1,5 (+33,8%)	1,6 (+67,4%)
<b>Totale</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>25,1</b>	<b>25,1</b>	<b>23,3</b>	<b>23,3</b>	<b>22,8</b>	<b>22,8</b>	<b>24,9</b>	<b>24,9</b>	<b>28,0 (+12,4%)</b>	<b>28,0 (+12,4%)</b>

()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente



...ed in particolare  
dagli impianti a fonte  
rinnovabile

L'analisi degli scambi per tipologia d'impianto rivela un significativo incremento dei volumi registrati, sia in vendita che in acquisto, dagli impianti a fonte rinnovabile (rispettivamente +26,9% e +28,4%), ambedue ai massimi storici. Tale aumento, supportato dagli impianti a fonte idraulica ed eolica (entrambi su livelli *record*), spinge la quota delle rinnovabili sul totale nazionale al 22,1% (+2,7 punti percentuali sul 2015) lato vendita ed al 25,9% (+3,7 p.p.) lato acquisto. Rilevante anche la *performance* delle vendite da impianti termoelettrici (14,9 TWh; +10,1%), in particolare degli impianti a gas (+7,7%), che rappresentano il 43,1% del totale venduto (-1,5 p.p. sul 2015), e degli altri impianti termici (+133,9%); in calo, invece, le vendite da impianti a carbone (-43,6%), che vedono la propria quota scendere al 4,0% (-4,0 p.p.). Ancora in flessione, invece, gli acquisti degli impianti termoelettrici (8,5 TWh; -1,8%) ai minimi dal 2010, con una quota sul totale acquistato pari a 32,3% (-3,9 p.p.); determinante il calo degli impianti a gas (-15,1%), che sconta l'incremento messo a segno dalle altre fonti. In crescita anche gli scambi degli impianti a pompaggio (+17,1% in vendita, +150,1% in acquisto).

Complessivamente, i volumi scambiati su MI dai titolari di punti in immissione hanno rappresentato la quota prevalente su entrambi i lati, pari rispettivamente all'86% del totale immesso (vendite) ed al 68% del prelevato (acquisti). I volumi movimentati su MI dai titolari di punti di prelievo (tipicamente grossisti e *traders*), invece, dopo un lungo *trend* crescente, segnano una netta diminuzione sia lato vendite, con 3,8 TWh (-4,5%), sia lato acquisti, con 8,3 TWh (-6,2% dal massimo storico del 2015), ed una quota del 14% del totale immesso e 32% del totale prelevato, entrambe in calo (rispettivamente -2,4 p.p. e -5,5 p.p.) (Tab. 2.2.8).

#### Acquisti e vendite per fonte

Tab. 2.2.8

TWh	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	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 (+10,1%)	8,5 (-1,8%)
Gas	12,8	8,1	15,9	9,1	12,2	7,0	10,0	5,2	10,6	5,6 (+7,7%)	11,4 (+7,7%)	4,8 (-15,1%)
Carbone	1,3	2,1	1,2	1,7	1,5	1,4	1,1	1,6	1,9	0,7 (-43,6%)	1,1 (-43,6%)	0,8 (+11,3%)
Altro termico	1,5	3,6	1,6	2,8	1,5	2,6	1,3	2,5	1,0	2,4 (+133,9%)	2,4 (+133,9%)	3,0 (+26,1%)
Fonti rinnovabili	2,9	1,4	2,4	1,5	3,3	2,6	3,8	2,8	4,6	5,3 (+26,9%)	5,9 (+26,9%)	6,8 (+28,4%)
Geotermico	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 (-67,9%)	0,0 (-67,9%)	0,0 (-74,3%)
Idroelettrico naturale	2,9	1,4	2,4	1,4	2,7	2,0	2,9	2,1	3,5	3,8 (+20,8%)	4,3 (+20,8%)	4,6 (+20,4%)
Eolico	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,8	0,7	1,0	1,3 (+52,7%)	1,5 (+52,7%)	2,2 (+61,6%)
Solare e altro	-	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1 (-9,6%)	0,0 (-9,6%)	0,1 (-53,4%)
Pompaggio	2,9	2,8	2,5	2,3	1,7	1,6	2,0	1,4	1,7	1,1 (+17,1%)	1,9 (+17,1%)	2,7 (+150,1%)
Consumatori	0,4	3,2	0,7	6,9	1,9	6,8	3,3	8,4	4,0	8,9 (-4,5%)	3,8 (-4,5%)	8,3 (-6,2%)
Totale nazionale	21,7	21,2	24,4	24,3	22,2	22,0	21,6	22,0	23,8	23,9	26,5 (+11,4%)	26,4 (+10,2%)

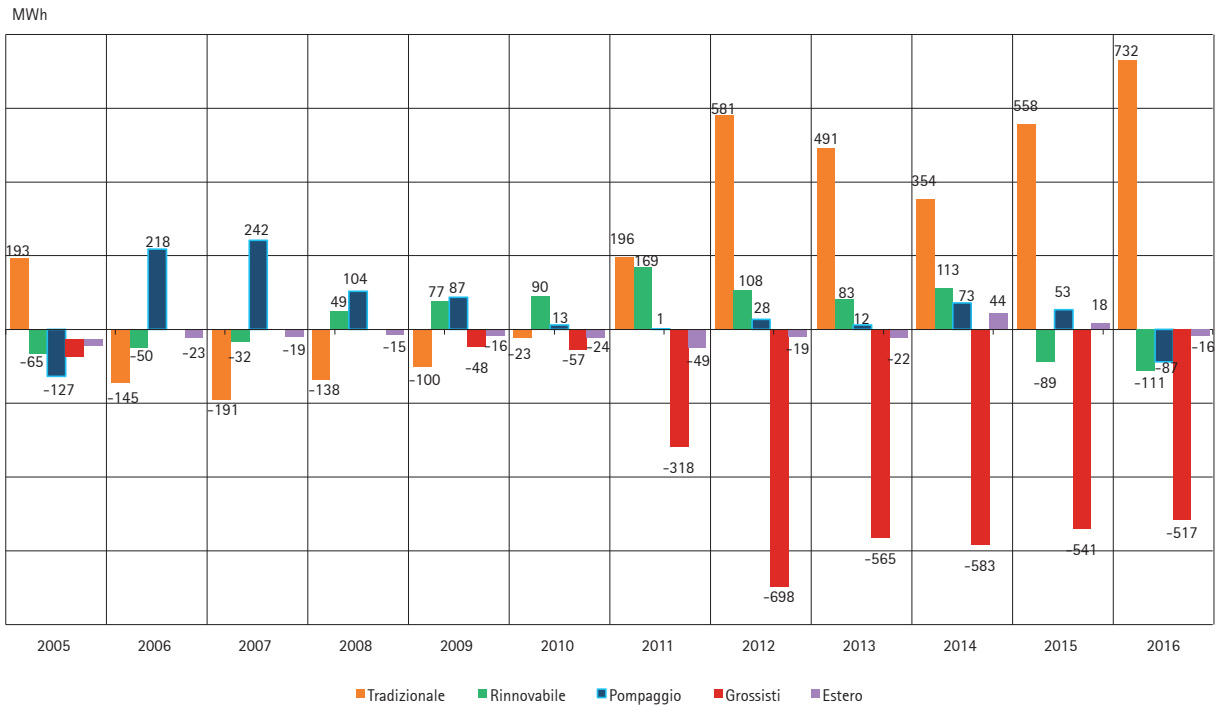
()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

L'esame del saldo vendite/acquisti su MI, nel 2016, evidenzia valori positivi esclusivamente per gli impianti a fonte termoelettrica tradizionale con +732 MWh medi orari, nuovo massimo storico. Segno negativo, invece, per gli impianti a fonte rinnovabile (-111 MWh), per le zone estere (-16 MWh medi orari) e, come non accadeva dal 2005, anche per i pompaggi (-87 MWh medi orari). Come atteso, anche per i grossisti gli acquisti superano le vendite con un saldo attestatosi a -517 MWh, in linea con i livelli degli anni precedenti (Fig. 2.2.15).

L'attività degli operatori nelle cinque sessioni di MI ha determinato un aumento dei programmi in immissione in esito ad MGP dell'1,9%, percentuale in linea con il *trend* degli ultimi anni (Fig. 2.2.16).

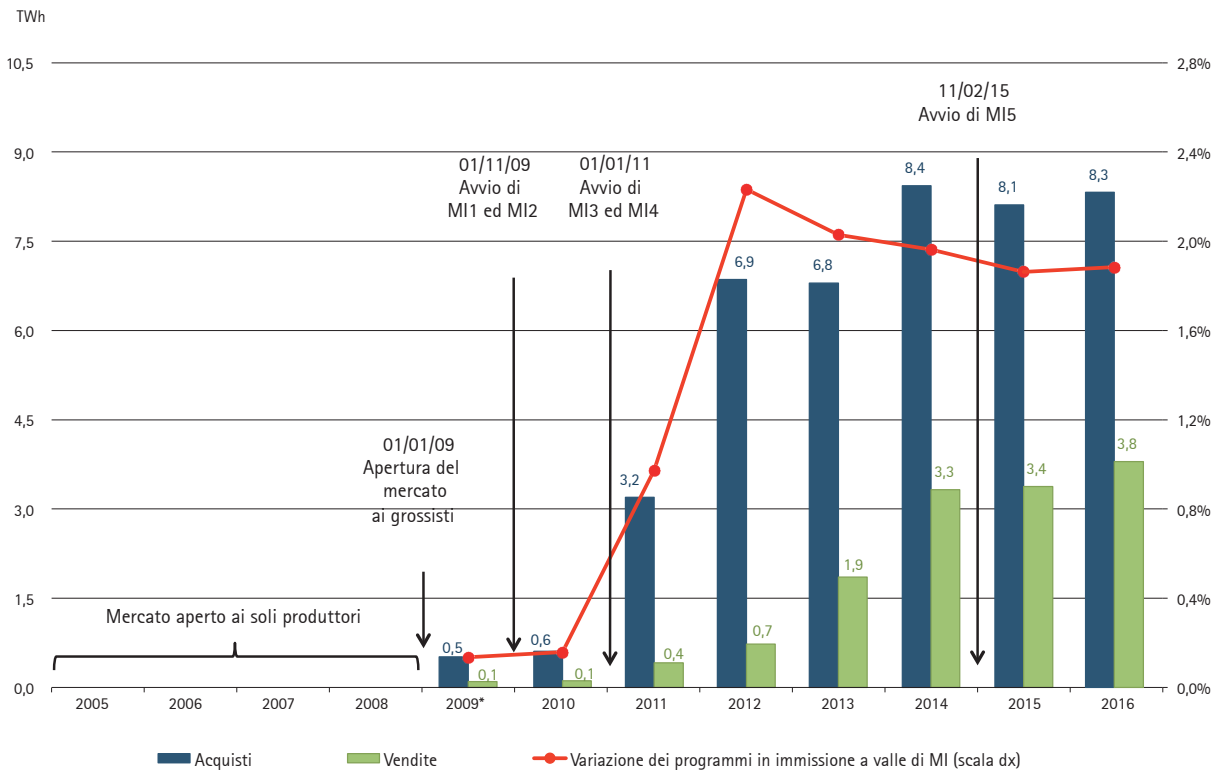
Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria

Fig. 2.2.15



Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI

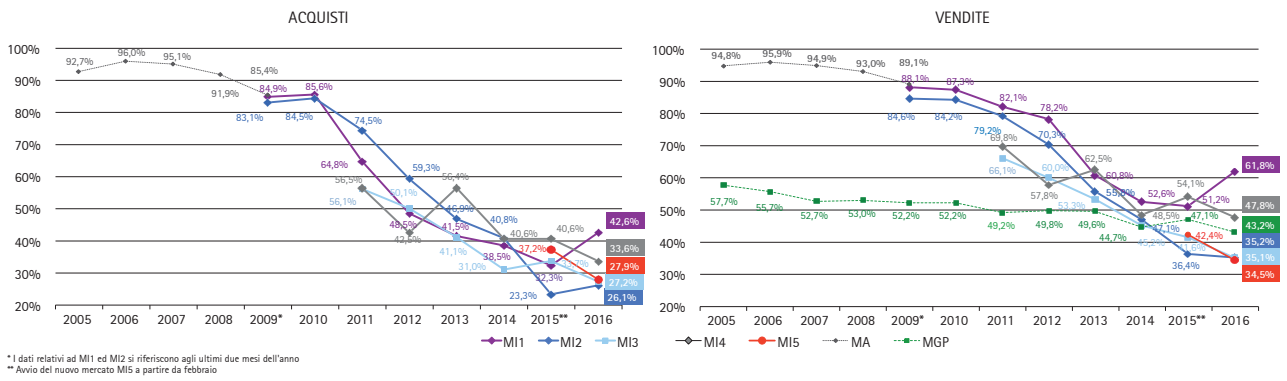
Fig. 2.2.16



Nel 2016 si rileva infine un peggioramento della concorrenzialità nelle prime due sessioni, le più liquide di MI, ed un miglioramento, viceversa, nelle ultime tre. Infatti, la quota percentuale di volumi scambiati detenuta dai primi tre operatori (CR3) sale dal lato acquisto a 42,6% su MI1 (+10,3 p.p.) ed a 26,1% (+2,8 p.p.) su MI2; sul lato vendita lo stesso indicatore su MI1 balza al 61,8% (+10,6 p.p.) mentre su MI2 rimane pressoché invariato. Sviluppi positivi, invece, per gli indici CR3 nelle altre sessioni, tutte ai minimi storici. Il CR3 lato vendite di MGP, pari a 43,2%, si colloca su un livello intermedio rispetto al CR3 delle sessioni di MI (Fig. 2.2.17).

Si riduce la concorrenzialità sui primi due mercati

CR3  
Fig. 2.2.17



A giugno 2016 è stato avviato il progetto di *coupling* sulla frontiera slovena per le sessioni MI2 e MI5. Attraverso tale meccanismo è stato allocato complessivamente sulle due suddette sessioni un volume pari a 105 GWh lato acquisto e 64 GWh lato vendite.

Avvio coupling Italia-Slovenia

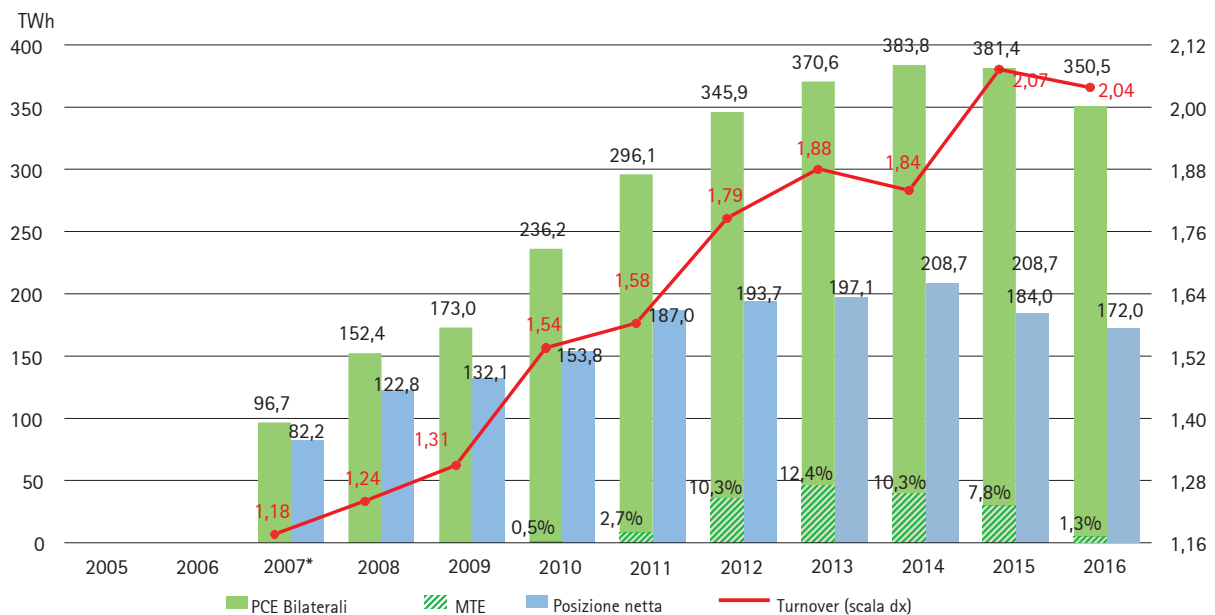
## 2.2.3 Contrattazioni a termine (PCE e MTE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2016, confermano e rafforzano l'inversione di tendenza evidenziata l'anno precedente e, con una flessione dell'8,4%, si portano sul livello più basso degli ultimi quattro anni pari a 350,5 TWh (Fig. 2.2.18).

*Prosegue e si rafforza il calo dei volumi contrattati*

Transazioni registrate, posizione netta e turnover

Fig. 2.2.18



\* Dati a partire da maggio 2007

Nel 2016 le transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'energia elettrica a Termine (MTE) crollano a 4,5 TWh (-84,8%)<sup>8</sup>, con una quota sul totale delle registrazioni scesa all'1,3% (era 12,4% al suo massimo storico nel 2013). Inoltre, per la prima volta dall'avvio della piattaforma, anche le transazioni originate da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali) segnano una flessione, portandosi a 345,9 TWh (-1,9%). I contratti più utilizzati dagli operatori sono stati ancora i *non standard*, che hanno rappresentato il 67,0% del totale scambiato, attestandosi a 234,7 TWh, pressoché in linea con l'anno precedente (+0,2%). Si riducono, invece, i volumi registrati utilizzando contratti *standard* (-6,1%), tra i quali quelli con tipologia *baseload* risultano ancora i preferiti dagli operatori (100,8 TWh; -2,3%). Nessuna transazione è stata invece registrata sulla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), così come nei cinque anni precedenti (Tab. 2.2.9).

<sup>8</sup> Il dato si riferisce ai volumi scambiati su MTE con consegna nel 2016.

