



RELAZIONE  
ANNUALE  
2013





RELAZIONE  
ANNUALE  
2013





## EXECUTIVE SUMMARY

Il 2013 si è confermato come un anno impegnativo per le economie europee ed in particolare per i mercati dell'energia. La lunga fase di recessione che ha investito l'Europa dal 2008, nonostante i timidi segnali di ripresa evidenziati nella seconda parte dell'anno, non si è ancora arrestata anzi ha continuato a determinare inevitabili ricadute sui mercati energetici con una contrazione dei consumi, favorita anche dal permanere delle quotazioni petrolifere a livelli elevati, e una riduzione dei prezzi. La crescita del contributo delle fonti rinnovabili non programmabili (di seguito FRNP) nel settore elettrico è continuata, sebbene sia stata rallentata in quanto le problematiche di sicurezza ingenerate nei settori elettrici nazionali ed il perdurare della crisi finanziaria hanno indotto molti Paesi a riconsiderare progressivamente i regimi incentivanti. Inoltre, il 2013 ha confermato una progressiva convergenza dei prezzi europei del gas verso i livelli dell'hub olandese TTF, che si qualifica nel contesto europeo sempre più come Hub di riferimento, paragonabile al ruolo che l'Henry hub riveste per il Nord America.

I mercati energetici gestiti dal GME hanno evidentemente risentito degli impatti di tali fenomeni sistemici. Nel settore elettrico, il crollo dei consumi finali registrati da Terna (317 TWh, -3%), tornati su livelli inferiori al 2003, e l'ulteriore crescita delle FRNP (41 TWh, +21%) hanno trascinato al ribasso i volumi scambiati sui diversi mercati, seppur con indicazioni non sempre univoche. Sensibili riduzioni si sono registrate

sui Mercati Infragiornerali (MI), la cui crescita dei volumi registrata negli ultimi tre anni si è interrotta (23 TWh, -7%), per effetto di una contrazione della più liquida sessione di MI1. Analogamente i volumi registrati sul mercato a termine (MTE) si sono attestati a 41 TWh (-25%), invertendo l'impetuosa crescita registrata nell'ultimo biennio, per effetto di un calo dei volumi direttamente scambiati sul mercato (8 TWh, -74%) solo parzialmente compensato dall'ulteriore crescita dell'OTC clearing (33 TWh, +35%). Unico mercato in marcata controtendenza è risultato il Mercato del giorno prima (MGP), i cui volumi scambiati hanno raggiunto il picco storico di 207 TWh (+16%), interrompendo un trend ribassista pluriennale nonostante gli acquisti programmati nel mercato del giorno prima siano scesi a 289 TWh (-2,9%). Il conseguente picco storico di liquidità al 71,6% (+12 %) è tuttavia fortemente concentrato nel primo semestre dell'anno, cui è seguito un forte riallineamento ai valori storici nel secondo semestre, confermato nel primo quadrimestre del 2014.

Ben più marcata tuttavia è la misura con cui il segno meno indotto dalla crisi si è riverberata sui livelli dei prezzi, che nel 2013 si sono attestati ad un valore di 62,99 €/MWh (-16,6%), superiore soltanto alle quotazioni registrate nel 2005. Dato che assume proporzioni anche più significative se si guarda al primo trimestre 2014, con

un prezzo di 52,39 €/MWh al minimo di sempre, e ancor più se si guarda al prodotto baseload annuale 2015 che scende addirittura a 51,8 €/MWh; soglie queste ultime capaci finalmente di ridurre lo spread con la Germania e quasi dimezzare quello con la Francia, almeno nel prossimo anno e mezzo. Tali riduzioni, tuttavia, non riflettono soltanto l'overcapacity che da anni affligge con crescente intensità il mercato elettrico, né la pur sensibile riduzione dei costi del gas indicata dalle tradizionali formule di lungo termine. Un fattore decisivo nello spingere al ribasso i prezzi - e che paradossalmente ne rende meno insostenibile il nuovo livello - è il cambiamento di ancoraggio del prezzo spot power, sempre meno legato alle tradizionali formule gas di lungo termine e sempre più connesso alle basse e volatili quotazioni spot indicate al PSV e alla PB-GAS. Questo fattore, insieme alla persistente crescita delle FRNP e all'assottigliamento ormai strutturale dei consumi, accentua i cambiamenti indotti negli ultimi anni non solo sui livelli ma soprattutto sulla struttura dei prezzi: a differenza del decennio passato, infatti, i prezzi spot sono ormai connotati da una volatilità molto elevata (almeno nelle zone meridionali a maggior penetrazione di FRNP), da una forbice tra prezzi diurni e notturni sempre più ristretta e spesso negativa, e da frequenti casi di azzeramento dei prezzi zonal e talora anche nazionali.

Non meno rilevanti si sono dimostrati i cambiamenti nel settore gas, i cui consumi sono crollati al minimo dal 2006 (729 TWh, -7%) fortemente condizionati della crisi economica e dello spiazzamento termoelettrico da parte delle FRNP. In questo scenario la PB-GAS ha confermato i buoni segnali forniti nel 2012, grazie ad una buona performance dei volumi scambiati, che raggiungono i 41 TWh (+17%) sostenuti dalla crescita sia nella componente regolata SRG (35 TWh, +5%) sia in quella volontaria sul mercato (6TWh), più che triplicata rispetto all'anno scorso. La piattaforma ha anche confermato l'affidabilità dei propri segnali di prezzo, la cui riduzione a 27,86 €/MWh (-3%) ne ha comprovato l'allineamento con il PSV e rafforzato la convergenza coi i valori quotati sulle principali piazze europee. Il primo trimestre del

2014 sembra mostrare una intensificazione della dinamica ribassista del prezzo del gas, sia rispetto al trimestre precedente (-10%) che all'omologo periodo del 2013 (-5%). Infine, anche nel comparto dei mercati per l'ambiente si conferma l'elevata e crescente liquidità dei mercati, con una crescita sia degli scambi su MCV (7,57 TWh, +99%) che su MTEE (2,8 TWh, +11%), con una quota di mercato sul totale complessivo degli scambi salita rispettivamente al 20% e al 52%. In questo panorama anche gli scambi su mercato delle GO hanno registrato volumi in crescita (1,3 TWh, +183%), pur risultando sensibilmente inferiori a quelli scambiati bilateralmente (41 TWh). Numerose le novità in ambito internazionale nel mercato dell'energia elettrica: il GME ha continuato a garantire l'operatività del Market Coupling sulla frontiera Italo Slovena e ha proseguito il suo impegno diretto nell'ambito del Price Coupling of Regions (PCR), progetto in avanzata fase di sviluppo, finalizzato all'applicazione di un meccanismo di price coupling a livello Europeo. Nell'ambito delle iniziative regionali, il GME, inoltre, ha confermato la sua partecipazione sia al progetto Italian Borders Working Table - volto a definire i necessari processi di coordinamento pre e post coupling sulle frontiere italiane per il mercato Day Ahead sia, con il supporto dell'Associazione Europex (di cui da gennaio 2014 il GME ha assunto la presidenza), al progetto per il disegno e l'implementazione di un mercato di coupling infragiornaliero, tramite il quale consentire ai Gestori di Rete di allocare, in modo implicito, la capacità di interconnessione interfrontaliera coerentemente con il Target Model Europeo.