## Profilo delle transazioni registrate e programmi

Tab. 2.2.9

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	100.783.972	-2,3%	28,8%	Richiesti	110.075.756	3,1%	100,0%	135.028.050	-6,2%	100,0%
Off Peak	4.560.224	-44,9%	1,3%	di cui con indicazione di prezzo	50.420.217	36,9%	45,8%	25.885	19132,4%	0,0%
Peak	5.935.791	-16,2%	1,7%	Registrati	86.876.007	-6,4%	78,9%	134.895.133	-6,3%	99,9%
Week-end	-	-100,0%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	27.325.309	19,4%	24,8%	24.583	18165,0%	0,0%
Totale Standard	111.279.988	-6,1%	31,8%	Rifiutati	23.199.749	65,8%	21,1%	132.918	9035,5%	0,1%
Totale Non standard	234.661.498	0,2%	67,0%	di cui con indicazione di prezzo	23.094.908	65,6%	21,0%	1.302	-	0,0%
PCE bilaterali	345.941.485	-1,9%	98,7%							
MTE	4.532.268	-84,8%	1,3%	Sbilanciamento a programma	85.313.912	-7,0%		37.294.787	-8,0%	
CDE	2.485	-	0,0%	Saldo programmi	-	-		48.019.126	-6,2%	
CDE	-	-	0,0%							
Totale	350.476.238	-8,4%	100,0%							
Posizione netta	172.189.919	-6,7%								

Anche la posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate, conferma e rafforza l'inversione di tendenza evidenziata nel 2015, scendendo a 172,2 TWh (-6,7%), livello più basso degli ultimi sei anni.

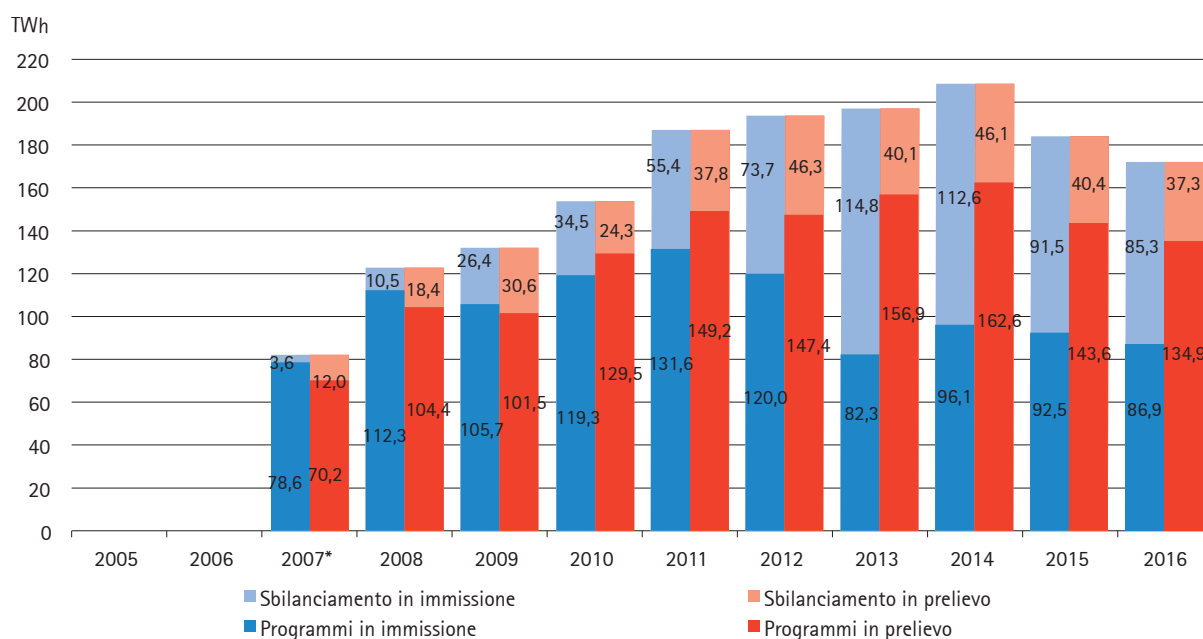
Pertanto, il *turnover*, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pur ripiegando lievemente dal massimo storico del 2015 a 2,04 (-0,03), si conferma su alti livelli (Fig. 2.2.16).

La fase calante investe anche i già contenuti programmi fisici registrati nei conti energia in immissione, che scendono a 86,9 milioni di MWh (-6,4% sul 2015), ma non risparmia neanche i programmi registrati nei conti energia in prelievo, portatisi a quota 134,9 TWh (-6,3%), ai minimi dal 2011.

Continua la flessione degli sbilanciamenti a programma

## Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma

Fig. 2.2.19

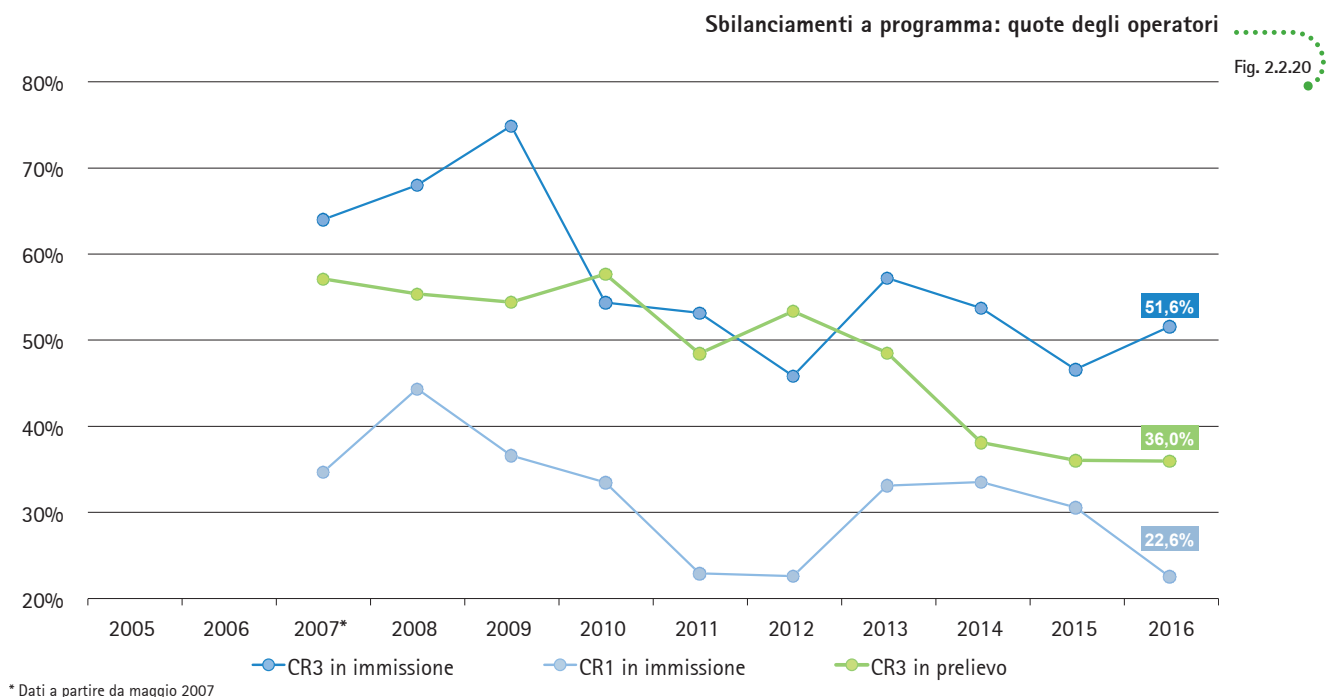


\* Dati a partire da maggio 2007

In tale contesto prosegue anche la riduzione dello sbilanciamento a programma complessivo che, sebbene si confermi ancora un utile strumento di flessibilità per gli operatori, evidenzia una minore necessità di riprogrammare nel breve termine impegni bilaterali contratti nel medio-lungo termine. In particolare, lo sbilanciamento sul lato immissione, storicamente il più utilizzato dagli operatori, segna una nuova flessione (-6,4%) e, dando seguito ad una tendenza di progressiva riduzione avviata nel 2014, raggiunge il valore più basso degli ultimi quattro anni a 85,3 TWh (Fig. 2.2.19).

In calo anche gli sbilanciamenti sul lato prelievo, che si portano a 37,3 TWh (-8,0%), minimo dal 2011, ed il saldo tra programmi in immissione/prelievo, compensato dalle vendite del mercato organizzato (48,0 TWh; -6,2%).

Il minor ricorso agli sbilanciamenti in immissione trova riscontro, in particolare, nell'attività del primo operatore, come mostra una riduzione di ben 8 p.p. del CR1 (22,6%), mai così basso dall'avvio della piattaforma, mentre cresce la quota dei primi tre operatori (CR3: 51,6%; +4,9 p.p.). Sul lato prelievo si rileva, invece, una sostanziale stabilità dell'indicatore CR3, che flette di 0,1 p.p. e aggiorna il minimo storico al 36,0% (Fig. 2.2.20).



Anche nel Mercato elettrico a Termine gestito dal GME (MTE) si consolida il *trend* di progressiva erosione dei volumi complessivamente scambiati, scesi nel 2016 a 1,1 TWh (erano 5,1 TWh nel 2015 e 32,3 TWh nel 2014)<sup>9</sup>. In particolare, per il secondo anno consecutivo, nessuna registrazione bilaterale a fini di *clearing* è stata effettuata sulla piattaforma (erano 53 nel 2014), mentre gli abbinamenti registrati scendono a 85 (252 nel 2015) con 411 contratti scambiati contro i 1.004 del 2015 (Tab. 2.2.10, Fig. 2.2.21). Gli esigui scambi si concentrano ancora sui prodotti *baseload*, storicamente i più utilizzati dagli operatori, che assorbono, tuttavia, la maggior parte del calo riducendosi di circa due terzi su base annua (73 abbinamenti contro i 239 del 2015). I prodotti *peakload* si confermano invece sui livelli piuttosto modesti dell'anno precedente (12 abbinamenti; -1). Come l'anno precedente, il prodotto su cui si è concentrato il maggior numero di negoziazioni è stato l'annuale

Liquidità del MTE ai minimi storici

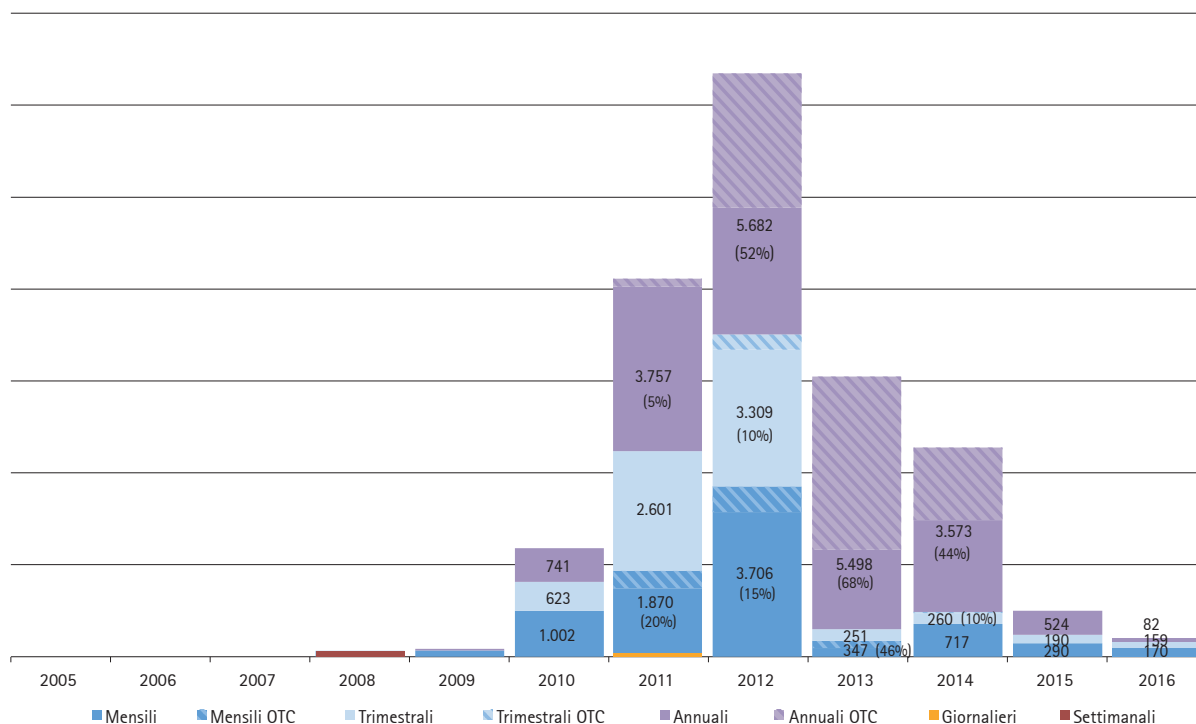
<sup>9</sup> Il dato si riferisce ai volumi contrattati sul MTE nell'anno 2016, indipendentemente dal periodo di consegna.

*baseload*, con circa il 20% del totale dei contratti complessivamente scambiati (Tab. 2.2.10, Fig. 2.2.21). Concentrando l'analisi dei prezzi su quest'ultimo prodotto, l'andamento delle quotazioni a termine appare sostanzialmente allineato ai livelli espressi dalle principali piattaforme di brokeraggio e dagli altri mercati organizzati. In particolare, l'evoluzione in corso d'anno dei prezzi espressi dal mercato a termine del GME rivela un progressivo rialzo nell'ultima parte dell'anno, coerente con quanto osservato sul mercato *spot* in corrispondenza delle tensioni connesse alla crisi del nucleare francese.

### MTE: volumi scambiati per tipologia

Fig. 2.2.21

MW



### MTE: volumi scambiati per anno di trading

Tab. 2.2.10

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Δ % 2016/2015
<b>Contratti (MW)</b>								
Totale	2.366	8.228	12.697	6.096	4.550	1.004	411	-59%
Baseload	1.146	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	-64%
Peakload	1.220	2.210	1.064	1.492	140	105	88	-16%
<b>Volumi (TWh)</b>								
Totale	6,3	33,4	55,0	41,1	32,3	5,1	1,1	-79%
Baseload	5,0	29,8	52,3	36,7	32,2	5,0	1,0	-80%
Peakload	1,3	3,7	2,7	4,4	0,1	0,1	0,1	-15%
<b>Numero Abbinamenti</b>								
Totale	360	665	953	342	500	252	85	-66%
Baseload	177	478	884	136	488	239	73	-69%
Peakload	183	187	69	206	12	13	12	-8%
<b>Quota volumi OTC</b>								
Totale	0%	5%	45%	81%	43%	0%	0%	+0 p.p.
Baseload	0%	6%	45%	90%	43%	0%	0%	+0 p.p.
Peakload	0%	1%	46%	0%	29%	0%	0%	+0 p.p.

## 2.3 I MERCATI DEL GAS

Il 2016 si caratterizza per un nuovo incremento nei consumi del gas naturale in Italia, confermando l'inversione di tendenza inizialmente registrata nel 2015, spinta in particolare dal settore termoelettrico e dai consumi industriali, questi ultimi con una variazione positiva rispetto all'anno precedente per la prima volta dopo 4 anni. In tale contesto, le quotazioni della *commodity* presso i principali *hub* europei confermano la forte flessione osservata a partire dal 2014, con una variazione media pari al -28% rispetto al 2015. L'*hub* italiano PSV, primo in Europa nel 2016 per incremento di volumi scambiati, conferma la flessione media europea e si attesta sui 15,85 €/MWh, registrando una maggiore valorizzazione di circa 2 €/MWh con la quotazione presso il TTF.

Nel 2016, nell'ambito dei mercati del gas gestiti dal GME, sono stati registrati scambi per complessivi 47,5 TWh, livello lievemente inferiore a quello del 2015 (-3%). Tale esito si registra in un anno caratterizzato da una profonda variazione nelle dinamiche tra le diverse piattaforme di mercato del gas, conseguente all'avvio - a partire dal 1° ottobre 2016 - della fase c.d. "transitoria" del nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale di cui alla delibera AEEGSI 312/2016/R/gas<sup>10</sup>. In particolare, tale delibera, nel recepire ed integrare le disposizioni di cui al Regolamento UE 312/2014, ha introdotto un nuovo disegno del mercato del bilanciamento gas basato sul ricorso prioritario ai prodotti del mercato a pronti da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB). Tra gli effetti principali di tale modifica regolatoria, si rileva che la piattaforma per il bilanciamento gas (PB-GAS) - che nel 2015 con i suoi due comparti G+1 e G-1 copriva il 98% dei volumi scambiati su tutti i mercati gas del GME - nel 2016, nonostante l'avvio del nuovo disegno di mercato sia avvenuto solo nell'ultimo trimestre dell'anno, ha registrato una copertura pari all'84% circa dei volumi totali<sup>11</sup>, con il restante 16% scambiato sul mercato a pronti del MGAS.

Di seguito, vengono presentate analisi volte ad evidenziare il passaggio tra il vecchio ed il nuovo mercato di bilanciamento gas, con particolare attenzione ai mercati in rapida crescita del MP-GAS (i.e. MGP-GAS e MI-GAS) e all'avvio dei nuovi mercati della PB-GAS (MGS e MPL)<sup>12</sup>.

<sup>10</sup> Cfr. capitolo 1.2.1.