In ambito gas si evidenzia in particolar modo il lancio del nuovo comparto locational della PB-GAS, teso ad allargare il novero delle risorse flessibili di bilanciamento a disposizione di SRG, ad anticiparne la disponibilità al giorno prima della consegna e quindi a fornire al mercato un segnale di prezzo affidabile il giorno prima della consegna. Al fine di recepire in maniera proattiva le nuove sfide lanciate dal Regolamento per l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) e dalla crescente attività multi-commodity del GME, in ambito monitoraggio è

stato incrementato l'impegno nello sviluppo di apposite procedure e strumenti di controllo dei mercati gestiti. Da rilevare, inoltre, il crescente coordinamento e l'attiva partecipazione del GME nei contesti nazionali ed internazionali competenti (e.g AEEG – ACER).

L'impegno prioritario portato avanti dal GME nel corso del 2013, che proseguirà nel prossimo fu-

turo, è stato quello di garantire il costante miglioramento del servizio reso al mercato ed agli operatori, per incrementare l'efficienza della propria gestione, contenere i costi operativi in linea con quanto l'attuale contesto economico richiede, supportando le crescenti sfide provenienti dalla progressiva integrazione europea e dalla crescita degli ambiti di responsabilità.

Il Presidente  
e Amministratore Delegato

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Massimo Ricci". The signature is written in a cursive style with a long, sweeping underline that extends to the left.

Massimo Ricci



EXECUTIVE SUMMARY .....	III
<b>1. LA SOCIETÀ .....</b>	<b>1</b>
<b>1. GOVERNANCE E MERCATI .....</b>	<b>2</b>
1.1 Profilo Aziendale .....	2
<b>2. I NUOVI MERCATI .....</b>	<b>10</b>
2.1 Il nuovo M-Gas .....	10
2.2 PB Gas G-1 .....	11
2.3 Il Mercato delle GO .....	12
2.4 I Mercati dei carburanti .....	14
<b>3. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI .....</b>	<b>15</b>
<b>4. MONITORAGGIO .....</b>	<b>17</b>
<b>5. I RISULTATI .....</b>	<b>18</b>
5.1 Volumi e operatori .....	18
5.2 Risultati economici .....	24
<b>2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI .....</b>	<b>29</b>
<b>1. MERCATI INTERNAZIONALI .....</b>	<b>30</b>
<b>2. MERCATI ELETTRICITÀ .....</b>	<b>40</b>
2.1 Il mercato del giorno prima (MGP) .....	40
2.2 Il mercato infragiornaliero (MI) .....	52
2.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE) .....	59
2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE) .....	61
<b>3. MERCATI GAS .....</b>	<b>67</b>
3.1 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) .....	67
3.2 Altri mercati del gas .....	73
<b>4. MERCATI AMBIENTALI .....</b>	<b>75</b>
4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale .....	75
4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): Mercato organizzato e contrattazioni bilaterali .....	79
4.3 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE .....	85
<b>ALLEGATO CD ROM - APPENDICE STATISTICA</b>	



**INDICE  
RELAZIONE  
ANNUALE  
2013**





## Indice delle tabelle

<b>1.</b>	<b>LA SOCIETÀ</b>	
<b>1.</b>	<b>Governance e mercati</b>	<b>2</b>
	Tab. 1.1.1 - Regole dei mercati	6
	Tab. 1.1.2 - Corrispettivi	8
<b>4.</b>	<b>Monitoraggio</b>	<b>17</b>
	Tab. 1.4.1 - Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio	17
<b>5.</b>	<b>I Risultati</b>	<b>18</b>
	Tab. 1.5.1 - Operatori sui mercati del GME	22
	Tab. 1.5.2 - Volumi scambiati sui mercati del GME	23
	Tab. 1.5.3 - Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2012-2013)	24
	Tab. 1.5.4 - Struttura dei costi a margine (anni 2012 -2013)	25
	Tab. 1.5.5 - Principali indicatori del GME (anni 2012-2013)	25
	Tab. 1.5.6 - Consistenza del personale dipendente	26
<b>2.</b>	<b>L'EVOLUZIONE DEI MERCATI</b>	
<b>1.</b>	<b>Mercati internazionali</b>	<b>30</b>
	Tab. 2.1.1 - Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)	35
	Tab. 2.1.2 - Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore	37
<b>2.</b>	<b>Mercati elettricità</b>	<b>40</b>
	Tab. 2.2.1 - Vendite per fonte e tecnologia	43
	Tab. 2.2.2 - Andamento dei volumi sul MGP	44
	Tab. 2.2.3 - Volumi zonal sul MGP - Anno 2013	48
	Tab. 2.2.4 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni sul MGP	50
	Tab. 2.2.5 - Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia	50
	Tab. 2.2.6 - Prezzi a zero sul MGP - Anno 2013	51
	Tab. 2.2.7 - Volumi zonal	56
	Tab. 2.2.8 - Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading	62
	Tab. 2.2.9 - Volumi a termine scambiati per anno di trading	63
	Tab. 2.2.10 - Liquidità degli scambi su MTE per durata e distanza di delivery	64
<b>3.</b>	<b>Mercati gas</b>	<b>67</b>
	Tab. 2.3.1 - Livello medio dei prezzi (€/MWh)	68
	Tab. 2.3.2 - Volatilità media del prezzo PB-Gas	68
	Tab. 2.3.3 - Frequenza delle sedute con scambi eccedenti il bilanciamento	69
	Tab. 2.3.4 - Primi 10 operatori attivi sulla PB-Gas, quote di mercato per lato e frequenza di accettazione	70
	Tab. 2.3.5 - Quota di mercato degli operatori extra-bilanciamento	71
	Tab. 2.3.6 - Primi 10 operatori per volumi offerti al margine	72
	Tab. 2.3.7 - Frequenza di presenza al margine per i primi 10 operatori	72
<b>4.</b>	<b>Mercati ambientali</b>	<b>75</b>
	Tab 2.4.1 - TEE - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Valori cumulati	82

## Indice delle figure

<b>1.</b>	<b>LA SOCIETÀ</b>	
1.	<b>Governance e mercati</b> .....	<b>2</b>
	Fig. 1.1.1 - Mercati e piattaforme .....	3
	Fig. 1.1.2 - Organigramma del GME .....	5
5.	<b>I Risultati</b> .....	<b>18</b>
	Fig. 1.5.1 - La liquidità sul MG .....	19
<b>2.</b>	<b>L'EVOLUZIONE DEI MERCATI</b>	
1.	<b>Mercati internazionali</b> .....	<b>30</b>
	Fig. 2.1.1 - Prezzi in euro delle principali commodity energetiche.....	30
	Fig. 2.1.2 - Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio	31
	Fig. 2.1.3 - Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi.....	32
	Fig. 2.1.4 - Prezzi spot sui principali mercati del carbone.....	32
	Fig. 2.1.5 - Prezzi spot sui principali mercati del gas .....	34
	Fig. 2.1.6 - Volumi sui principali hub del gas .....	35
	Fig. 2.1.7 - Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee.....	36
	Fig. 2.1.8 - Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar baseload .....	37
	Fig. 2.1.9 - Volumi scambiati sulle principali borse spot.....	38
	Fig. 2.1.10 - Volumi scambiati sulle principali borse a termine.....	39
2.	<b>Mercati elettricità</b> .....	<b>40</b>
	Fig. 2.2.1 - Andamento del Pun e delle sue determinanti.....	42
	Fig. 2.2.2 - Pun medio annuale per gruppi di ore.....	44
	Fig. 2.2.3 - Delta Pun e domanda residua: giorno medio.....	45
	Fig. 2.2.4 - Andamento mensile del Pun .....	46
	Fig. 2.2.5 - Rapporto lordo di stagionalità degli acquisti del MGP: acquisti medi mensili su acquisti medi annuali.....	47
	Fig. 2.2.6 - Prezzi zonal medi annui sul MGP.....	48
	Fig. 2.2.7 - Volatilità dei prezzi .....	49
	Fig. 2.2.8 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative.....	49
	Fig. 2.2.9 - Allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena e quota delle ore a differenziale nullo.....	52
	Fig. 2.2.10 - Prezzo di acquisto: evoluzione annuale .....	53
	Fig. 2.2.11 - Volatilità del prezzo di acquisto: evoluzione annuale.....	54
	Fig. 2.2.12 - Prezzi zonal nelle sessioni di MI.....	55
	Fig. 2.2.13 - Volumi scambiati .....	56
	Fig. 2.2.14 - CR3 .....	57
	Fig. 2.2.15 - Acquisti e vendite per tipologia di impianto. Anno 2013...	57
	Fig. 2.2.16 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle di MI.....	58
	Fig. 2.2.17 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria.....	58
	Fig. 2.2.18 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover .....	59
	Fig. 2.2.19 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	60
	Fig. 2.2.20 - Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori .....	61
	Fig. 2.2.21 - Volumi a termine scambiati per anno di trading .....	63

Fig. 2.2.22 - Prezzi di controllo e di abbinamento dei prodotti baseload e peakload annuali 2014 .....	65
Fig. 2.2.23 - Curve a termine espresse dal MTE per l'anno 2014: ultime quotazioni disponibili tra dicembre 2013 e il 31/03/2014...	66
<b>3. Mercati gas .....</b>	<b>67</b>
Fig. 2.3.1 - Andamento del prezzo e dei volumi PB-GAS .....	68
Fig. 2.3.2 - Prezzo medio PB-GAS e volumi offerti da SRG.....	68
Fig. 2.3.3 - Volumi SRG e volumi eccedenti il bilanciamento del sistema .....	69
Fig. 2.3.4 - Volumi totali dei primi 10 operatori per "tipo di offerta" e marginalità .....	71
Fig. 2.3.5 - Andamento mensile volumi e prezzi mercati a pronti del gas e prezzi spot .....	73
<b>4. Mercati ambientali .....</b>	<b>75</b>
Fig. 2.4.1 - CV - Prezzi Medi .....	75
Fig. 2.4.2 - CV - Prezzi per tipologia e per periodo di riferimento. Anno 2013...	76
Fig. 2.4.3 - CV - Andamento dei prezzi di mercato rispetto al prezzo di ritiro.....	76
Fig. 2.4.4 - CV - Volatilità dei prezzi .....	77
Fig. 2.4.5 - CV - Volumi scambiati.....	78
Fig. 2.4.6 - CV - Volumi scambiati per tipologia e periodo di riferimento. Anno 2013 .....	78
Fig. 2.4.7 - CV - Mercato: Quote operatori .....	79
Fig. 2.4.8 - TEE - Prezzi Medi.....	80
Fig. 2.4.9 - TEE - Prezzi per tipologia. Anno 2013.....	80
Fig. 2.4.10 - TEE - Volatilità dei prezzi .....	81
Fig. 2.4.11 - TEE - Prezzi di mercato e rimborsi tariffari.....	82
Fig. 2.4.12 - TEE - Volumi scambiati.....	83
Fig. 2.4.13 - TEE - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2013 .....	84
Fig. 2.4.14 - TEE - Mercato: Quote operatori .....	84
Fig. 2.4.15 - GO - Prezzi Medi .....	85
Fig. 2.4.16 - GO - Prezzi per tipologia e anno di produzione. Anno 2013.....	86
Fig. 2.4.17 - GO - Volumi scambiati .....	87
Fig. 2.4.18 - GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2013.....	87





# SEZIONE

# 1

## LA SOCIETÀ

<b>1. GOVERNANCE E MERCATI</b> .....	<b>2</b>
1.1 Profilo Aziendale.....	2
<b>2. I NUOVI MERCATI</b> .....	<b>10</b>
2.1 Il nuovo M-Gas.....	10
2.2 PB Gas G-1 .....	11
2.3 Il Mercato delle GO.....	12
2.4 I Mercati dei carburanti.....	14
<b>3. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI</b> .....	<b>15</b>
<b>4. MONITORAGGIO</b> .....	<b>17</b>
<b>5. I RISULTATI</b> .....	<b>18</b>
5.1 Volumi e operatori.....	18
5.2 Risultati economici.....	24



# 1. GOVERNANCE E MERCATI

## 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 a Acquirente Unico 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.

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 elettrico il GME gestisce il Mercato a Pronti dell'Energia (MPE) - a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero (MI) -, il Mercato a Termine dell'Energia (MTE), nonché la 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. 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) - articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) e nel Mercato a Termine (MT-GAS) -, la 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) nonché, per conto di Snam Rete Gas S.p.A. (SRG S.p.A.), la piattaforma di bilanciamento del gas naturale (PB-GAS).

Il GME, inoltre, organizza e gestisce i Mercati per l'Ambiente, ovvero le sedi di contrattazione dei Certificati Verdi (MCV), dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia da fonti rinnovabili (GO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali.

Infine, 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 a gestire ai 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. Una descrizione di sintesi delle caratteristiche di tali mercati è contenuta nella tabella 1.1.1.