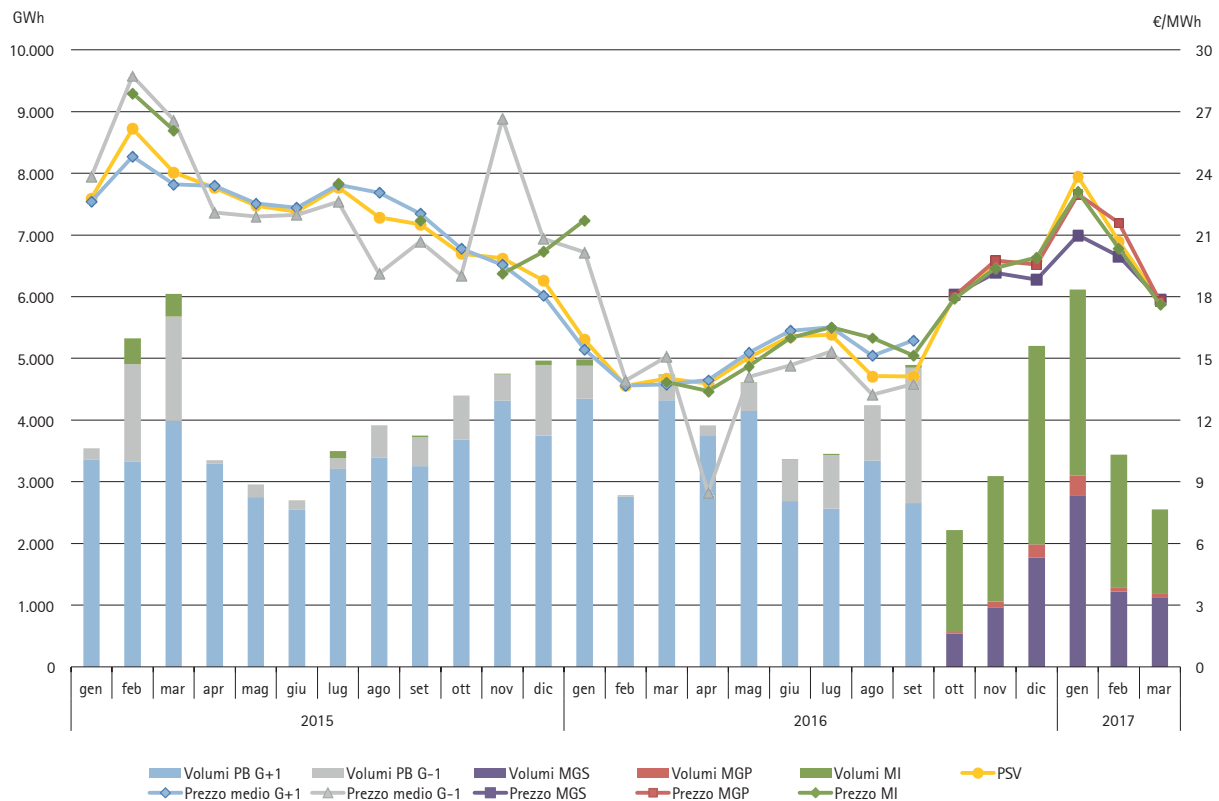
<sup>11</sup> Il calcolo include i volumi G+1 e G-1 fino a fine settembre 2016 e i volumi MGS (ex G+1) fino a fine dicembre 2016. Il nuovo mercato dei prodotti *locational* della PB-GAS (MPL), dalla sua introduzione, non è mai stato attivato dal RdB.

<sup>12</sup> A tal fine, la maggior parte delle analisi sono state condotte estendendo la finestra temporale fino alla fine del mese di marzo 2017, ossia fino al termine della fase "transitoria" del nuovo sistema di bilanciamento di cui al punto 2 della delibera AEEGSI 66/2017/R/gas.



Fig. 2.3.1

Prezzo e volumi per mese dei mercati gas confrontati con quotazione PSV



## 2.3.1 Il mercato a pronti del gas (MP-GAS)

Con l'entrata in vigore della delibera AEEGSI 312/2016/R/gas, i prodotti *title* offerti sul mercato a pronti del gas MP-GAS, costituito dal mercato del giorno prima (MGP-GAS) e infragiornaliero (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.

Le contrattazioni complessivamente concluse nel 2016 sul mercato a pronti sono state pari a 7,4 TWh, con un incremento di circa 6,4 TWh rispetto al 2015, sostanzialmente concentrati solo nell'ultimo trimestre dell'anno per effetto del già citato ridisegno del mercato e quindi dello spostamento dell'approvvigionamento del RdB dal comparto G+1 della PB-GAS al MP-GAS. La ripartizione tra mercati è stata marcatamente asimmetrica, con circa 7,1 TWh (99,6%) scambiati sul mercato infragiornaliero e 0,3 TWh su MGP-GAS. Tale asimmetria si mantiene estendendo l'analisi fino a fine marzo 2017, con il 94,4% dei volumi scambiati su MI-GAS (al netto delle quantità scambiate prima di ottobre 2016).

In riferimento al solo MGP-GAS, si osserva come l'avvio del nuovo sistema di bilanciamento abbia favorito il ripristino delle contrattazioni sul mercato, inattivo dal 2013, con l'attivazione di 100 sessioni su 181, per un volume complessivo di 0,8 TWh fino a marzo 2017. Gli operatori hanno mostrato una netta preferenza per lo scambio del prodotto in consegna il giorno dopo (circa 75% degli abbinamenti sul mercato), con quote residuali di scambi sui restanti prodotti offerti (rispettivamente 9% sul G+2 e 16% su G+3). Il prezzo medio di scambio, mediamente pari a 19,24 €/MWh nel 2016 e a 21,28 €/MWh nel primo trimestre 2017, è risultato sostanzialmente allineato con la quotazione PSV (pari, rispettivamente negli

*Volumi contenuti su MGP-GAS e prezzi allineati al PSV*

stessi due periodi, a 15,85 €/MWh e 20,77 €/MWh), con una correlazione pari a circa il 93%<sup>13</sup> nei sei mesi considerati.

In generale, il Responsabile del bilanciamento ha operato in misura contenuta su MGP, risultando presente in sole 5 sessioni con volumi esigui e sempre lato acquisto, per un volume complessivamente acquistato pari a 87 GWh. Tale risultato riflette quanto previsto dal Regolamento UE 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento<sup>14</sup>.

Oltre al Responsabile del bilanciamento, hanno operato 52 operatori, determinando un mercato poco liquido e concentrato sia in acquisto che in vendita, con un indice HHI<sup>15</sup> su entrambi i lati mediamente pari a 6.741.

Gli scambi sul mercato infragionaliero, che a partire da fine 2014 si erano iniziati a registrare seppur in modo sporadico e quasi sempre in concomitanza con la partecipazione di Snam Rete Gas (SRG) in sessione, hanno segnato un atteso, deciso incremento a partire da ottobre 2016. Come mostrato in Fig. 2.3.1, i volumi complessivamente scambiati nel 2016, registrati in quasi tutti i mesi dell'anno ad eccezione di febbraio, si sono concentrati per il 97% nell'ultimo trimestre, con una crescita progressiva dei volumi mensili fino a dicembre, poi stabili nel primo trimestre 2017, fino a raggiungere complessivamente i 13,4 TWh scambiati. Il Responsabile del bilanciamento è stato presente nell'83% delle sessioni tra ottobre e marzo, contribuendo alle movimentazioni di mercato con 6,9 TWh in acquisto (pari a poco più della metà dei volumi scambiati) in 78 sessioni (43% del totale) concentrate prevalentemente tra novembre e gennaio e con 3,3 TWh in vendita (circa il 24% dei volumi su tale lato) nelle restanti 70 sessioni, con un'asimmetria tra volumi acquistati e venduti riconducibile alla stagionalità caratterizzata da una maggiore incidenza di giornate con un sistema corto.

*Su MI-GAS scambiato oltre il 90% dei volumi a pronti*

La disponibilità di una piattaforma di mercato in contrattazione continua con sessioni dalle 6:00 di mattina alle 2:30 di notte, congiuntamente alla messa a disposizione da parte del Responsabile del bilanciamento di informazioni aggiornate su base oraria circa lo stato di sbilanciamento previsionale di sistema (SAS), ha favorito un'operatività distribuita piuttosto omogeneamente in termini di volumi medi orari scambiati da parte degli operatori sul mercato, con una leggera propensione a concludere abbinamenti tra le 19:00 e le 21:00 (21% dei volumi giornalieri medi). Si registrano scambi anche successivamente a tale orario e fino alla chiusura della sessione (20% dei volumi medi giornalieri di MP-GAS), favoriti anche dalla presenza mediamente costante sul mercato da parte del RdB. Anche per SRG si registra tuttavia la massima quota di volumi medi abbinati nell'intorno delle ore 20:00, con quote medie di volumi mediamente scambiati su base giornaliera pari all'8% e 7%, rispettivamente, in acquisto e vendita.

*Volumi scambiati infrasezione in modo omogeneo*

Con la crescente maturità del mercato si osserva anche un raddoppio nel numero di operatori che concludono *trading*, sia infrasezione che *cross-market* tra MGP-GAS e MI-GAS, passati da 29 nell'ultimo trimestre 2016 a 42 fino a fine marzo 2017. La quota di volumi oggetto di *trading* rimane comunque contenuta rispetto ai volumi complessivamente scambiati su MP-GAS, e pari al 4% nei primi sei mesi di attività del mercato, dando comunque un'indicazione circa la sua evoluzione.

<sup>13</sup> Il dato viene calcolato considerando i giorni gas in corrispondenza dei quali sono disponibili sia il prezzo medio di scambio nel mercato, sia la quotazione PSV per il medesimo giorno gas.

<sup>14</sup> Regolamento UE 312/2014, Art. 9, comma 2: "Nel corso dello scambio di prodotti standardizzati di breve termine, il gestore del sistema di trasporto privilegia l'uso di prodotti infragionalieri rispetto a prodotti day-ahead, ove necessario e in misura adeguata."

<sup>15</sup> Indice di Herfindahl – Hirschman determinato in funzione delle quote degli operatori attivi sul lato del mercato opposto a quello sul quale agisce SRG, sul totale dei volumi scambiati.

Alta correlazione tra prezzo MI e PSV quando RdB non è rilevante

Il prezzo medio di sessione del Mercato Infragiornaliero è risultato pari a 19,83 €/MWh nei primi 3 mesi di vita del nuovo disegno di mercato del bilanciamento gas e pari a 20,60 €/MWh estendendo l'analisi fino a fine marzo 2017, seguendo un andamento progressivamente crescente sostanzialmente in linea con la stagionalità della *commodity*, come confermato anche da analoghi andamenti su MGP-GAS e al PSV (Fig. 2.3.1). Nelle prime due settimane di gennaio, in corrispondenza dell'attivazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico dello stato di Allarme (*Alert*) previsto dal Piano emergenza gas, è stato raggiunto il massimo livello di prezzo, pari a 31,82 €/MWh. L'analisi della volatilità media annuale del prezzo medio di sessione restituisce un valore pari all'8,0% (da confrontarsi con i valori più contenuti mediamente registrati al PSV e riportati in Tab. 2.3.4), 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. Tale considerazione viene confermata confrontando il prezzo MI con la quotazione PSV per il medesimo giorno gas, legati da una moderata correlazione, pari all'84%, con un differenziale medio pari a 0,11 €/MWh. Considerando le sole sessioni dove il RdB opera con quote di mercato rilevanti<sup>16</sup>, tale differenziale aumenta fino a 1,30 €/MWh lato acquisto e a -1,06 €/MWh lato vendita, evidenziando come la promozione di azioni di bilanciamento da parte degli Utenti venga condotta da SRG attraverso la formazione di prezzi più svantaggiosi per gli operatori soggetti al corrispettivo di sbilanciamento<sup>17</sup>. Nelle sessioni dove le movimentazioni sul mercato del Responsabile del bilanciamento (sia in acquisto che in vendita) non raggiungono la quota rilevante (circa il 45% delle sessioni da ottobre a marzo), si osserva come la correlazione tra il prezzo medio MI e la quotazione PSV salga al 94%.

SAP allineato al prezzo medio del RdB

In considerazione della relazione diretta tra prezzo medio ponderato MP-GAS (c.d. SAP<sup>18</sup>) con la quantificazione del prezzo di sbilanciamento duale<sup>19</sup>, l'analisi delle dinamiche di prezzo sul mercato a pronti può restituire ulteriori elementi circa i primi esiti del nuovo mercato di bilanciamento. Il prezzo medio ponderato del mercato a pronti è stato pari a 19,09 €/MWh nell'ultimo trimestre del 2016 e pari a 19,72 €/MWh estendendo l'analisi fino a marzo 2017, caratterizzato da una volatilità pari all'8,1%, valori essenzialmente riconducibili a quelli del prezzo medio del Mercato Infragiornaliero, stante il suo peso rilevante sui volumi MP-GAS. Il ruolo predominante del Responsabile del bilanciamento nei primi sei mesi di attività del nuovo mercato, con quote medie sia in acquisto che in vendita oltre il 60% si riflette nel particolare allineamento tra il valore del SAP e il prezzo medio di acquisto o vendita del RdB su MI-GAS, con un differenziale tra i due valori per singolo giorno gas mediamente pari a circa 0,10 €/MWh. La Fig. 2.3.2 mostra l'andamento del SAP nel primo trimestre 2017 confrontato con i prezzi di sbilanciamento e con l'andamento dei volumi di mercato, dando evidenza del lato e della quota del Responsabile del bilanciamento. In tale periodo, in oltre l'80% delle sessioni, i prezzi di sbilanciamento in acquisto sono riconducibili al valore del SAP al netto del contributo dello *small*

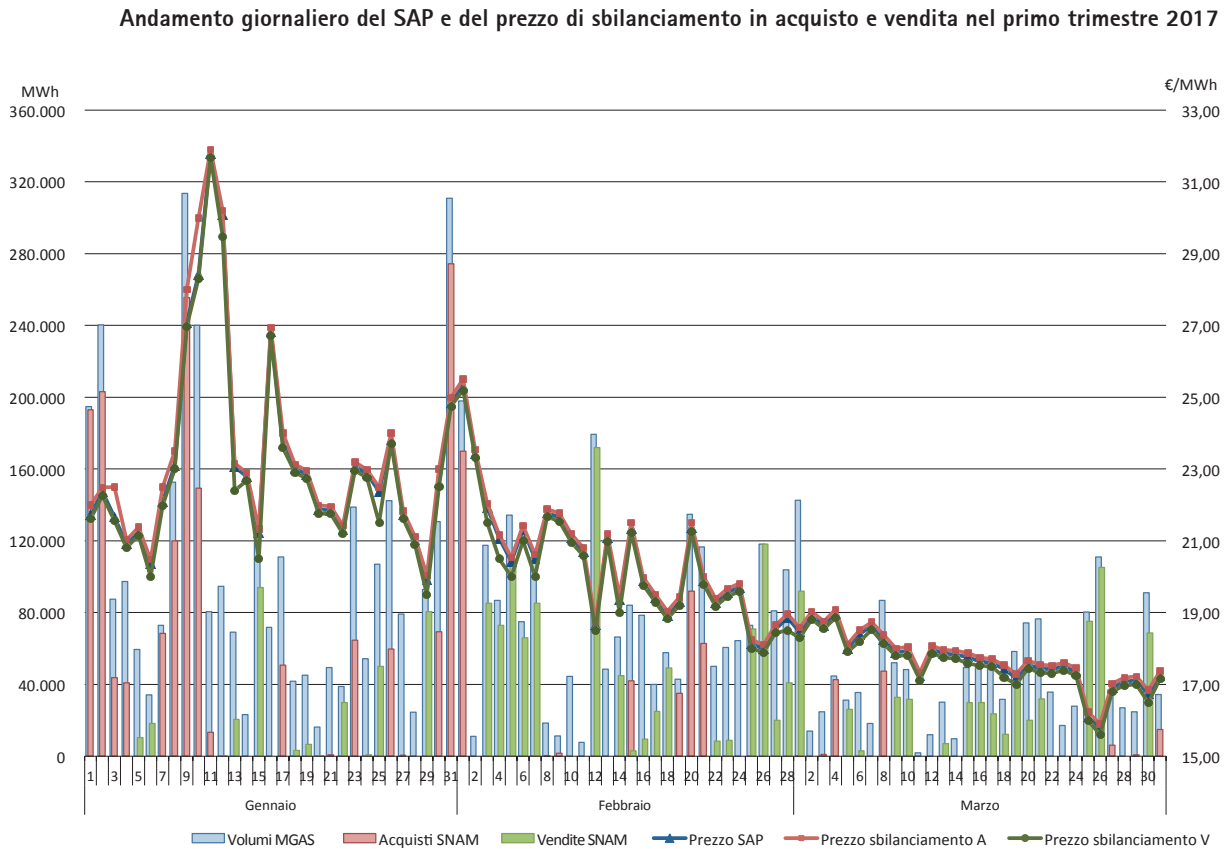
16 Per rilevante si considera una quota di mercato superiore al 50%

17 In riferimento alla quotazione presso l'*hub* di riferimento olandese TTF, pari a 17,84 €/MWh nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017, il prezzo di sessione MI registra un differenziale medio pari a 2,19 €/MWh e una correlazione piuttosto contenuta (pari al 65%). In linea con le considerazioni fatte in merito alla quotazione PSV, si osserva come nelle sessioni dove il Responsabile del bilanciamento opera con quote rilevanti in vendita, il differenziale tra il prezzo di sessione e il TTF si riduca fino a 0,34 €/MWh, sintomatico di una formazione di prezzo più svantaggiosa per gli operatori con posizione lunga rispetto al livello di prezzo italiano rappresentato dalla quotazione PSV.

18 Ai sensi dell'Art.1 del TIB, il *System Average Price* o SAP è, relativamente a un giorno gas, la media ponderata dei prezzi delle offerte accettate su MP-GAS e, in caso di attivazione, sul comparto MPL con consegna nello stesso giorno gas, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati alle offerte selezionate.

19 In particolare, per il singolo giorno gas, il prezzo di sbilanciamento in acquisto (applicato agli utenti corti) viene determinato come il massimo tra il SAP maggiorato di una quantità fissa definita da AEEGSI (del c.d. *small adjustment*), e il massimo prezzo di acquisto del RdB sul mercato, mentre il prezzo di sbilanciamento in vendita (applicato agli utenti lunghi) viene quantificato come il minore tra il SAP ridotto dello *small adjustment*, e il minimo prezzo di vendita del RdB sul mercato.

*adjustment*, mentre il prezzo di sbilanciamento in vendita corrisponde al SAP nel 70% delle sessioni. Lo scostamento tra SAP e prezzo di sbilanciamento nelle restanti sessioni è stato mediamente pari a 0,41 €/MWh lato acquisto e a 0,35 €/MWh lato vendita.