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

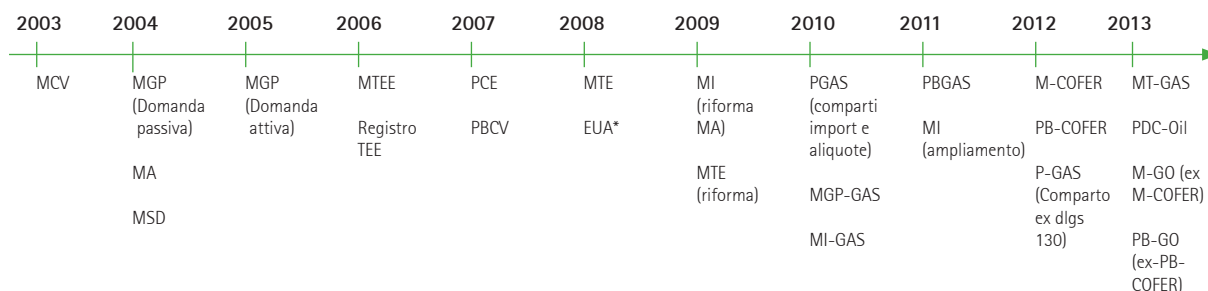
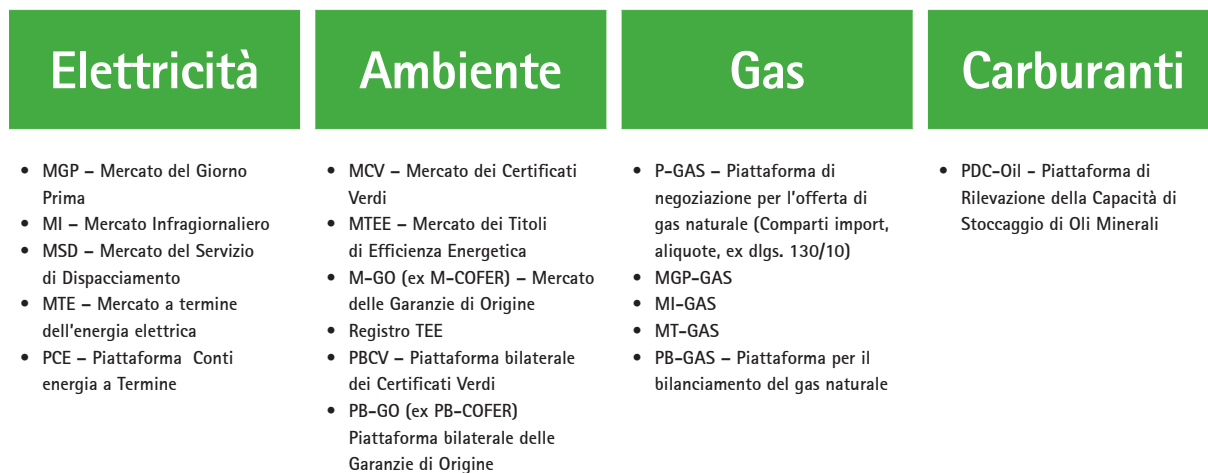
2 E' la società responsabile di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato. A seguito dell'evoluzione dei mercati energetici, sono state ampliate le attività della Società a beneficio del consumatore finale e dei mercati, con la gestione dello Sportello per il Consumatore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

3 E' 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.

## Mercati e piattaforme

Fig. 1.1.1



\* Mercato chiuso nel 2014

I mercati gestiti dal GME si connotano per la loro natura fisica: tutti i prodotti scambiati, sia a pronti che a termine, prevedono l'obbligo di consegna fisica e l'accesso alle contrattazioni è limitato a soggetti che abbiano la possibilità di consegnare tali 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 PB-Gas (dove la controparte è SRG S.p.A.), della P-Gas, del MTEE, dove le controparti sono direttamente abbinate in esito alle transazioni e sulle piattaforme di registrazione dei bilaterali dei CV (PBCV), delle GO (PB-GO) e dei TEE (Registro TEE).

*Una controparte centrale unica per mercati fisici*



In considerazione della *governance* del GME:

- le regole di funzionamento del Mercato Elettrico, del Mercato dei Certificati Verdi, 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<sup>5</sup>, 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 e della Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale, 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.

La regolazione  
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'AEEG 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 si rinvia al paragrafo 4.

Il monitoraggio  
dei mercati

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 tre esercizi. 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;
- 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.

Organi societari  
e struttura organizzativa

<sup>5</sup> Istituito ai sensi dell'articolo 10 dei DD.MM. 20 luglio 2004.

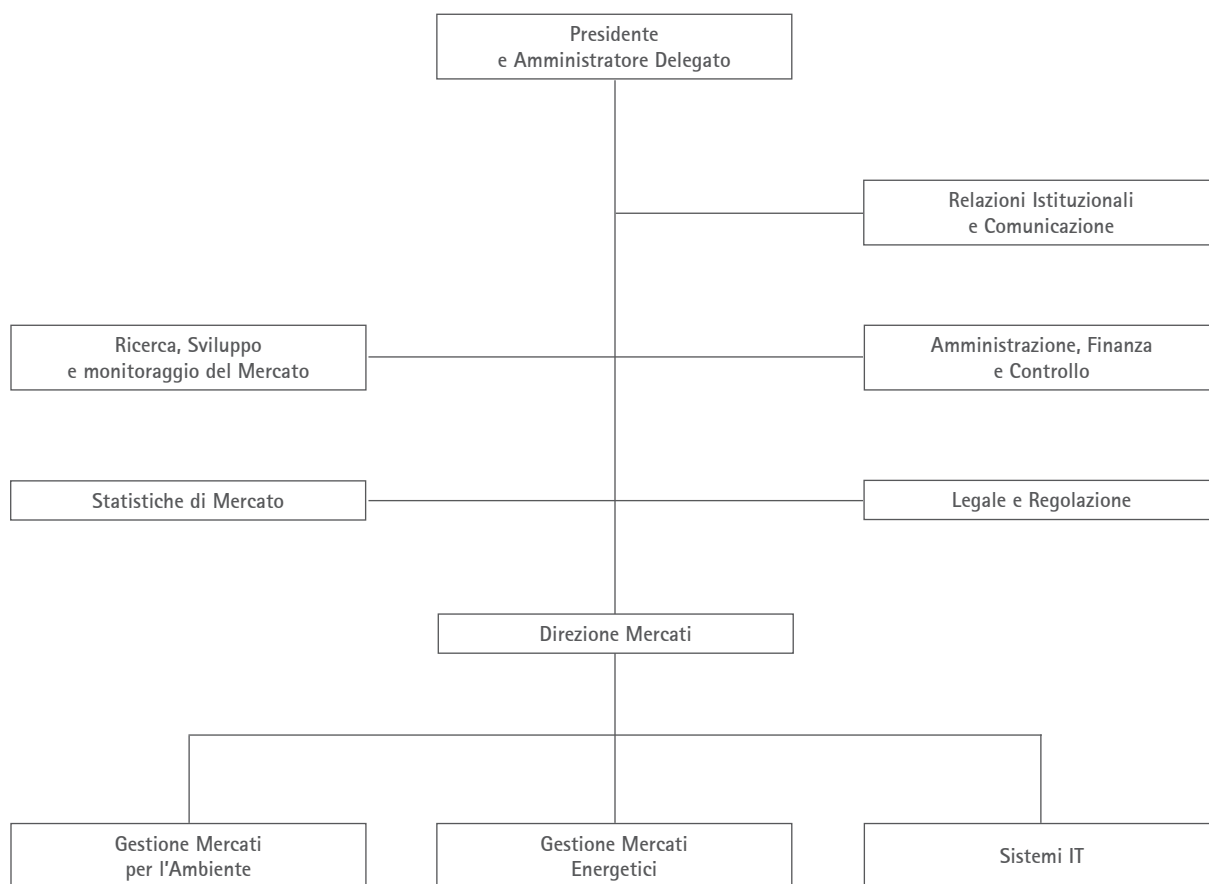
Completano il quadro degli organi societari del GME:

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

L'organico della società al 31 dicembre 2013 è composto da 101 dipendenti (di cui 2 distaccati), organizzati su nove unità, 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			PBGAS		
	MTE	MPE	PCE	MGAS	G-1	G+1
<b>Partecipazione</b>	Volontaria	Volontaria sul MGP e MI Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria
<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 del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale	Utenti dei servizi di stoccaggio, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico
<b>Prodotto scambiato</b>	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	Orari MGP, MI1, MI2: 1-24 MI3: 13-24 MI4: 19-24	Contratti OTC	MGP-GAS, MI-GAS: giornalieri MT-GAS: BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)	Giornalieri	Giornalieri
<b>Modalità di contrattazione</b>	Contrattazione continua	Asta	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua	Asta	Asta
<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 zonale	Prezzo marginale
<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	Definite da Snam Rete Gas	Definite da Snam Rete Gas
<b>Controparte centrale</b>	GME	GME sul MGP e MI Terna sul MSD	GME (solo per i CCT)	GME	Snam Rete Gas	Snam Rete Gas
<b>Pagamenti</b>		M+2	M+2	M+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	Scadenza definita da Snam Rete Gas	Scadenza definita da Snam Rete Gas

\*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.

PGAS			MCV	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. 16/03/1999, 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 conto prezzo	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	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	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		
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		

## 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;
- Corrispettivo per attivazione della procedura di errori: € 500,00 per ciascuna richiesta;
- 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: 0,003 €/GJ.

*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: € 0

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 Bilateral CV)*

Corrispettivo per ogni GO negoziata/registrata sul mercato e/o bilateralmente: € 0,005

Corrispettivo per ciascun TEE scambiato: € 0,2

Ai sensi della delibera AEEG 617/2013/R/efr, per l'anno 2014, la misura del corrispettivo per ciascun TEE scambiato è pari a € 0,1

## 2. I NUOVI MERCATI

### 2.1 Il nuovo M-Gas

Il mercato italiano del gas naturale (MGAS), organizzato e gestito dal GME ai sensi dell'articolo 30 della legge 23 luglio 2009 n. 99 e dell'articolo 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93, è un sistema di negoziazione integrato, articolato nel mercato a pronti (MP-GAS) e nel mercato a termine (MT-GAS), nell'ambito del quale il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse.

La configurazione di un sistema di scambio comprensivo sia del mercato a pronti sia del mercato a termine, consente di beneficiare del vantaggio connesso all'utilizzo di un sistema di garanzia unico che copre tanto l'attività di negoziazione a pronti quanto quella a termine.

Il M-GAS è un mercato fisico in negoziazione continua, dove gli operatori acquistano e vendono contratti aventi ad oggetto quantitativi di gas che, al termine del corrispondente periodo di negoziazione, verranno registrati al Punto di Scambio Virtuale (PSV) dal GME, in qualità di operatore qualificato del PSV, per conto degli operatori stessi<sup>6</sup>.

Il MP-GAS si articola in:

- Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS), in cui vengono associate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione di negoziazione;
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS), in cui vengono associate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

Sul MT-GAS sono negoziabili le seguenti tipologie di contratti:

- contratto anno solare: calendar year (da gennaio a dicembre);
- contratto anno termico: gas year (da ottobre a settembre dell'anno successivo);
- contratti semestrali: il semestre invernale (da ottobre a marzo dell'anno successivo) e il semestre estivo (da aprile a settembre dello stesso anno);
- contratti trimestrali: il primo, il secondo, il terzo e il quarto trimestre di ciascun anno di calendario;
- contratti mensili: ciascun mese di calendario;
- contratti BoM (Balance of Month): i giorni gas che vanno dal secondo giorno successivo al giorno in cui si sta svolgendo la negoziazione all'ultimo giorno di calendario del mese in cui si svolge la negoziazione.

In particolare, sono quotati contemporaneamente un contratto BoM, tre contratti mensili, quattro trimestrali, due semestrali, un anno solare e un contratto anno termico.

Il GME organizza un book di negoziazione per ciascuna tipologia di contratto a termine prevedendone la regolazione attraverso il meccanismo della cascata, secondo cui le posizioni contrattuali detenute da ciascun operatore su ciascuna tipologia di contratto a termine vengono sostituite, al termine del corrispondente periodo di negoziazione, da equivalenti posizioni contrattuali con scadenza inferiore, in particolare:

- la posizione detenuta su un contratto anno solare verrà sostituita con equivalenti posizioni su contratti mensili e trimestrali;
- la posizione detenuta su un contratto anno termico verrà sostituita con equivalenti posizioni su contratti mensili, trimestrali e semestrali;

<sup>6</sup> Il GME svolge tale attività in adempimento di quanto previsto dalla Deliberazione dell'AEEG 525/2012/R/gas.

- la posizione detenuta su un contratto semestrale verrà sostituita con equivalenti posizioni su contratti mensili e trimestrali;
- la posizione detenuta su un contratto trimestrale verrà sostituita con equivalenti posizioni su contratti mensili;
- la posizione detenuta su un contratto mensile verrà sostituita con equivalenti posizioni sui corrispondenti giorni del BoM.

I contratti giornalieri, risultanti dall'applicazione del meccanismo della cascata, vengono trasferiti e conseguentemente negoziati sul mercato a pronti del gas, secondo le modalità attualmente previste nella vigente Disciplina del mercato del gas naturale. Al termine del relativo periodo di negoziazione sul mercato a pronti, il GME determina, per ciascun operatore, la posizione netta in consegna al PSV, organizzato e gestito da Snam Rete Gas, relativa al giorno gas oggetto di negoziazione.

Per ciascun periodo rilevante, la posizione netta in consegna per ciascun operatore è data dalla somma algebrica delle transazioni, in acquisto e in vendita riferite al medesimo periodo rilevante, convenzionalmente identificate, rispettivamente, con quantità negative e positive.

Ciò determina che:

- se la posizione netta è maggiore di zero il GME registra sul PSV una transazione in vendita sul conto presso il PSV nella disponibilità dell'operatore;
- se la posizione netta è minore di zero il GME registra sul PSV una transazione in acquisto sul conto presso il PSV nella disponibilità dell'operatore.

## 2.2 PB Gas G-1

In recepimento delle previsioni normative comunitarie contenute nel c.d. terzo pacchetto energia<sup>7</sup> l'AEEG ha istituito la piattaforma di bilanciamento di merito economico (PB-GAS<sup>8</sup>), organizzata e gestita dal GME per conto di Snam Rete GAS, al fine di fornire al responsabile del bilanciamento uno strumento basato su criteri di mercato per l'approvvigionamento delle risorse di stoccaggio necessarie a compensare l'entità dello sbilanciamento del sistema, garantendo al contempo la possibilità per gli operatori di mercato di avvalersi di un'ulteriore sede di scambio per bilanciare le proprie posizioni.

Successivi interventi normativi posti in essere dall'AEEG hanno delineato il percorso evolutivo della piattaforma di bilanciamento mediante l'inclusione, nel predetto mercato, di ulteriori risorse flessibili di gas che, al pari dello stoccaggio, concorrono al bilanciamento fisico della rete.

La PB-GAS è oggi articolata nei seguenti comparti:

- Comparto G-1, nell'ambito del quale possono essere presentate dagli utenti del bilanciamento, che abbiano assunto la qualifica di operatore della PB-GAS, offerte di acquisto e vendita di risorse flessibili ammesse alle negoziazioni da Snam Rete Gas<sup>9</sup>. Su tale comparto Snam Rete Gas può approvvigionarsi, in qualità di responsabile del bilanciamento, delle risorse flessibili necessarie per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema, presentando in ciascuna sessione un'unica offerta in acquisto ovvero un'unica offerta in vendita. Ai fini del funzionamento del comparto G-1, i punti di offerta corrispondenti alle varie risorse flessibili sono raggruppati per tipologia; Snam Rete Gas può definire, se ritenuto necessario, limiti all'utilizzo delle risorse flessibili ammesse a detto comparto;

<sup>7</sup> In particolare si fa riferimento alle disposizioni di cui al Regolamento CE n. 715/2009.