Il differente ruolo del Mercato Infragiornaliero rispetto agli anni precedenti ha favorito un incremento di liquidità anche in termini di operatori attivi sul mercato, pari a 57 fino a fine 2016 (+42 rispetto al 2015), e a 67 a fine marzo 2017. Il peso del Responsabile del bilanciamento in sessione fino a marzo 2017 è stato mediamente pari al 72% lato acquisto e al 63% lato vendita, mentre sul lato opposto a SRG gli operatori hanno operato in un mercato non particolarmente concentrato, caratterizzato da un indice HHI pari a 2.845. L'analisi nello stesso periodo degli operatori principali su MI-GAS (in Tabella 2.3.1 riportata per MP-GAS fino a dicembre 2016), evidenzia ENI come operatore principale con una quota complessiva di mercato pari al 17% (riconducibile prevalentemente alle vendite), seguito da A2A ed ENET con la medesima quota (11%).

*Concentrazione  
e operatori principali  
sul MI-GAS*

**Quote di mercato dei primi 10 operatori su MP-GAS. Anno 2016**

Tab. 2.3.1

Operatore	MGAS		Totale
	Acquisti	Vendite	
SNAM RETE GAS	66,3%	19,5%	85,8%
ENI S.p.A.	1,5%	21,9%	23,4%
DUFENERGY TRADING SA	6,8%	4,5%	11,3%
ENET ENERGY SA	2,3%	6,6%	8,8%
ENOI S.p.A.	1,1%	5,9%	7,0%
EDF TRADING LIMITED	0,2%	5,2%	5,4%
KOCH SUPPLY & TRADING SARL	0,6%	4,8%	5,4%
ELECTRADE S.p.A	1,5%	3,1%	4,7%
BURGO ENERGIA SRL	1,4%	2,6%	4,0%
ENGIE ITALIA S.p.A.	2,1%	1,9%	4,0%
Altri	16,3%	24,0%	40,3%
<b>Volumi (MWh)</b>			<b>7.438.147</b>
%			100,0%

**Quote di mercato dei primi 10 operatori extra-bilanciamento su MP-GAS. Anno 2016**

Tab. 2.3.2

Operatore	MGAS		Totale
	Acquisti	Vendite	
A2A TRADING S.r.l	21,2%	4,1%	25,3%
ENET ENERGY SA	6,5%	16,4%	22,9%
SORGENIA S.p.A.	14,1%	0,3%	14,5%
ENOI S.p.A.	1,1%	10,0%	11,1%
BURGO ENERGIA SRL	6,4%	4,2%	10,5%
ELECTRADE S.p.A	4,7%	5,7%	10,4%
ENEL TRADE S.p.A.	4,1%	5,4%	9,5%
DUFENERGY TRADING SA	5,1%	2,8%	7,9%
GUNVOR international b.v., AMSTERDAM, GENEVA BRANCH	5,4%	2,2%	7,5%
EDF TRADING LIMITED	0,7%	6,5%	7,2%
Altri	30,8%	42,6%	73,3%
<b>Volumi (MWh)</b>			<b>1.045.938</b>
%			100,0%

## 2.3.2 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G+1/MGS

Fino al mese di settembre 2016, il comparto G+1 della piattaforma PB-GAS ha confermato la crescita delle movimentazioni sul mercato già osservata nel 2015, con poco meno di 31 TWh complessivamente scambiati (circa +5% rispetto allo stesso periodo del 2015, Fig. 2.3.3). Tale crescita viene osservata a fronte di maggiori volumi richiesti ai fini di bilanciamento da parte di SRG (21,5 TWh rispetto ai 20,0 TWh del 2015 nello stesso periodo), e di una lieve flessione della quota di volumi scambiati extra-bilanciamento da parte dei restanti operatori (29% rispetto al 31% del 2015). L'analisi dell'operatività nel comparto da parte del Responsabile del bilanciamento evidenzia una ripartizione tra volumi acquistati e venduti sostanzialmente in linea con i valori 2015, con l'intervento da parte di SRG nel 55% delle sessioni volto a bilanciare un sistema corto, con acquisti pari a 12,2 TWh (corrispondenti al 57% del SCS<sup>20</sup> complessivamente offerto fino a settembre, da confrontarsi con il 58% nello stesso periodo del 2015), e il restante 45% delle sessioni con offerte in vendita e volumi complessivamente pari a 9,3 TWh (43% del valore totale di SCS, rispetto al 42% del 2015).

*Volumi stabili fino alla durata del vecchio comparto G+1*

Andamento del prezzo medio e dei volumi PB-GAS

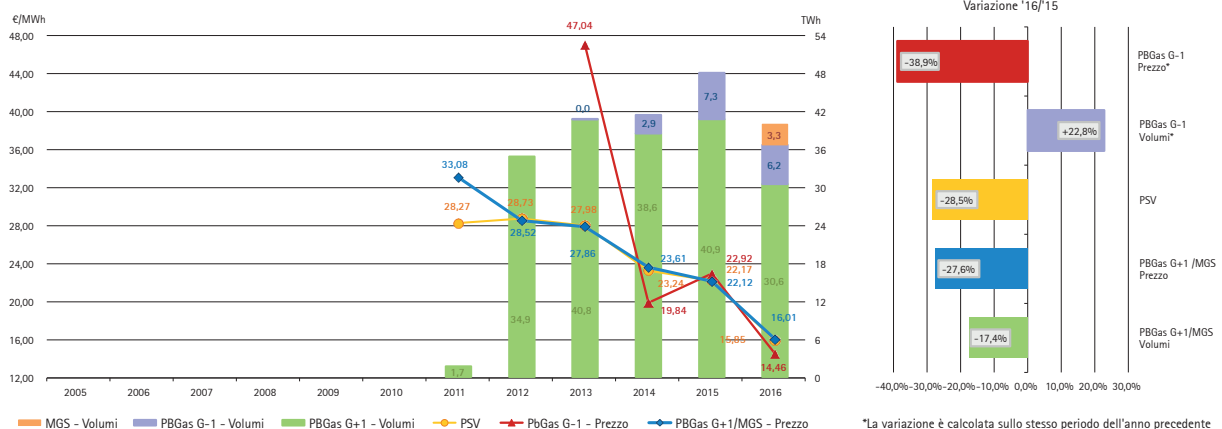


Fig. 2.3.3

Dal 1° ottobre 2016, l'avvio del nuovo bilanciamento gas basato sul ricorso prioritario ai prodotti *title* e la contestuale rimozione dell'obbligo di offerta di gas in stoccaggio in capo agli operatori precedentemente previsto sul comparto G+1 della PB-GAS - sostituito dal nuovo MGS (i.e. Mercato del Gas in Stoccaggio) - hanno comportato una significativa flessione dei volumi movimentati nel mercato su base mensile (-80% dei volumi scambiati su MGS nel mese di ottobre rispetto ai volumi G+1 nel mese di settembre, Figura 2.3.1), progressivamente recuperata verso fine anno. A conferma di tale osservazione, estendendo l'analisi al primo trimestre 2017, si registra un volume complessivamente scambiato pari a 8,4 TWh, a fronte di 3,3 TWh scambiati nei primi 3 mesi di vita del nuovo disegno di mercato del bilanciamento gas. Il valore del primo trimestre 2017 risulta tuttavia inferiore alla metà rispetto al primo trimestre 2016 (5 TWh rispetto ai circa 11 TWh), un elemento che mette chiaramente in luce la differente natura del mercato dopo il

*Contrazione dei volumi con l'avvio del nuovo bilanciamento gas*

20 Sbilanciamento Complessivo del Sistema.

primo ottobre 2016. Il Responsabile del bilanciamento, operando prevalentemente sul mercato a pronti per il bilanciamento del sistema, ricorre al MGS esclusivamente al fine di compensare lo sbilanciamento complessivo del sistema a consuntivo del giorno gas passato (c.d. bilanciamento residuale), e solo per quanto attiene l'utilizzo effettivo delle risorse di stoccaggio nella sua disponibilità, quantificate come la differenza tra l'energia misurata e quella programmata presso i punti di entrata e uscita interconnessi con gli stoccaggi (quantità indicata come *Sop*). Tale modifica regolatoria, introdotta dalla delibera AEEGSI 312/2016/R/gas, ha avuto un impatto diretto sull'operatività sul mercato da parte del Responsabile del bilanciamento, con una riduzione, rispetto ai valori registrati in G+1, della propria quota di mercato, sia lato acquisto che lato vendita, rispettivamente pari in media al 44% e al 43%, corrispondente ad un *Sop* di 2,4 TWh in acquisto e 2,1 TWh in vendita.

La ripresa delle quotazioni del Brent, a partire dal secondo trimestre 2016, ha favorito la formazione di un *trend* crescente a partire da aprile anche nelle quotazioni gas su tutti i principali *hub* europei e conseguentemente osservata anche nelle dinamiche di formazione del prezzo nel comparto G+1 della

Prezzi G+1 in crescita  
 fino a settembre 2016

PB-GAS. Tale *trend* non ha comunque compensato completamente la decisa flessione osservata nel corso di tutto il 2015, con la formazione di un prezzo medio fino a settembre 2016 pari a 15,11 €/MWh, inferiore di circa il 35% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Tabella 2.3.3).

La valorizzazione annua del gas in stoccaggio restituita dal mercato risulta sostanzialmente in linea con la quotazione presso l'*hub* italiano di riferimento, pari a 14,76 €/MWh. La dinamica seguita dal prezzo del comparto nel corso dell'anno è risultata ben correlata con quella del PSV fino a metà agosto (correlazione pari al 90%), con un differenziale medio giornaliero pari a 0,39 €/MWh, per poi caratterizzarsi da un progressivo disaccoppiamento e dalla registrazione di un differenziale crescente e mediamente pari, negli ultimi due mesi di attività del mercato, a 1,57 €/MWh. Il progressivo scostamento tra il prezzo del comparto G+1 e il PSV a partire dal mese di agosto, caratterizzato da valori sistematicamente superiori a quelli dell'*hub* italiano e da un *trend* rialzista più marcato, ha portato a registrare il massimo prezzo dall'inizio dell'anno nel suo penultimo giorno di attivazione (17,62 €/MWh per il giorno gas 29 settembre 2016). Tale scostamento è stato osservato in concomitanza con una crescente frequenza di attivazione del comparto per il bilanciamento *ex-ante* G-1, attivato nel 72% delle sessioni tra agosto e settembre, a fronte di un valore medio da gennaio 2016 pari al 29%. L'attivazione del comparto G-1, riconducibile ad una condizione di sbilanciamento particolarmente critico del sistema previsto dal RdB, si conferma dunque – analogamente a quanto già osservato nel 2015 – estremamente rilevante nell'orientare la formazione del prezzo marginale del comparto G+1.

Prezzi medi PB-GAS G+1 (MGS dal 1° ottobre 2016) confrontati con quotazioni PSV e TTF (€/MWh)

Tab. 2.3.3

Anno	Snam Acquista			Snam Vende			Totale			
	PB-GAS G+1/MGS	PSV	TTF	PB-GAS G+1/MGS	PSV	TTF	PB-GAS G+1/MGS	PB-GAS G+1/MGS*	PSV	TTF
2012	29,29	29,18	25,34	28,14	28,48	24,74	28,52	28,61	28,76	24,98
2013	28,28	28,23	27,55	27,52	27,67	26,40	27,86	27,93	27,97	27,03
2014	24,03	23,79	21,10	23,21	22,69	20,71	23,61	23,65	23,28	20,92
2015	22,25	22,14	19,76	21,94	22,23	19,93	22,12	22,13	22,17	19,83
2016	15,98	15,87	13,98	16,03	15,80	14,10	16,01	16,01	15,85	14,03

\* media del prezzo PB-GAS G+1 calcolata per i giorni in cui sono disponibili le quotazioni al PSV

Volatilità medie annuali dei prezzi PB-GAS G+1 (MGS dal 1° ottobre 2016) confrontata PSV e TTF

Anno	Snam Acquista			Snam Vende			Totale			
	PB-GAS G+1	PSV	TTF	PB-GAS G+1	PSV	TTF	PB-GAS G+1	PB-GAS* G+1	PSV	TTF
2012	1,33%	3,79%	3,10%	2,29%	1,55%	2,60%	2,19%	2,46%	2,58%	2,52%
2013	1,41%	1,82%	2,21%	2,25%	2,61%	2,91%	1,39%	1,49%	1,25%	1,96%
2014	1,80%	2,61%	3,07%	2,81%	2,90%	3,50%	1,52%	1,79%	2,08%	2,73%
2015	1,36%	1,99%	1,60%	1,80%	2,65%	1,90%	1,10%	1,32%	2,42%	1,67%
2016	1,73%	4,11%	3,24%	2,92%	3,23%	4,71%	1,67%	1,86%	3,00%	2,62%

Tab. 2.3.4

\* volatilità calcolata in tutti i giorni in cui sono disponibili le quotazioni al PSV

Il nuovo sistema di bilanciamento gas ha determinato un differente ruolo del Responsabile del bilanciamento - incentrato prevalentemente nel fornire segnali di prezzo nel corso del giorno gas attraverso le movimentazioni sul mercato a pronti (cfr. sopra) - il quale si riflette anche nelle diverse dinamiche di prezzo osservate nel nuovo mercato MGS rispetto al precedente comparto G+1. I primi sei mesi di attività del nuovo mercato si sono infatti caratterizzati per una sostanziale stabilità dei prezzi, mediamente pari a 19,13 €/MWh (18,69 €/MWh considerando solo fino a dicembre 2016), con un andamento su base giornaliera meno correlato alle quotazioni PSV (nel periodo considerato pari a 19,94 €/MWh, e con il quale si registra una correlazione pari al 79%), rispetto a quanto tipicamente osservato nel comparto G+1. Tale considerazione risulta particolarmente evidente analizzando le dinamiche di prezzo durante le prime due settimane di gennaio 2017, dove - in concomitanza con lo stato di Allarme gas (*Alert*) annunciato dal Ministero dello Sviluppo Economico - il mercato ha segnato prezzi marginali con apprezzamenti contenuti a fronte di *spread* superiori ai 7 €/MWh con il PSV, maggiormente correlato con i segnali di prezzo su MP-GAS. In assenza di dinamiche di prezzo del MGS facilmente riconducibili a quelle presso l'*hub* italiano, si registra comunque una buona correlazione con il TTF (92%), con un differenziale medio di 1,45 €/MWh.

Prezzo MGS stabile

La differente regolazione prevista per il nuovo MGS rispetto al precedente comparto G+1 della PB-GAS - con particolare riferimento al venir meno, a partire dal 1° ottobre 2016, dell'obbligo di offerta in capo agli operatori titolari di capacità di stoccaggio - ha determinato una differenziazione profonda nelle dinamiche tra gli operatori nel mercato. Nel 2016, con riferimento al comparto G+1, hanno presentato offerte 82 operatori, 7 in più rispetto al 2015 (+9%), tuttavia gli operatori principali hanno detenuto quote di mercato maggiori rispetto all'anno precedente, con conseguente incremento del grado di concentrazione del mercato (indice HHI pari a 3.201 a fronte di 2.997 nel 2015, +7%). In tale contesto, le offerte presentate su entrambi i lati dal Responsabile del bilanciamento hanno costituito il 70% dei volumi offerti complessivi sul mercato, un valore in linea con l'anno precedente (+1%), e sono risultate sempre interamente soddisfatte. Pur in presenza di un'operatività più contenuta nel nuovo MGS, il Responsabile del bilanciamento rimane l'operatore principale del mercato, con una quota sulle offerte presentate pari al 40% fino a dicembre 2016 e al 54% estendendo l'analisi fino a fine marzo 2017. Si osserva come il minor numero di operatori attivi, pur in presenza di un peso sul mercato del RdB maggiormente contenuto rispetto a G+1, ha contribuito al delineamento di un mercato moderatamente concentrato (indice HHI pari a 3.574). Nel passaggio dal disegno di mercato G+1 a quello MGS si osserva una prevedibile variazione dell'ordine di rilevanza tra gli operatori extra-bilanciamento, riportata in Tab. 2.3.6.

Quota RdB in flessione su MGS



**Primi 10 operatori attivi sul comparto PB-GAS G+1 e sul comparto MGS, quote di mercato per lato e quote di accettazione. Anno 2016**

Tab. 2.3.5

Operatore	PB-Gas G+1			Quota accettazione			MGS			Quota accettazione		
	Acquisti	Vendite	Totale	Acquisti	Vendite	Totale	Acquisti	Vendite	Totale	Acquisti	Vendite	Totale
SNAM RETE GAS	39,9%	30,4%	70,3%	100,0%	100,0%	100,0%	30,5%	9,9%	40,4%	100,0%	100,0%	100,0%
EDISON S.p.A.	11,7%	8,3%	19,9%	24,2%	26,3%	25,0%	3,2%	10,3%	13,5%	10,3%	51,5%	26,3%
SHELL ENERGY EUROPE LIMITED	7,6%	9,9%	17,5%	2,7%	4,8%	3,6%	21,7%	5,7%	27,3%	5,5%	0,9%	2,6%
ESTRA LOGISTICA SRL	6,7%	4,5%	11,3%	22,3%	24,2%	23,0%	-	-	-	-	-	-
ENOI S.p.A.	3,4%	3,9%	7,3%	5,4%	6,8%	6,1%	4,1%	0,1%	4,1%	12,8%	0,1%	4,6%
ENGIE ITALIA S.p.A.	2,5%	4,1%	6,5%	5,2%	7,1%	6,2%	2,6%	6,8%	9,4%	5,6%	10,6%	8,5%
DUFENERGY TRADING SA	2,7%	2,9%	5,7%	2,9%	3,8%	3,3%	0,7%	13,3%	14,0%	0,6%	6,1%	4,2%
KOCH SUPPLY & TRADING SARL	4,8%	0,0%	4,8%	20,5%	0,0%	18,9%	0,3%	0,0%	0,3%	100,0%	0,0%	66,7%
GUNVOR international b.v., AMSTERDAM, GENEVA BRANCH	1,8%	3,0%	4,8%	2,0%	3,4%	2,7%	2,6%	11,2%	13,8%	1,0%	4,2%	2,6%
ENI S.p.A.	0,1%	3,9%	4,0%	0,1%	5,2%	2,1%	-	-	-	-	-	-
Altri	18,7%	29,0%	47,8%	-	-	-	34,4%	42,8%	77,2%	-	-	-
<b>Volumi (MWh)</b>	<b>30.568.460</b>						<b>3.269.012</b>					
<b>%</b>	<b>100,0%</b>						<b>100,0%</b>					

**Primi 10 operatori extra-bilanciamento su PB-GAS G+1 e MGS. Anno 2016**

Tab. 2.3.6

Operatore	PB-Gas G+1			MGS		
	Acquisti	Vendite	Totale	Acquisti	Vendite	Totale
EDISON S.p.A.	25,6%	14,0%	20,2%	2,9%	18,8%	10,2%
ENOI S.p.A.	9,2%	10,9%	10,0%	12,2%	0,0%	6,6%
KOCH SUPPLY & TRADING SARL	12,9%	0,0%	6,9%	-	-	-
ESTRA LOGISTICA SRL	6,9%	6,0%	6,5%	-	-	-
ELECTRADE S.p.A.	5,8%	4,5%	5,2%	0,7%	0,0%	0,4%
ENGIE ITALIA S.p.A.	4,1%	5,8%	4,9%	0,3%	4,9%	2,4%
SHELL ENERGY EUROPE LIMITED	3,0%	6,2%	4,5%	35,3%	8,2%	22,8%
E.ON GLOBAL COMMODITIES SE	0,8%	6,0%	3,2%	-	-	-
DUFENERGY TRADING SA	5,0%	0,6%	3,0%	0,0%	17,3%	8,0%
ENOVA S.R.L.	2,3%	2,4%	2,3%	0,8%	0,0%	0,4%
Altri	24,3%	43,5%	33,2%	47,9%	50,8%	49,2%

### 2.3.3 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G-1/MPL

Nel 2016, il comparto G-1, riservato alle risorse *locational* nell'ambito della piattaforma per il bilanciamento PB-GAS, è stato caratterizzato da una maggiore frequenza di attivazioni da parte del Responsabile del bilanciamento, con 89 sessioni attive fino al 30 settembre 2016 (rispetto alle 88 sessioni registrate in tutto il 2015 e le 63 registrate fino a settembre 2015), data nella quale il comparto è stato chiuso e sostituito dal Mercato dei Prodotti *Locational* (MPL), come previsto dalla delibera AEEGSI 312/2016/R/gas<sup>21</sup>.