<sup>8</sup> Con la Deliberazione del 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, come successivamente modificata ed integrata.

<sup>9</sup> Ai sensi della Deliberazione ARG/gas 45/11 ed in attuazione delle disposizioni di cui alle Deliberazioni 446/2013/R/GAS, 520/2013/R/GAS e 552/2013/R/GAS.



- Comparto G+1, nell'ambito del quale gli utenti abilitati<sup>10</sup> (gli utenti dei servizi di stoccaggio, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico) che abbiano assunto la qualifica di operatore della PB-GAS, offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas, in qualità di soggetto responsabile del bilanciamento sul Comparto G+1 formula una offerta di acquisto o di vendita, per una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema.

Relativamente al comparto G-1 le tipologie di risorse flessibili ammesse alla negoziazione sono le seguenti:

- **Import**, in relazione alle risorse di flessibilità offerte presso i Punti di Entrata interconnessi con l'estero;
- **Edison Stoccaggio**, in relazione alle risorse di flessibilità offerte presso l'hub di stoccaggio di Edison Stoccaggio S.p.A.;
- **LNG**, in relazione alle risorse di flessibilità offerte presso i Punti di Entrata interconnessi con terminali di rigassificazione;
- **Capacità non utilizzata dall'impresa di trasporto presso Stogit**, in relazione alle risorse di flessibilità offerte in erogazione ed in iniezione presso l'hub di stoccaggio di Stocaggi Gas Italia S.p.A.;
- **PSV con consegna nei Giorni gas successivi al Giorno gas G** in relazione alle risorse di flessibilità offerte presso il PSV;
- **PSV (spazio di line-pack) con consegna nel Giorno gas G+1**, in relazione alle risorse di flessibilità offerte presso il PSV.

La selezione delle offerte accettate su entrambi i comparti della PB-GAS avviene secondo le modalità della negoziazione ad asta.

Ai sensi della Deliberazione dell'AEEG del 10 ottobre 2013 446/2013/R/GAS, le sessioni di bilanciamento della PB-GAS saranno integrate nell'ambito del mercato del gas naturale organizzato e gestito dal GME.

## 2.3 Il Mercato delle GO

Con riferimento ai sistemi di negoziazione delle Garanzie di Origine, nel 2012<sup>11</sup> è stata approvata la modifica della *"Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie d'origine"* adeguata dal GSE al fine di rendere il certificato Garanzia di Origine (GO), l'unico ed esclusivo strumento volto a certificare, su base nazionale, la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Conseguentemente, a partire dal 2013, il GSE ha emesso, su richiesta dei produttori interessati, per la certificazione della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili le Garanzie di Origine (GO) in sostituzione dei titoli CO-FER.

Ad attestare la qualifica di "rinnovabile" dell'energia elettrica prodotta, in ambito nazionale e internazionale, esistono, infatti, a decorrere dal 1° gennaio 2013 due strumenti di certificazione:

- la Garanzia d'Origine;
- la Garanzia d'Origine con l'attributo RECS (solo per gli Operatori iscritti a RECS International).

<sup>10</sup> Di cui all'articolo 1, comma 1, lettera k), della Deliberazione ARG/gas 45/11.

<sup>11</sup> In attuazione delle disposizioni di cui al D.M. 6 luglio 2012 del Ministro dello Sviluppo Economico.

In ambito nazionale, il GSE rilascia la GO per gli impianti per cui sia stata richiesta e ottenuta la qualifica IGO, che attesta la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Ogni titolo GO è rilasciato, e successivamente annullato, esclusivamente sotto forma elettronica dal GSE, in base all'energia elettrica immessa in rete, in conformità con la Direttiva 2009/28/CE (un GO ha valore pari a 1 MWh).

La qualifica IGO per un determinato impianto a fonte rinnovabile può essere richiesta dal produttore ad esclusione degli impianti che già si avvalgono di sistemi di incentivazione alternativi (cfr. ritiro dedicato, meccanismo dello scambio sul posto, tariffe onnicomprensive). In relazione agli impianti che già beneficiano di altri sistemi di incentivazione, le relative GO vengono emesse direttamente nella titolarità del GSE che, ai sensi della regolazione vigente, le offre ai soggetti interessati mediante lo svolgimento di procedure competitive.

Le GO riconosciute in base alla produzione degli impianti IGO possono essere:

- assegnate sul mercato mediante Procedure Concorrenziali (Aste) dal GSE.
- emesse per l'impianto qualificato IGO, su base mensile a seguito della ricezione dei dati di misura da parte del Gestore di Rete competente.

L'Operatore può aggiungere, inoltre, al certificato di Garanzia di Origine, l'attributo RECS, *Renewable Energy Certificate System*, attraverso l'iscrizione all'Associazione RECS International e dandone evidenza al GSE attraverso il portale GO.

In ambito comunitario, si evidenzia che il 6 giugno 2013 con l'approvazione del nuovo Protocollo nazionale "EECS Electricity Domain Protocol for Italy" è stata accolta l'adesione del GSE all'AIB (*Association of Issuing Bodies*) per lo scambio internazionale delle Garanzie di Origine. A partire dal 13 dicembre 2013 il sistema di gestione dei certificati di Garanzia di Origine-RECS consente, attraverso la connessione alla piattaforma di scambio internazionale (HUB) gestita dall'AIB, lo scambio in importazione ed esportazione delle Garanzie di Origine rilasciate dai Paesi attualmente connessi all'HUB.

Gli scambi delle Garanzie d'Origine si possono eseguire, quindi, sia in ambito UE attraverso la connessione all'HUB, la piattaforma internazionale che consente di scambiare tutte le tipologie di certificati EECS (*European Energy Certificate System*) emessi dai soggetti competenti nei rispettivi Paesi di riferimento aderenti all'AIB sia, in ambito nazionale, mediante la Piattaforma P-GO del GME, che si compone del mercato organizzato (M-GO) e della piattaforma per la registrazione delle transazioni concluse bilateralmente (PB-GO).

A completamento si riporta che le Garanzie di Origine estere importate in Italia attraverso l'HUB potranno essere utilizzate e, dunque, da ultimo annullate in Italia, esclusivamente se emesse dai soggetti designati dai Paesi esteri riportati in un elenco indicato dal GSE<sup>12</sup>.

12 <http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/garanzia-di-origine-recs-connessione-a-piattaforma-di-scambio-internazionale.aspx>.

## 2.4 I Mercati dei carburanti

Al fine di promuovere la concorrenza nel settore petrolifero ed ampliare le opportunità di offerta e di approvvigionamento dei servizi logistici e dei prodotti petroliferi, il d.lgs. 249/2012<sup>13</sup> ha affidato al GME il compito di sviluppare e gestire una piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali<sup>14</sup> e un mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione<sup>15</sup>.