Le attivazioni hanno registrato un deciso incremento negli ultimi 4 mesi di vita del comparto, raggiungendo il massimo storico di 26 attivazioni (87% delle sessioni potenzialmente attivabili) nel mese di settembre, con un volume complessivamente scambiato sul comparto pari a 6,2 TWh (+23% considerando il medesimo periodo nel 2015, Fig. 2.3.3). Il Responsabile del bilanciamento ha attivato il comparto prevalentemente al fine di bilanciare un sistema lungo, con 75 sessioni attivate lato vendita e volumi allocati pari all'84% del totale (circa 5,2 TWh), un esito riconducibile prevalentemente alla mancata attivazione del nuovo comparto negli ultimi mesi dell'anno, tipicamente utilizzati da SRG al fine di approvvigionare risorse per un sistema corto. Analogamente a quanto registrato nel 2015, la risorsa Stogit è quella che ha contribuito in misura maggiore al soddisfacimento delle necessità di bilanciamento manifestate da SRG, con una quota di volumi pari al 31%, pur registrando una flessione di 10 p.p. rispetto al dato 2015. La contrazione della quota di volumi accettati sulla risorsa Stogit risulta compensata dal peso crescente sul comparto registrato dalle risorse *Import* (29%, +8 p.p.) e del gas afferente i siti di Edison stoccaggio (18%, +14 p.p.).

Raggiunta la massima frequenza storica di attivazioni

Il prezzo medio del comparto, in linea con quanto osservato sui principali *hub* europei e nel comparto G+1, ha registrato una sensibile flessione rispetto allo stesso periodo del 2015, con un valore pari a 14,46 €/MWh (13,75 €/MWh nella fase di iniezione, 18,30 €/MWh in quella di erogazione) e un differenziale di 9,20 €/MWh rispetto al 2015. Il valore massimo di prezzo marginale, pari a 27,71 €/MWh, è stato riconosciuto nel mese di gennaio, in concomitanza con il mancato soddisfacimento della domanda del Responsabile del bilanciamento e la conseguente formazione di un prezzo regolato, volto a fornire una chiara valorizzazione della particolare scarsità della risorsa nel sistema<sup>22</sup>. Analogamente, il prezzo minimo di 0 €/MWh corrisponde al prezzo regolato previsto nella fase di erogazione, riconosciuto ad aprile per via del mancato soddisfacimento dell'offerta di SRG. Complessivamente, le sessioni con prezzo regolato nel 2016 (2 sessioni nel mese di gennaio, 1 nel mese di aprile) hanno avuto un'incidenza minore sul totale delle sessioni attivate rispetto al 2015 (circa 3%, -5 p.p.).

Prezzo medio in linea con il trend ribassista europeo

Il confronto con le dinamiche di prezzo osservate nel comparto G+1 rivela un differenziale medio nella fase di iniezione pari a 1,34 €/MWh, leggermente superiore a quanto registrato nel 2015 (+0,32 €/MWh), dovuto all'unica sessione con prezzo regolato dove tale differenziale ha raggiunto il valore massimo di 13,32 €/MWh. Nei 3 mesi di fase di erogazione, il prezzo marginale nel comparto G-1 è risultato sistematicamente superiore al prezzo G+1 ma con un differenziale medio inferiore rispetto al medesimo periodo del 2015, pari a 0,87 €/MWh (-1,32 €/MWh).

<sup>21</sup> Il mancato ricorso da parte del Responsabile del bilanciamento al mercato MPL fino a fine marzo 2017, restringe le successive considerazioni a quanto registrato fino a fine settembre 2016 sul solo comparto G-1.

<sup>22</sup> Ai sensi della delibera AEEGSI ARG/gas 45/11, in caso di mancato soddisfacimento nel comparto G-1 dell'offerta presentata dal Responsabile del bilanciamento, il prezzo marginale viene posto pari al prezzo offerto dallo stesso RdB. Nel periodo di erogazione, tale valore è pari alla quotazione TTF incrementata di 14,40 €/MWh, mentre nel periodo di iniezione l'offerta in vendita del RdB viene presentata a prezzo nullo.

*Aumentano gli operatori  
"mono-zonali"*

Il numero degli operatori attivi nel comparto è risultato leggermente superiore rispetto all'anno precedente (54 in luogo dei 50 nel 2015), un dato tuttavia accompagnato da un incremento di poco meno dell'8% della concentrazione del mercato (indice HHI pari a 4.341), pur rimanendo su un valore inferiore rispetto al dato 2014 (-5%). Si osserva come il 76% degli operatori con offerte accettate in acquisto abbia operato in modo "mono-zonale" (-1 p.p. rispetto al 2015) con una netta prevalenza (72%) per la risorsa di stoccaggio Stogit. Lato vendita, si osserva un incremento della quota di operatori con offerte accettate su un'unica risorsa (70%, circa il doppio della quota 2015), nel 69% corrispondente al gas in stoccaggio Stogit, con un esito favorito dalla sostanziale inibizione delle risorse "G+1" e "G+N".

## 2.3.4 Altri mercati gas

L'avvio delle contrattazioni per il bilanciamento gas sul mercato a pronti non ha comportato, nel 2016, una maggiore liquidità sul Mercato a Termine del gas (MT-GAS), dove non si sono registrati abbinamenti per l'intero anno solare. Si evidenzia, tuttavia, come nel primo trimestre 2017 si sono registrati 10 abbinamenti in 8 sessioni, per un volume complessivo di 29 GWh, ripartiti per il 91% sui prodotti con consegna mensile e, per le restanti quote, sul prodotto con consegna trimestrale e il *Balance of Month*. Questi scambi, conclusi tra 8 operatori, sono i primi registrati dal 2012. Tale risultato, seppur di entità contenuta, evidenzia la presenza di condizioni di contrattazione maggiormente favorevoli rispetto al passato, principalmente riconducibili alla revisione della metodologia di calcolo del prezzo di controllo su tale mercato nel mese di gennaio 2017.

*Nel 2017 primi scambi sul Mercato a Termine*

I tre comparti della Piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale (P-GAS) confermano la perdurante illiquidità osservata gli anni passati, ad esclusione di ordini presentati periodicamente e determinati prevalentemente, ove prevista, dall'obbligatorietà di offerta.

*Assenza di liquidità su P-GAS*

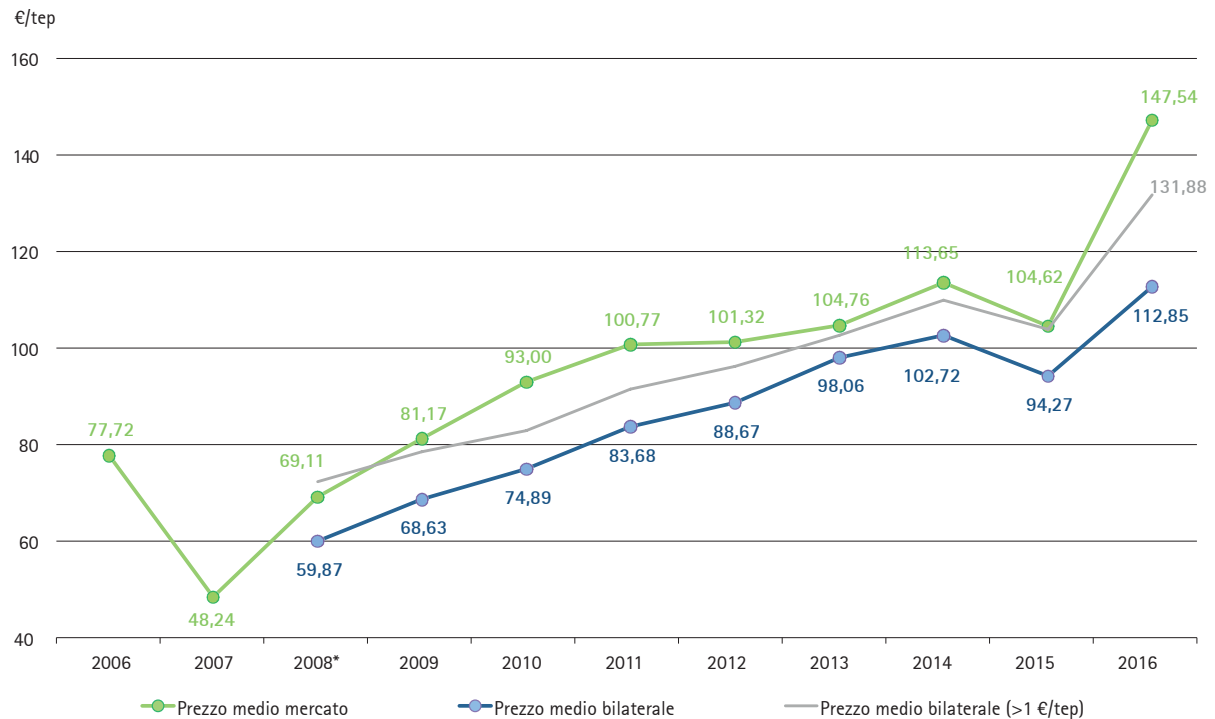
## 2.4 I MERCATI AMBIENTALI

### 2.4.1 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nel 2016 il prezzo medio annuo dei TEE, indipendentemente dalla tipologia, ha registrato un aumento significativo sia sul mercato (MTEE), dove le quotazioni sono salite a 147,54 €/tep (+41,02%), sia sulla piattaforma dei bilaterali, dove, al netto delle transazioni registrate con prezzo pari a zero (il 14% del totale), le quotazioni si sono attestate a 131,88 €/MWh, riaprendo la forchetta con il mercato annullatasi lo scorso anno (+15,66 €/MWh) (Fig. 2.4.1).

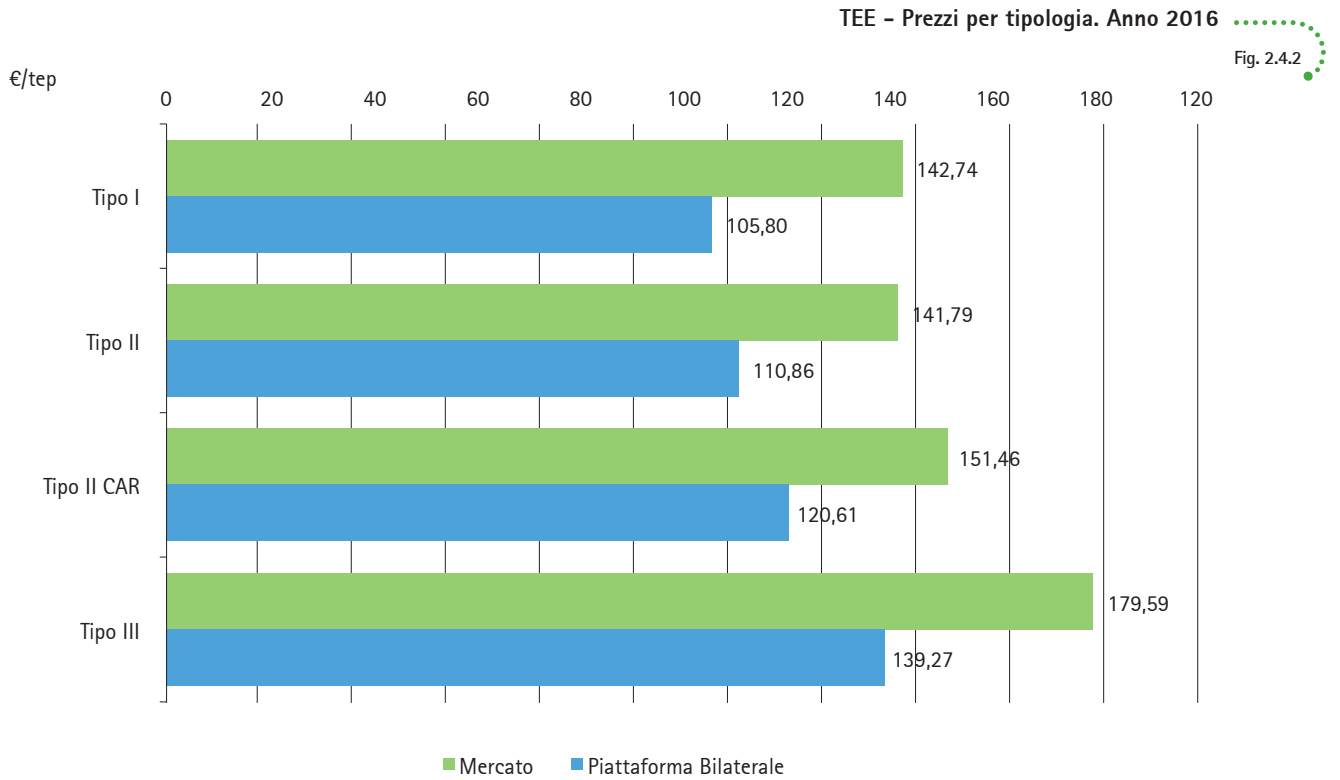
*Prezzi in aumento sul mercato e sulla piattaforma dei bilaterali TEE*

Fig. 2.4.1 TEE – Prezzi Medi



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

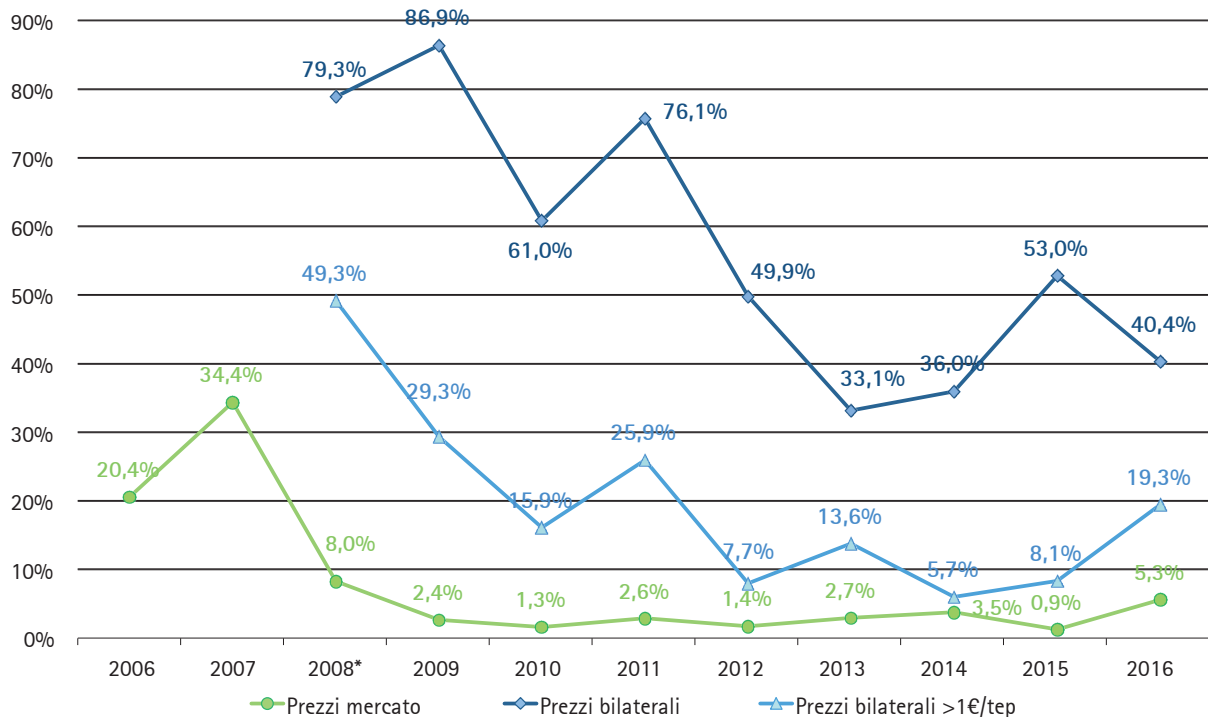
L'analisi per tipologia di TEE rivela nel mercato organizzato un sostanziale allineamento dei prezzi medi per le tipologie Tipo I e Tipo II intorno a quota 142-143 €/tep; prezzi medi più alti si registrano per i titoli Tipo II CAR (151,46 €/tep) e per i TEE di Tipo III (179,59 €/tep). Le transazioni bilaterali registrano, invece, prezzi medi ponderati compresi tra i 106 €/tep ed i 139 €/tep (Fig. 2.4.2).