In adempimento alle disposizioni normative, in data 9 agosto 2013, il MiSE ha adottato sia il decreto direttoriale n. 16618 relativo alla costituzione della piattaforma della logistica petrolifera, sia il decreto direttoriale n. 16617 riguardante l'istituzione della piattaforma carburanti, contenenti i principi generali a cui il GME dovrà attenersi nell'elaborare le proposte di organizzazione e funzionamento dei relativi mercati.

Al fine di agevolare l'adempimento dell'obbligo di comunicazione da parte dei soggetti obbligati<sup>16</sup> dei dati relativi alle capacità nella propria disponibilità, il GME ha istituito la Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil) per l'acquisizione e la gestione dei dati anagrafici, oltre che delle informazioni e dei dati afferenti la capacità logistica nella disponibilità di tali soggetti obbligati.

Allo scopo di raccogliere osservazioni in ordine alle tematiche legate al mercato della logistica petrolifera ed al mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi per autotrazione, nonché al fine di rendere tali piattaforme di mercato quanto più conformi alle reali esigenze degli operatori, il MiSE ha predisposto degli appositi questionari informativi, che sono stati sottoposti dallo stesso Ministero alla consultazione dei soggetti interessati.

Sulla base delle previsioni di cui ai decreti attuativi del MiSE n. 16618 e n. 16617 del 9 agosto 2013 e tenendo anche conto delle risultanze del procedimento consultivo del MiSE, conclusosi in data 30 settembre 2013, il GME ha condiviso con le Istituzioni di riferimento una prima ipotesi di possibili modelli di funzionamento ed organizzazione del mercato, sia con riferimento alla piattaforma logistica che al mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi per autotrazione.

Nel corso dei primi mesi del 2014, il GME ha, quindi, svolto le opportune interlocuzioni con le Istituzioni e le Associazioni di riferimento, allo scopo di promuovere la prosecuzione di tutte le attività necessarie per la definizione ed istituzione del mercato della logistica petrolifera di oli minerali e del mercato all'ingrosso di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione, il cui disegno è stato sottoposto nel mese di maggio 2014 alla consultazione dei soggetti interessati.

13 Il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012, 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 un adeguato livello di concorrenza nel settore petrolifero, ampliando le opportunità di offerta e di approvvigionamento di servizi logistici e di prodotti petroliferi.

14 Articolo 21, comma 1 del d.lgs. 249/2012.

15 Articolo 22, comma 1 del d.lgs. 249/2012.

16 L'articolo 21, comma 2 del d.lgs. 249/2012 prevede che i soggetti che a qualunque titolo detengono, sul territorio nazionale, capacità di stoccaggio di oli minerali, anche non utilizzata, relativa a depositi la cui capacità sia superiore a 3000 metri cubi, comunichino annualmente al GME i dati relativi alle capacità nella propria disponibilità secondo un modello "standard" di rilevazione approvato dal MiSE con decreto direttoriale n. 17371 del 30 maggio 2013.

### 3. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Nel corso del 2013 il GME ha confermato l'impegno in ambito internazionale quale parte attiva del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE agendo su quattro fronti principali:

- in primo luogo, confermando l'operatività del progetto di **Market Coupling** sulla frontiera Italia Slovenia, avviato a partire dal 1° gennaio 2011 e che anno dopo anno ha visto crescere i volumi intermediati attraverso il meccanismo dell'asta implicita;
- in secondo luogo, il GME è fortemente impegnato nel **Price Coupling of Regions (PCR)**, progetto avviato ormai tre anni fa insieme alle principali Borse europee (Epex, Omel, Nord Pool Spot-NPS, APX e Belpex) e finalizzato all'applicazione di un meccanismo di price coupling a livello UE. Nel corso del 2013, oltre a raccogliere l'ulteriore adesione della borsa della Repubblica Ceca (OTE), il progetto ha finalizzato le attività tecniche e contrattuali sottostanti lo sviluppo delle architetture IT e algoritmiche necessarie alla gestione del coupling europeo, arrivando – a febbraio 2014 – a supportare l'atteso avvio operativo del coupling nella regione del *North West Europe (NWE)* e la gestione ad esso sincronizzata del mercato nella regione *South West Europe (SWE)*. Il prossimo passaggio, atteso per la fine del 2014, è l'ulteriore implementazione del PCR nelle regioni *Central East Europe (CEE)* e *Central South Europe (CSE)*, finalizzata a garantire un coupling delle regioni esteso a tutta Europa;
- questi due progetti trovano sintesi nel terzo progetto cui partecipa il GME, il cosiddetto "**Italian Borders Working Table**" (nel seguito: IBWT); un progetto comune tra le Borse Elettriche ed i Gestori di Rete appartenenti ai paesi che condividono con l'Italia una frontiera elettrica (Austria, Slovenia, Svizzera, Francia, Grecia) – avviato nell'ambito della regione CSE per la definizione e condivisione dei processi operativi di *pre e post coupling*, funzionali all'implementazione di un meccanismo di *coupling* regionale integrato con gli altri *coupling* regionali europei. Tale progetto, infatti, si baserà operativamente sull'algoritmo ed i sistemi *software* di interfaccia forniti dal PCR ed incorporerà il market coupling esistente con la Slovenia. Ad oggi tale progetto ha positivamente registrato la finalizzazione della prima fase di disegno e studio, con l'approvazione dello stesso da parte dei regolatori nazionali coinvolti, ed ha visto l'avvio della relativa fase di implementazione, il cui completamento è atteso entro dicembre 2014;
- l'ultimo fronte operativo è rappresentato dal progetto europeo per il disegno e l'implementazione di un coordinamento internazionale dei mercati **infragiornalieri** attraverso il quale consentire ai Gestori di Rete di allocare, in modo implicito, la capacità di interconnessione interfrontaliera coerentemente con il modello di mercato (*Target Model*) delineato dalle disposizioni delle *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management* di ACER e dal *Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management* di Entso-E. A tale progetto denominato *Cross-Border Intraday* partecipano – oltre al GME – anche EPEX Spot, OMIE, NordPool, APX-Endex, Belpex e OTE. Nel corso del 2013, le attività progettuali hanno registrato significativi avanzamenti secondo le seguenti due principali direttrici di sviluppo: da un lato, si è proceduto alla valutazione delle offerte presentate nell'ambito della gara europea volta a selezionare il fornitore che dovrà sviluppare il *software* di gestione e l'algoritmo del mercato (SOB/CMM); dall'altro, tutte le citate Borse Elettriche sono state coinvolte

nelle negoziazioni del *PX-PX Cooperation Agreement* (PCA), contratto quadro che regolerà la *governance* di progetto, i diritti e gli obblighi di ciascuna parte rispetto all'utilizzo del software di gestione comune, nonché rispetto alla condivisione dei relativi costi di approvvigionamento. In tale ambito, si segnala l'uscita dal progetto nel corso del 2013 da parte della borsa ceca *OTE*.

Il GME partecipa, inoltre, ai processi di creazione del mercato unico europeo anche attraverso la partecipazione a diverse iniziative di ACER, dalle *"PXs roundtables"* per l'implementazione del REMIT alla partecipazione al *"Working group on Market Surveillance"*.