In concomitanza con il rialzo dei prezzi, si rileva una decisa ripresa della volatilità dei prezzi sul mercato organizzato, salita al suo valore massimo dal 2009 (5,3%). L'aumento della variabilità riflette l'andamento delle quotazioni durante il 2016: infatti, nella prima parte dell'anno i prezzi hanno raggiunto picchi prossimi a 150 €/tep, per poi salire in tutto il semestre successivo e chiudere l'anno a livelli sensibilmente più alti e prossimi ai 230 €/tep. Come solitamente osservato, risulta più elevata la volatilità dei prezzi bilaterali, che, al netto delle registrazioni a prezzo zero, si posiziona sui 19,3%, in aumento rispetto all'anno precedente (11,2 p.p.) (Fig. 2.4.3).

TEE - Volatilità dei prezzi

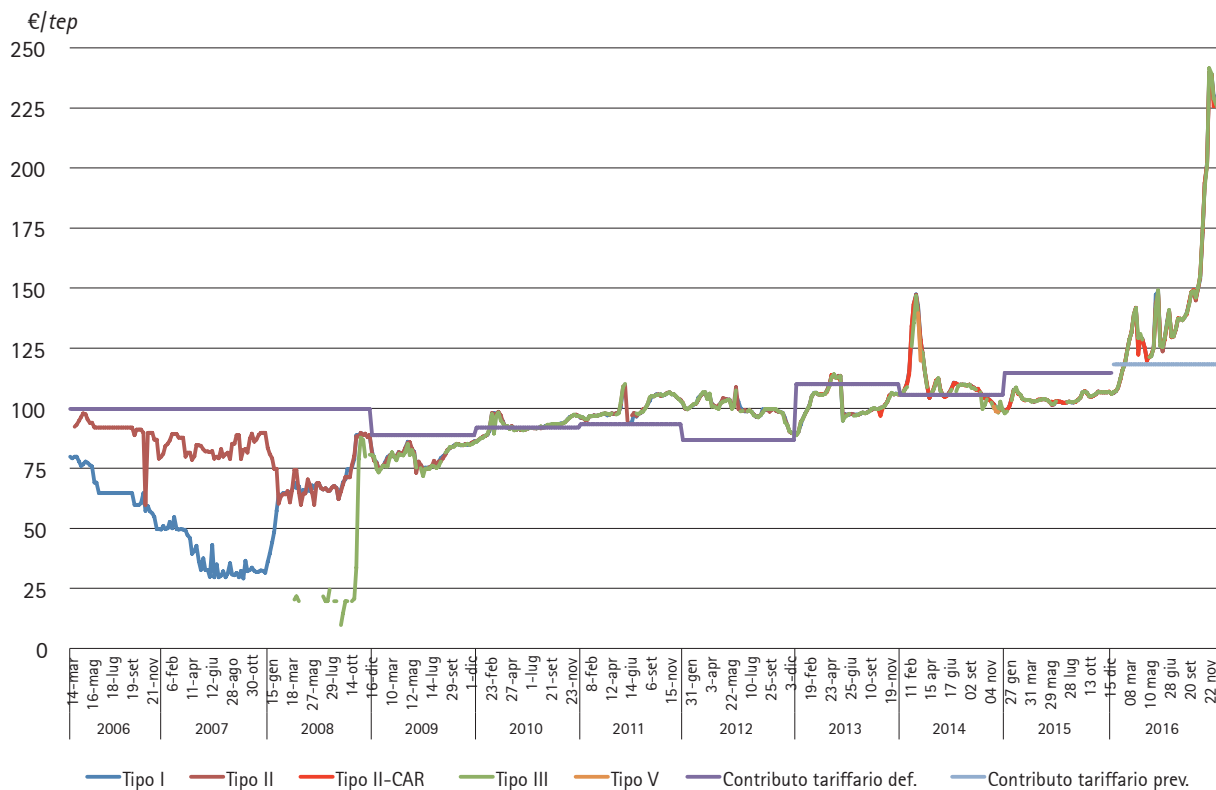
Fig. 2.4.3



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

Tenendo conto del valore medio ponderato degli scambi di titoli registrati sul mercato e dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti finali domestici, nei periodi di riferimento, fissati in base alla determina DMEG/Efr/11/2016 del 16 giugno 2016, l'AEEGSI ha indicato il contributo tariffario definitivo per l'anno 2015 pari a 114,83 €/tep, in aumento sul valore preventivo (circa 6,7 €/tep), direttamente influenzato dall'evoluzione dei prezzi di mercato al di sopra dei 100 €/tep. Il contributo tariffario unitario preventivo, invece, per l'anno d'obbligo 2016, con scadenza a maggio 2017, è pari a 118,37 €/tep (Fig. 2.4.4).

TEE – Prezzi di mercato e rimborsi tariffari



Per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico previsti per il 2016, in scadenza a maggio 2017, la quantità dei TEE che i soggetti obbligati devono coprire ammonta a 9,51 milioni. Ne consegue che il quantitativo cumulato di TEE necessario per coprire le necessità minime dei distributori obbligati è pari a 52 milioni circa di TEE, valore ottenuto sommando al totale cumulato dei titoli necessari per l'adempimento di tutti gli anni fino al 2015 (42,12 milioni di TEE), il valore dell'obbligo relativo al 2016 (9,51 milioni di TEE) (Tab. 2.4.1).

TEE – Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Valori cumulati

Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica	Obblighi effettivi Distributori Gas	Totale cumulato per l'adempimento	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo
	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep)
2005	0,10	0,06	0,16	-
2006	0,19	0,12	0,47	-
2007	0,39	0,25	1,11	1,26
2008	1,20	1,00	3,31	2,60
2009	1,80	1,40	6,51	5,23
2010	2,40	1,90	10,81	8,02
2011	3,10	2,20	16,11	11,44
2012	3,50	2,50	22,11	17,23
2013	3,03	2,48	27,62	23,99
2014	3,71	3,04	34,37	32,27
2015	4,26	3,49	42,12	37,73
2016	5,23	4,28	51,63	43,97

Tab. 2.4.1

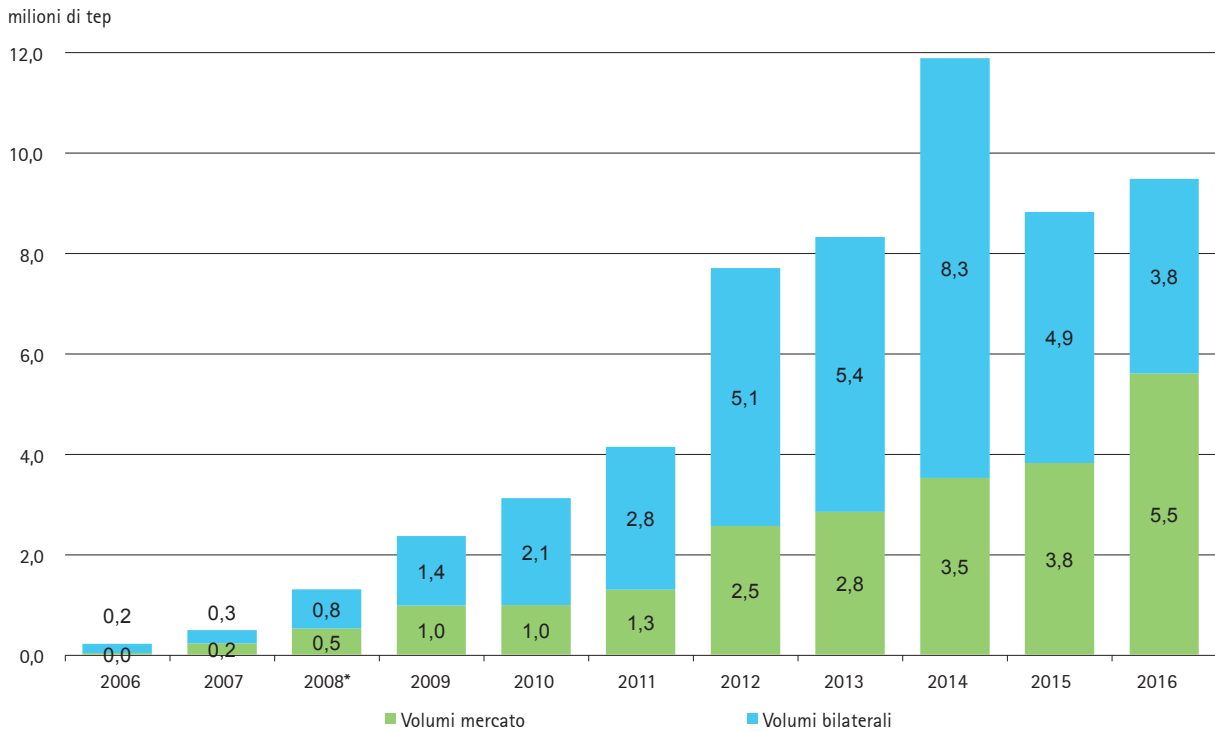


*Aumento dei volumi scambiati sul mercato*

Nel 2016 i Titoli di Efficienza Energetica complessivamente scambiati hanno registrato un aumento rispetto all'anno precedente, raggiungendo un totale di quasi 9,4 milioni di tep. La crescita è trainata dal mercato organizzato, sul quale i volumi scambiati si sono portati a 5,5 milioni di tep, in aumento del 47% sull'anno precedente. In controtendenza, invece, le quantità scambiate bilateralmente che, con un calo del 22%, scendono a 3,8 milioni di tep. (Fig 2.4.5).

TEE – Volumi scambiati

Fig. 2.4.5

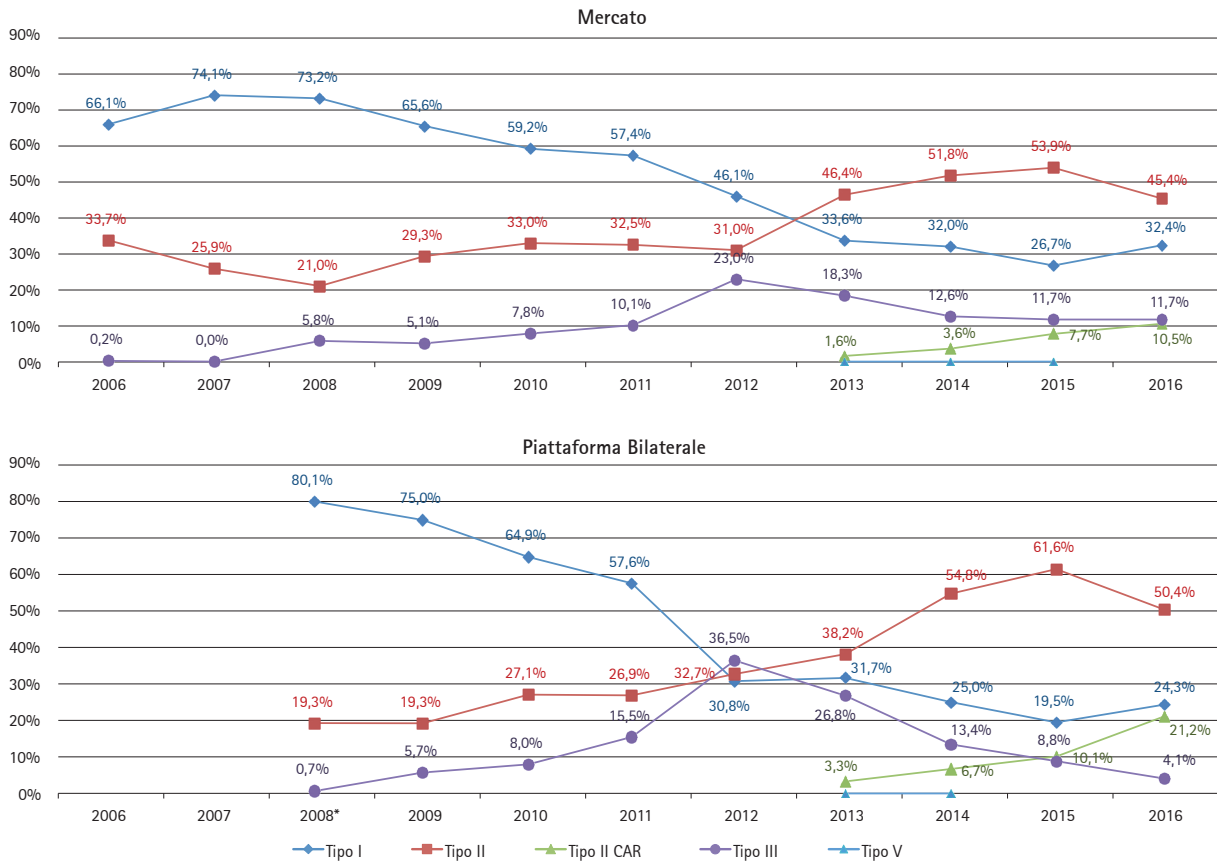


\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1° aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n. 345/07 dell'AEEG

Per quanto riguarda l'andamento dei volumi per le diverse tipologie, la quota sul totale dei titoli di Tipo II, che pur si confermano i più scambiati sia sul mercato organizzato sia bilateralmente, registra una battuta d'arresto in entrambi i comparti (mercato: 45,4%, -8,5 p.p.; bilaterale: 50,4%, -11,2 p.p.), mentre complessivamente in aumento sull'anno precedente risulta quella dei titoli di Tipo I e Tipo II CAR (Fig. 2.4.6).

TEE - Struttura dei volumi scambiati

Fig. 2.4.6



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

Si conferma il trend che negli ultimi tre anni ha visto un lieve aumento della concentrazione del mercato sia lato offerta, dopo la discesa registrata tra il 2012 e il 2014, che lato domanda. Il lato della domanda rimane il più concentrato, con tassi di concorrenzialità calcolati tramite il Concentration Ratio (CR) in ulteriore lieve aumento sia sui primi tre operatori (CR3: 56%, +3,4 p.p.) che sui primi dieci (CR10: 77,3%, +1,1 p.p.). Andamento analogo anche sul lato offerta, sul quale si mantiene tuttavia un livello di concentrazione decisamente più basso (CR3: 17,4%, +3 p.p.; CR10: 35,3%, +2,7 p.p.) (Fig. 2.4.7).

Ancora in crescita la concentrazione sui due lati del mercato

TEE - Mercato: Quote operatori

Fig. 2.4.7



## APPROFONDIMENTO

### Decreto interministeriale 11 gennaio 2017 – nuove regole per i certificati bianchi

Con Decreto ministeriale dell'11 gennaio 2017, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 70 del 24 marzo 2017, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni dal 2017 al 2020 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, nonché stabilito criteri, condizioni e modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica negli usi finali per l'accesso al medesimo meccanismo.

Nel seguito, si riporta una breve sintesi dei principali contenuti del nuovo Decreto – in vigore dal 4 aprile 2017 – il quale introduce diversi elementi di novità rispetto al precedente quadro normativo.

I soggetti tenuti al conseguimento degli obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e di gas (c.d. "soggetti obbligati") sono:

#### Soggetti obbligati

- i distributori di energia elettrica che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti all'anno d'obbligo considerato, hanno più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione;
- i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti all'anno d'obbligo considerato, hanno più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

Gli obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico da conseguire nel periodo 2017-2020 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi sono:

#### Obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico

- 7,14 milioni di TEP di energia primaria nel 2017;
- 8,32 milioni di TEP di energia primaria nel 2018;
- 9,71 milioni di TEP di energia primaria nel 2019;
- 11,19 milioni di TEP di energia primaria nel 2020.

I soggetti obbligati devono conseguire una quota degli obiettivi quantitativi nazionali mediante risparmi associati al rilascio di Certificati Bianchi. In particolare, i distributori di energia elettrica devono realizzare una riduzione complessiva dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:

#### Obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e di gas

- 2,39 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2017;
- 2,49 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2018;
- 2,77 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2019;
- 3,17 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2020.

Specularmente, i distributori di gas naturale devono realizzare una riduzione complessiva dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:

- 2,95 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2017;
- 3,08 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2018;
- 3,43 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2019;
- 3,92 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2020.

Ogni singola impresa di distribuzione di elettricità e gas naturale deve adempiere pro-quota ai predetti obblighi, secondo una ripartizione definita annualmente dall'AEEGSI.

Il nuovo Decreto prevede che i progetti di efficienza energetica e i relativi interventi realizzati per rispettare i predetti obblighi possono essere eseguiti:

- mediante azioni dirette dei soggetti obbligati, o dalle società da essi controllate o controllanti;
- mediante azioni delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale non soggette all'obbligo;
- da soggetti sia pubblici che privati che, per tutta la durata della vita utile dell'intervento presentato, sono in possesso della certificazione secondo la norma UNI CEI 11352, o hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato secondo la norma UNI CEI 11339, o sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

*Soggetti ammessi alla realizzazione dei progetti di efficienza energetica*

Nel caso in cui il soggetto titolare del progetto e il soggetto proponente non coincidano, tale certificazione è richiesta per il solo soggetto proponente.

Il Decreto 11 gennaio 2017 prevede un metodo di valutazione dei risparmi conseguiti, mediante i progetti di efficienza energetica, sia "a consuntivo" che "standardizzato". Diversamente da quanto previsto nel precedente quadro normativo, non viene invece confermato il metodo di valutazione "analitico".

Per quanto concerne le modalità di riconoscimento dei Certificati Bianchi, l'erogazione dei titoli avviene sulla base delle rendicontazioni dei risparmi conseguiti per un massimo di anni pari alla "vita utile" dei progetti, la quale non potrà superare i 10 anni.

In fase di presentazione della domanda di riconoscimento dei Certificati Bianchi, il soggetto proponente avrà comunque facoltà di richiedere una maggiorazione del 20% dei Certificati Bianchi durante la prima metà della vita utile del progetto, che sarà poi compensata nella seconda metà della vita utile (con applicazione rispettivamente dei coefficienti moltiplicativi  $k_1=1,2$  e  $K_2=0,8$ ). Al riguardo, si segnala che il nuovo Decreto non prevede più l'applicazione del coefficiente di durabilità (c.d. "coefficiente *tau*"), precedentemente previsto quale fattore moltiplicativo dei risparmi energetici riconosciuti nell'arco della vita utile degli interventi.

I Certificati Bianchi riconosciuti per i progetti di efficienza energetica per cui sia stata presentata istanza di incentivo dopo l'entrata in vigore del nuovo Decreto, sono cumulabili con altri incentivi non statali destinati al medesimo progetto, nei limiti previsti e consentiti dalla normativa europea.

I Certificati Bianchi oggetto di emissione sono suddivisibili in quattro tipologie:

- di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;
- di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.

*Tipologie di Certificati Bianchi rilasciati in fase di emissione*

Viene pertanto meno la tipologia autonoma dei titoli II-CAR (attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria ottenuti su impianti di cogenerazione ad alto rendimento, allo stato ricondotta nell'ambito dei TEE di tipo II), e le tipologie IN ed E (emesse come premialità in relazione al grado di innovazione tecnologica e per la riduzione delle emissioni in atmosfera dei c.d. "grandi progetti") previste dal precedente quadro normativo.

*Verifica  
del conseguimento  
degli obblighi*

Il Decreto prevede misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti ed, in particolare, la possibilità per i soggetti obbligati di beneficiare di due scadenze temporali anziché dell'unica scadenza finale prevista invece dal precedente quadro regolatorio. In particolare, i soggetti obbligati, ferma restando la scadenza dell'anno d'obbligo fissata al 31 maggio dell'anno successivo, potranno comunicare al GSE i Certificati Bianchi posseduti, ai fini del relativo annullamento, anche nell'ambito della scadenza intermedia fissata al 30 novembre di ciascun anno solare. In tale ambito, giova segnalare che, ai sensi dell'Art. 14, comma 14.3, del Decreto, qualora un soggetto obbligato consegua la copertura del proprio obbligo annuale per una percentuale dello stesso inferiore al 100% – ma in ogni caso almeno pari alla soglia minima del 60% (c.d. obiettivo minimo) – al fine di non incorrere nelle sanzioni previste, potrà compensare la quota residua del 40% nel corso delle scadenze di annullamento previste nell'anno d'obbligo successivo. Tale schema diverge dal precedente, il quale garantiva la possibilità per ciascun soggetto obbligato di compensare la quota residua del 40% con una tempistica più estesa, ovvero nell'ambito dei due anni d'obbligo successivi.

*Nuove modalità  
di negoziazione – unificazione  
delle tipologie ai fini  
delle attività di scambio  
dei Certificati Bianchi*

In tale ambito, il Decreto introduce il principio dell'unificazione delle diverse tipologie di TEE ai fini delle relative attività di scambio. In particolare, l'articolo 16, comma 16.3, del nuovo Decreto prevede che i Certificati Bianchi *“possono essere oggetto di libera contrattazione tra le parti, ovvero di contrattazione nel mercato organizzato dal GME, unificato per tutte le tipologie di titoli, secondo modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico”*.

*Reportistica relativa  
allo stato di attuazione  
delle disposizioni  
del Decreto*

A partire dal 2017, entro il 31 gennaio di ogni anno, il GSE, avvalendosi del supporto del GME, trasmette al Ministero dello Sviluppo Economico, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, alla Conferenza Unificata, e all'AEEGSI una relazione sull'attività svolta e sui progetti realizzati nell'ambito del Decreto. La relazione deve contenere:

- a) informazioni statistiche sul numero e la tipologia dei progetti presentati, ivi inclusa la localizzazione territoriale degli interventi;
- b) la quantificazione dei risparmi realizzati nel corso dell'anno di riferimento, espressi in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) e validi per il conseguimento degli obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico;
- c) il numero di Certificati Bianchi emessi nell'anno di riferimento;
- d) le previsioni per l'anno d'obbligo successivo riguardo alle informazioni di cui alle lettere b) e c);
- e) l'andamento delle transazioni dei Certificati Bianchi, nonché il rapporto tra il volume cumulato dei Certificati Bianchi e il valore degli obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica previsti dal Decreto (entrambi i valori riferiti all'anno precedente).

Inoltre, il Decreto prevede che il GME segnali tempestivamente, al Ministero dello Sviluppo Economico, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e all'AEEGSI, eventuali comportamenti, verificatisi nello svolgimento delle transazioni dei Certificati Bianchi, che risultino non rispondenti ai principi di trasparenza e neutralità.

## 2.4.2 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE

Nel 2016 il prezzo medio delle GO ha registrato un aumento significativo sul Mercato (M-GO), portandosi a 0,21 €/MWh (+0,16 €/MWh) e risultando, per la prima volta dall'avvio delle negoziazioni, superiore al livello rilevato sulla piattaforma delle transazioni bilaterali (PB-GO), pari a 0,14 €/MWh, anch'esso in crescita sul 2015, sebbene in modo meno marcato. In crescita anche i prezzi delle GO assegnate attraverso le Aste del GSE pari a 0,25 €/MWh (+0,13 €/MWh) e legati al prezzo base d'asta offerto dal GSE (Fig. 2.4.8).

*Prezzi in aumento sul mercato organizzato, sulla piattaforma bilaterale e aste*

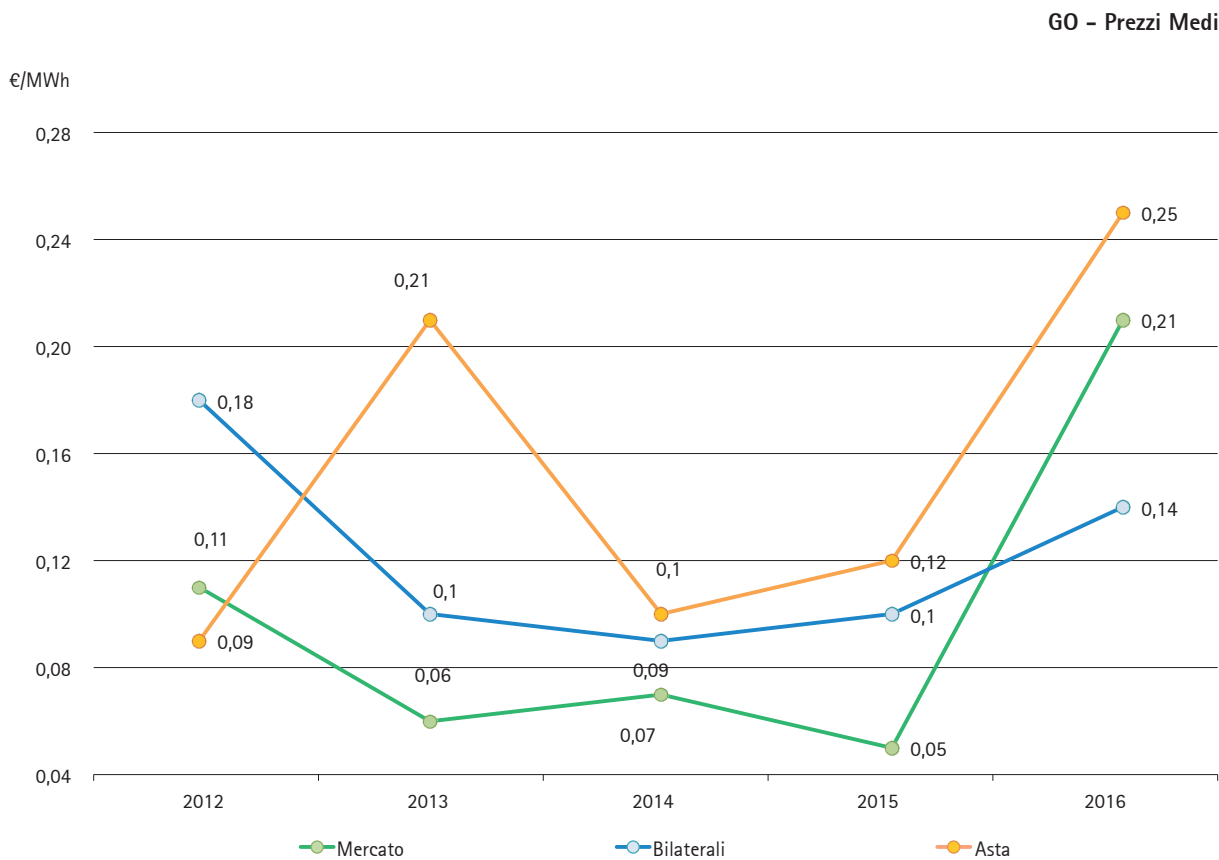
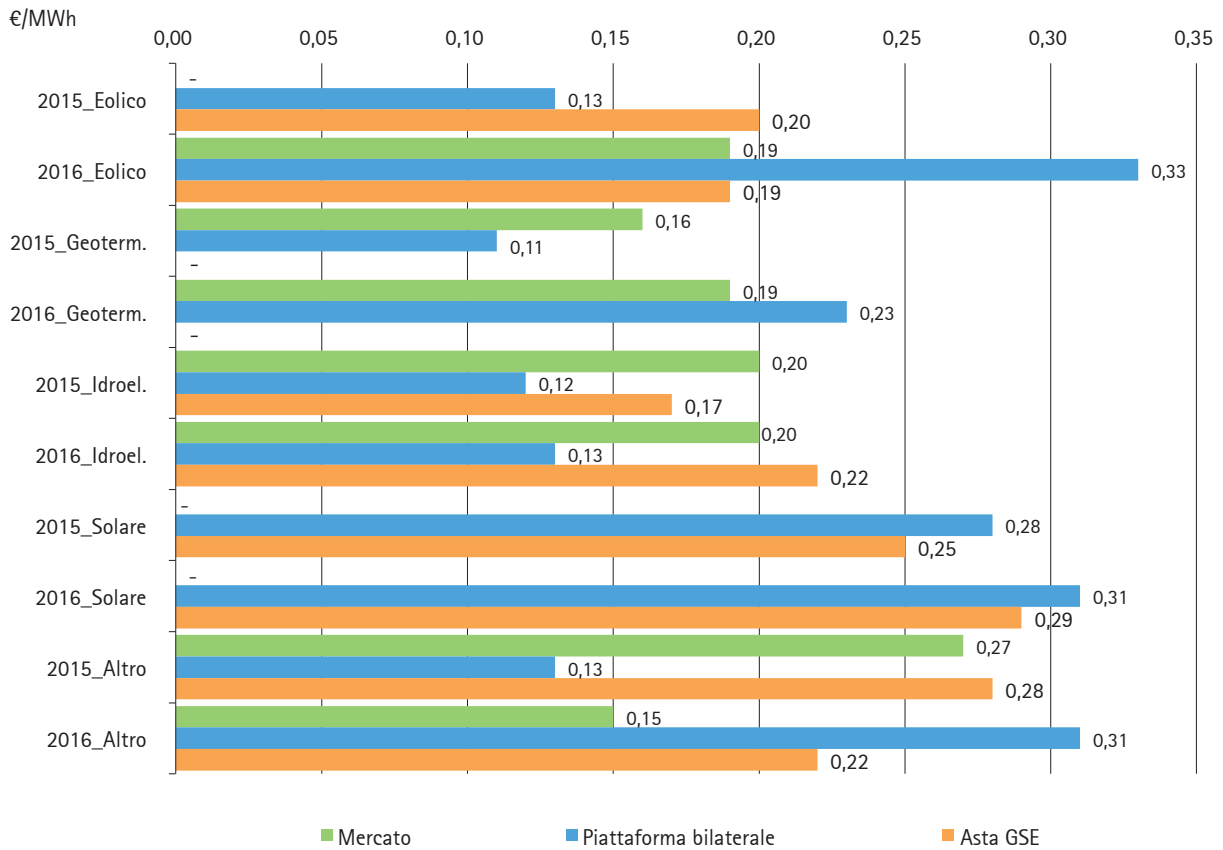


Fig. 2.4.8

L'analisi dei prezzi medi per tipologia di impianto mostra sul M-GO una oscillazione tra 0,16-0,27 €/MWh per le garanzie con anno di produzione 2015 e tra i 0,15-0,20 €/MWh per le garanzie con anno di produzione 2016. La PB-GO mostra prezzi medi compresi tra 0,11 e 0,28 €/MWh per le GO riferite alla produzione del 2015, mentre per l'anno di produzione 2016, i prezzi oscillano fra 0,13-0,31 €/MWh, con una eccezione per il prezzo medio della tipologia 2016 GO Eolico pari a 0,33 €/MWh.

GO – Prezzi per tipologia e anno di produzione. Anno 2016

Fig. 2.4.9

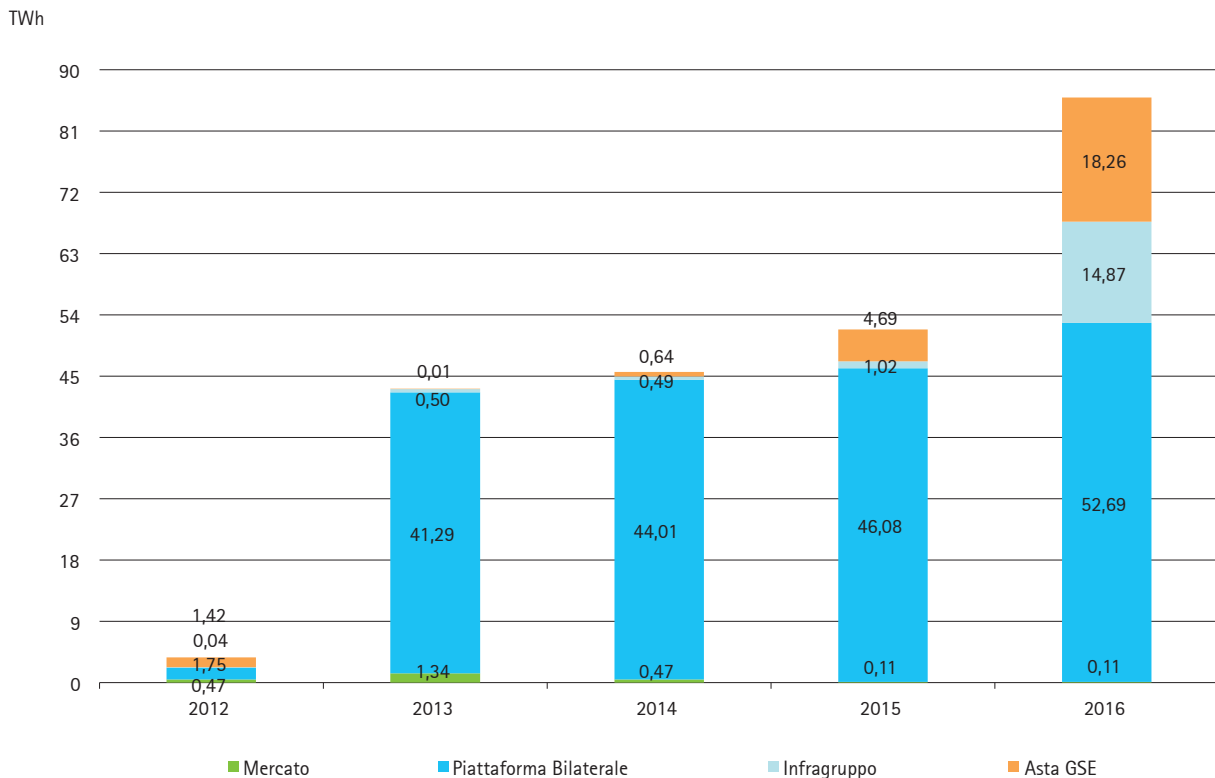


Nel 2016 i volumi scambiati sul mercato risultano in aumento rispetto ai volumi del 2015 (+6,6%). Crescono anche le contrattazioni bilaterali (+14,4%), che continuano ad essere predominanti. In crescita, nel corso dell'anno, anche i volumi assegnati tramite asta, pari a 18,26 TWh, nonostante l'aumento del prezzo a base d'asta, con un incremento delle quantità offerte dal GSE, passate dai 30 milioni di MWh del 2014, ai circa 100 milioni di MWh del 2016 (Fig. 2.4.10).

*Predominanza della contrattazione bilaterale, volumi in aumento sulle aste*

#### GO – Volumi scambiati

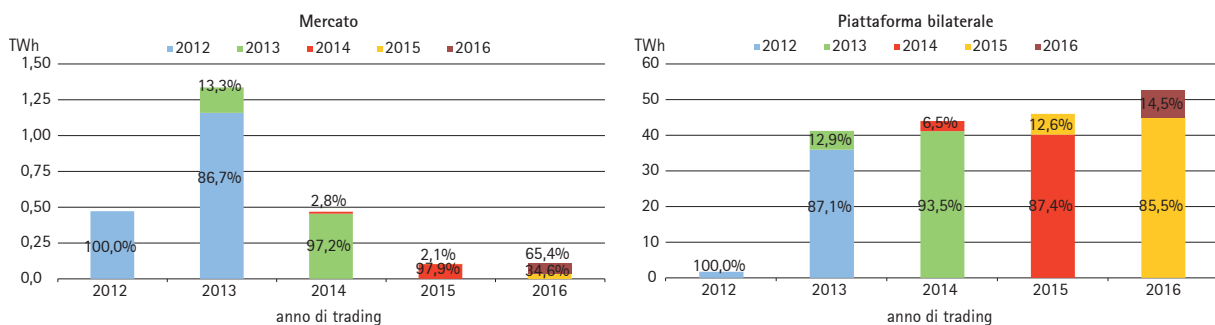
Fig. 2.4.10



Nel 2016 sulla Piattaforma bilaterale si conferma la tendenza a scambiare prevalentemente le garanzie relative all'anno di produzione precedente (GO 2015), mentre sul Mercato si assiste ad una inversione, con una quota di scambi di GO relative all'anno 2016 maggiore rispetto a quella dell'anno di produzione precedente.

#### GO – Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

Fig. 2.4.11

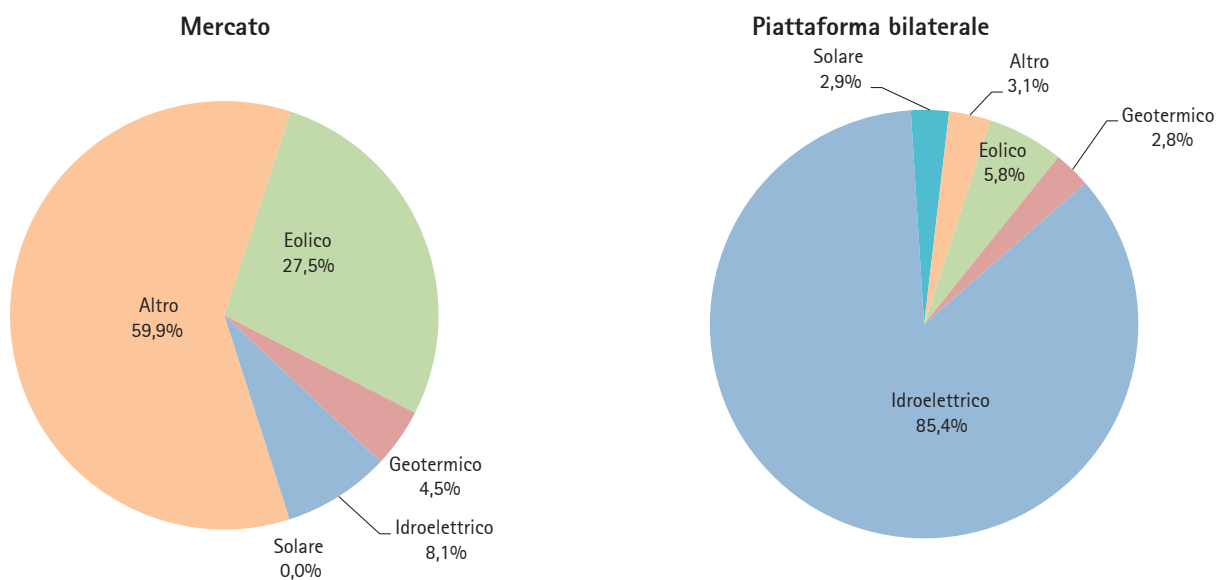




Considerando solo la tipologia di impianto a cui la garanzia si riferisce, indipendentemente dall'anno di produzione, il titolo più scambiato nel mercato organizzato risulta Altro, con 67 mila MWh (59,9% del totale), seguito dall'Eolico, che ha pesato per il 27,5%. Nella Piattaforma Bilaterale, invece, gli scambi si sono concentrati sulla tipologia Idroelettrico con 45 milioni di MWh, pari all'85,4% del totale (Fig. 2.4.12).

GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2016

Fig. 2.4.12

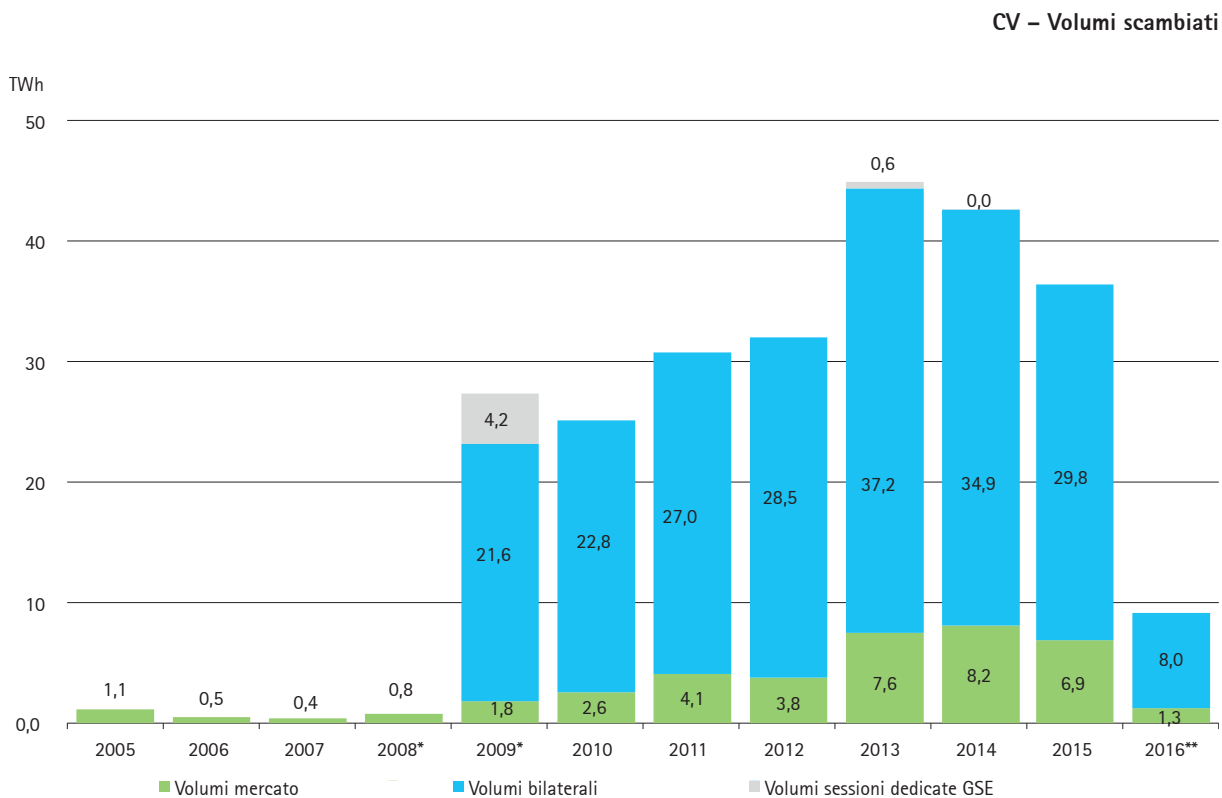


## 2.4.3 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale

Nel 2016, in applicazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012 (c.d. *Decreto FER elettriche*) ed, in particolare, delle previsioni adottate in attuazione dell'articolo 24 del d.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in tema di cessazione del meccanismo dei certificati verdi, il GME ha proceduto alla chiusura dei sistemi di scambio e negoziazione dei certificati verdi, determinando, a partire dal 1° luglio 2016, la cessazione dell'operatività del Mercato dei certificati verdi (MCV) e della Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV).

Andamento di fine meccanismo

Nel semestre di fine meccanismo, per quanto riguarda i volumi, sul mercato organizzato e sulla piattaforma dei bilaterali sono stati scambiati oltre 9 TWh, per il 65,4% relativi ai CV\_2015, di cui 1,3 TWh su MCV.

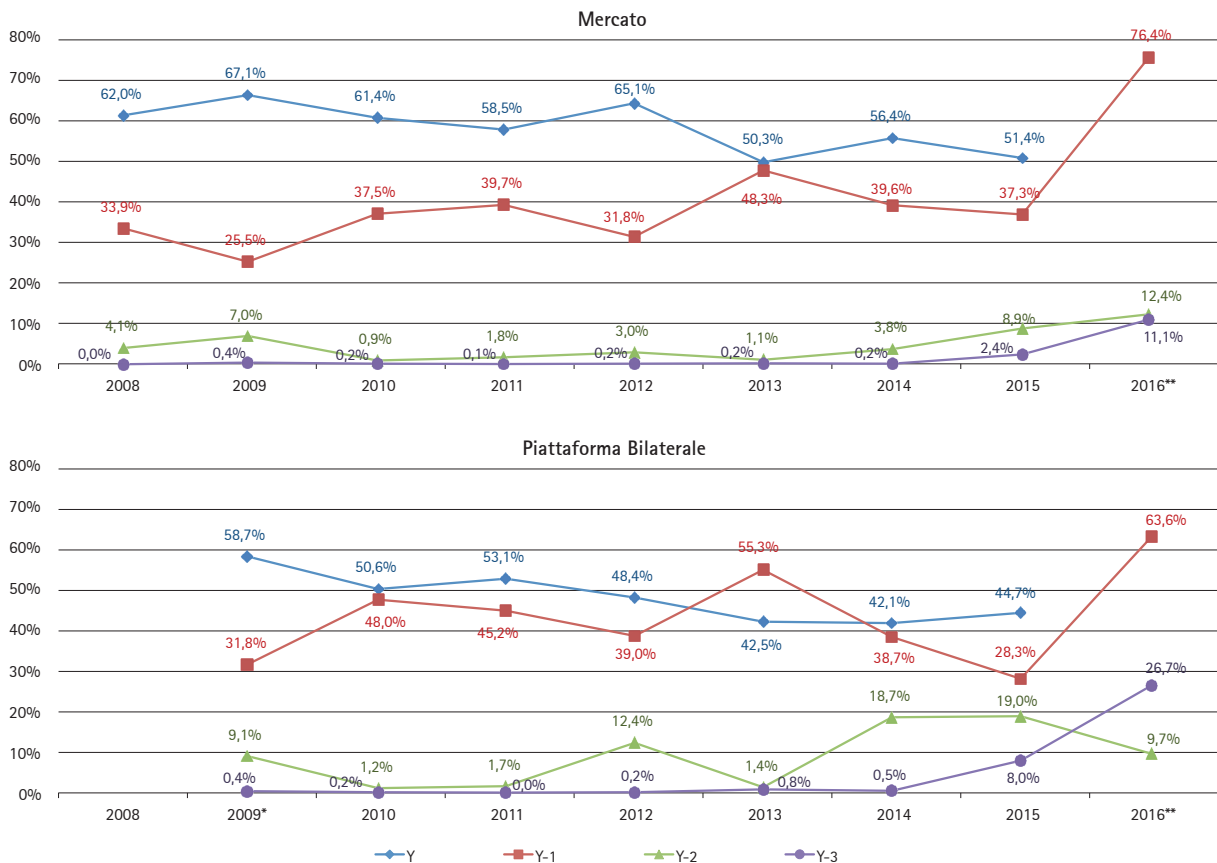


\* I dati bilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

\*\* I dati sono riferiti al periodo Gennaio - Giugno

Nel semestre in esame, infatti, in conseguenza della progressiva riduzione, a partire dal 2013, della quota d'obbligo, azzeratasi nel 2015, sia sul MCV che sulla PBCV sono stati scambiati prevalentemente certificati verdi emessi nel 2015 e residuali quantità di certificati relativi ad anni d'obbligo precedenti.

Fig. 2.4.14 CV - Volumi scambiati per periodo di riferimento



Y rappresenta l'anno di riferimento dei CV il cui anno di emissione coincide con il primo anno di trading

\* I dati bilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

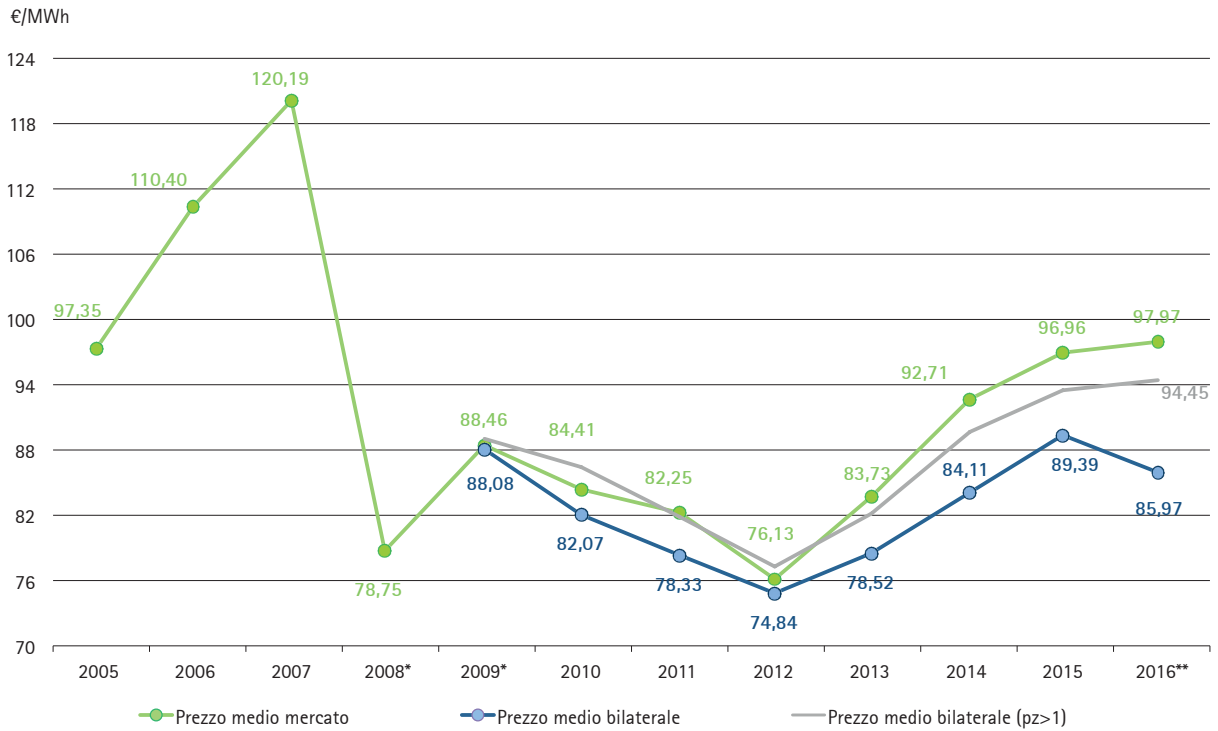
\*\* I dati sono riferiti al periodo Gennaio - Giugno

Relativamente ai certificati scambiati, nell'ultimo semestre di negoziazione, il prezzo medio ponderato osservato sul mercato (MCV), a prescindere dalla tipologia e dal periodo di riferimento, si è attestato a 97,97 €/MWh (+2,06 % sul primo semestre 2015), livello leggermente inferiore al prezzo di ritiro del GSE (100,08 €/MWh)<sup>23</sup>, ma superiore a quello rilevato sulla PBCV (94,45 €/MWh), al netto delle transazioni registrate con prezzo pari a zero.

23 A partire dal 2009, con l'introduzione del DM del 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244", il GSE, agendo come acquirente di ultima istanza, è stato in grado di assorbire completamente l'offerta eccedente, garantendo un perfetto bilanciamento di mercato. Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 ha poi previsto che il prezzo di ritiro dei CV in eccesso per le produzioni degli anni 2011-2015 sia pari al 78% del prezzo di riferimento dei CV del GSE. Quest'ultimo è pari alla differenza tra 180 € ed il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica relativo all'anno precedente a quello del ritiro, come calcolato dall'AEEGSI. Il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2015 è stato pari a 124,90 €/MWh, da cui il prezzo di ritiro dei CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili dell'anno 2015 è risultato pari a 100,08 €/MWh.

CV – Prezzi Medi

Fig. 2.4.15

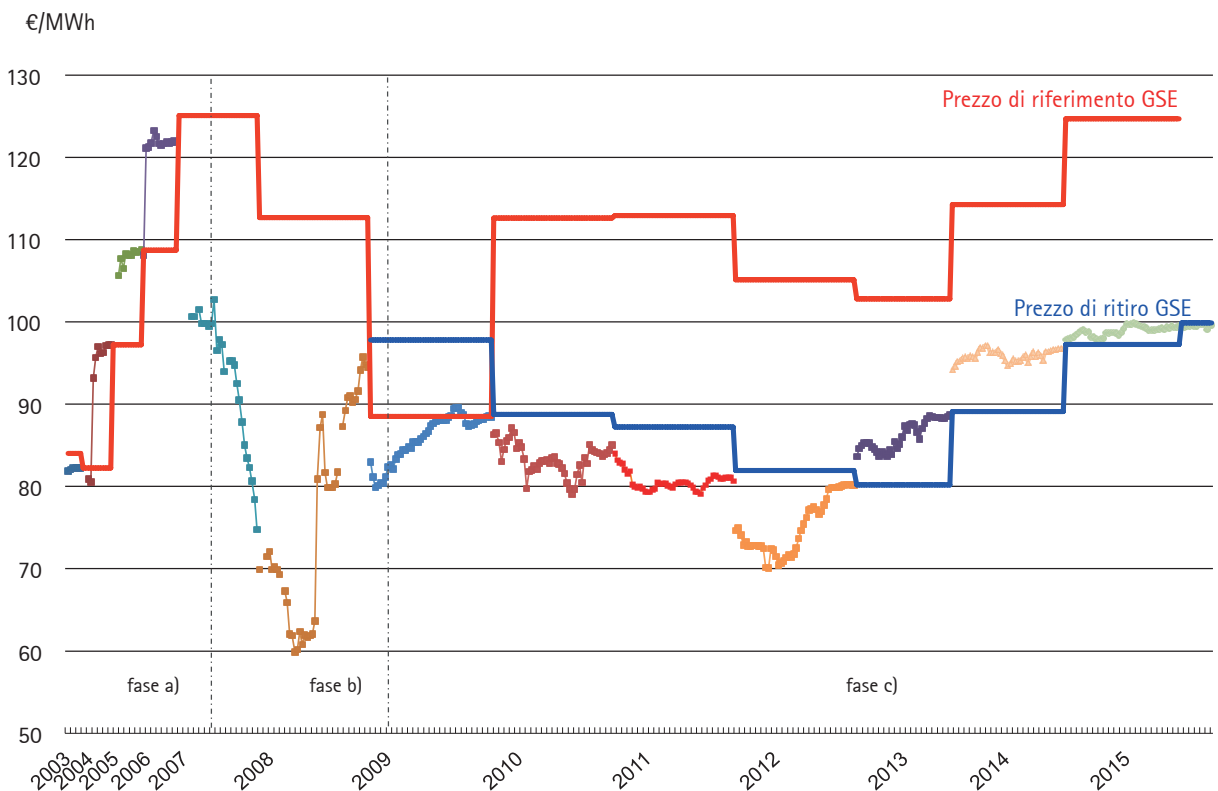


\* I datibilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

\*\* I dat sono riferiti al periodo Gennaio - Giugno

CV – Andamento dei prezzi di mercato rispetto al prezzo di ritiro

Fig. 2.4.16





# RELAZIONE ANNUALE 2016

## RELAZIONE ANNUALE 2016



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](mailto:info@mercatoelettrico.org)

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