Da gennaio 2014, il GME ha anche assunto la presidenza di EUROPEX, l'associazione europea delle borse dell'energia, di cui è membro fondatore, che dopo aver contribuito a sviluppare, con dibattiti nelle diverse sedi europee, il progetto di *"market coupling"* per la creazione del mercato unico europeo, ha fissato i nuovi obiettivi per i prossimi anni, rappresentati dall'integrazione nel mercato delle rinnovabili e dai meccanismi di supporto alle rinnovabili e alla sicurezza del sistema elettrico.

## 4. MONITORAGGIO

Il GME svolge un'attività di monitoraggio delle transazioni registrate sulle proprie piattaforme di trading e di registrazione, mediante una struttura appositamente dedicata. Attraverso tale attività il GME supporta le Istituzioni nazionali di riferimento con gli adempimenti previsti da specifiche regolazioni nazionali<sup>17</sup> o da accordi *ad hoc*. In questo contesto, la crescita dell'attività sui mercati tradizionali (MGP, MI, TEE, MCV) ha comportato un significativo aumento dell'attività di monitoraggio, a cui si sono aggiunte le attività previste a seguito dell'approvazione del Regolamento Comunitario 1227/2011 inerente la trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia all'ingrosso (di seguito: Regolamento REMIT). Gli esiti di tale attività sono sinteticamente riportati nella successiva tabella 1.4.1.

Queste attività sono ancora oggetto di profonda evoluzione normativa, come evidenziato dalla pubblicazione, in corso d'anno, delle Raccomandazioni di ACER alla Commissione Europea in merito agli adempimenti dell'obbligo di reporting delle transazioni da parte degli operatori ad ACER stessa e della Terza Edizione delle Linee Guida per l'implementazione del Regolamento REMIT che forniscono criteri di interpretazione delle casistiche di abuso di mercato, ma soprattutto dall'attesa pubblicazione degli *"Implementing acts"*, mediante i quali la Commissione dovrà dare indirizzi di dettaglio rispetto: 1) all'elenco dei contratti, compresi gli ordini di compravendita, che dovranno essere segnalati; 2) alle regole uniformi sulla comunicazione delle informazioni; 3) ai tempi e forme con cui tali informazioni dovranno essere segnalati in ottemperanza alle disposizioni del Regolamento REMIT. Tutto ciò comporterà, d'intesa con l'AEEG, una significativa evoluzione e sviluppo delle misure di monitoraggio su tutti i mercati gestiti da GME, con la realizzazione di nuovi strumenti *ad hoc* di monitoraggio ed il disegno e l'adozione di nuove e più avanzate procedure, utilizzate sia in ottica REMIT che più in generale per il monitoraggio dei mercati per l'Ambiente. Tale attività è stata altresì rafforzata dalla partecipazione del GME a gruppi di lavoro internazionali volti a definire e condividere buone pratiche in tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso, sia in ambito ACER che in ambito Europex.

Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio

Tab. 1.4.1

Anno	Mercato	Provvedimento	N°	Operatori interessati
2013	MCV	Segnalazione a AEEG	5	12
2013	MTEE	Segnalazione a AEEG	7	9
2014	MCV	Sospensione cautelare + sospensione di 1 mese	1	1
<b>TOTALE</b>	-	-	<b>13</b>	<b>22</b>

17 Tra queste si distinguono le attività strumentali all'esercizio del monitoraggio da parte dell'AEEG:

a) dei mercati dell'elettricità, svolte ai sensi della delibera ARG/elt 115/08 (c.d. TIMM);

b) dei mercati del gas, svolte ai sensi delle delibere ARG/gas 45/11, ARG/gas 20/11 e ARG/gas 95/11, 67/2012/R/gas;

c) dei mercati dei TEE, svolte ai sensi della delibera 53/2013/R/efr.

In questo ambito si rileva la gestione da parte di GME della Piattaforma Dati Esterni (PDE), mediante la quale gli operatori di mercato adempiono al proprio obbligo di trasmissione all'AEEG dei contratti OTC su energia elettrica ai sensi dell'articolo 8 del TIMM.

## 5. I RISULTATI

### 5.1 Volumi e operatori

Nel 2013 la positiva evoluzione osservata in termini di partecipazione ai mercati, rilevata sia in termini di operatori (iscritti e attivi) che di volumi negoziati, rafforza l'identità *multicommodity* del GME, che si connota sempre più come interfaccia unica sui mercati regolati nazionali dell'energia. In generale, in tutti i settori di interesse, si conferma la vitalità dei mercati storicamente più grandi, con l'intensificazione del trend pluriennale di crescita della liquidità, nel caso della PB-GAS e del MCV, e l'interruzione della fase di contrazione dei volumi scambiati in borsa, nel caso del MGP elettrico. D'altro canto scende o stenta a partire l'operatività sui mercati a termine, tanto nel settore del gas, nel quale da settembre è operativo il MT-GAS, quanto nel più maturo settore elettrico, dove a fronte di un aumento delle registrazioni rilevate sulla PCE, il MTE interrompe la dinamica espansiva seguita nel biennio 2011-2012.

Nel comparto elettrico l'aumento registrato in termini di iscritti al 31 dicembre ad Ipx (223, +23) si accompagna ad un incremento degli operatori attivi, rafforzando una tendenza mai interrotta nell'ultimo quinquennio sui mercati a pronti, nei quali le società con offerte sono salite a 281 (+18), di cui 159 sul MGP (+10) (Tab. 1.5.1).

*Si invertono le tendenze sui mercati elettrici spot: recuperano le contrattazioni di borsa sul MGP...*

Relativamente ai volumi, in un settore fortemente impattato dal calo dei consumi nazionali<sup>18</sup> in cui l'ammontare delle contrattazioni a termine (367 TWh, +1%) si conferma per il secondo anno consecutivo superiore a quello spot (312 TWh, -3%)<sup>19</sup>, il MGP mostra l'ennesima riduzione, ripiegando a 289 TWh (-3%). Le indicazioni di maggiore

interesse emergono tuttavia disaggregando questa quantità nelle due componenti "borsa" e "bilaterale", caratterizzate da un andamento profondamente divergente. La prima, infatti, in decisa ripresa, sale a 207 TWh (+28 TWh circa), tornando sui livelli del 2009 ed invertendo il trend ribassista osservato nel triennio 2010-2012, mentre la seconda crolla al suo minimo storico di 82 TWh (-38 TWh circa). La formazione del cospicuo differenziale emerso tra i due valori riflette prevalentemente il cambiamento delle strategie di vendita adottate dagli operatori non istituzionali che, alzando i prezzi offerti sull'energia nominata da PCE ed abbassando quelli relativi ad offerte di pari entità presentate sulla borsa, perciò più competitive e più frequentemente accettate, hanno "trasferito" in borsa parte delle vendite derivanti da programmi bilaterali. Tale comportamento ha favorito da un lato l'esplosione dello sbilanciamento a programma nei conti in immissione (115 TWh, +56%)<sup>20</sup>, dall'altro un salto della liquidità degli operatori istituzionali e di mercato<sup>21</sup> ai rispettivi massimi storici del 45% e del 72%, con la seconda peraltro parzialmente erosa dalla riduzione degli scambi sul MGP dell'Acquirente Unico (27 TWh, -13 TWh) (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2 e Fig. 1.5.1).

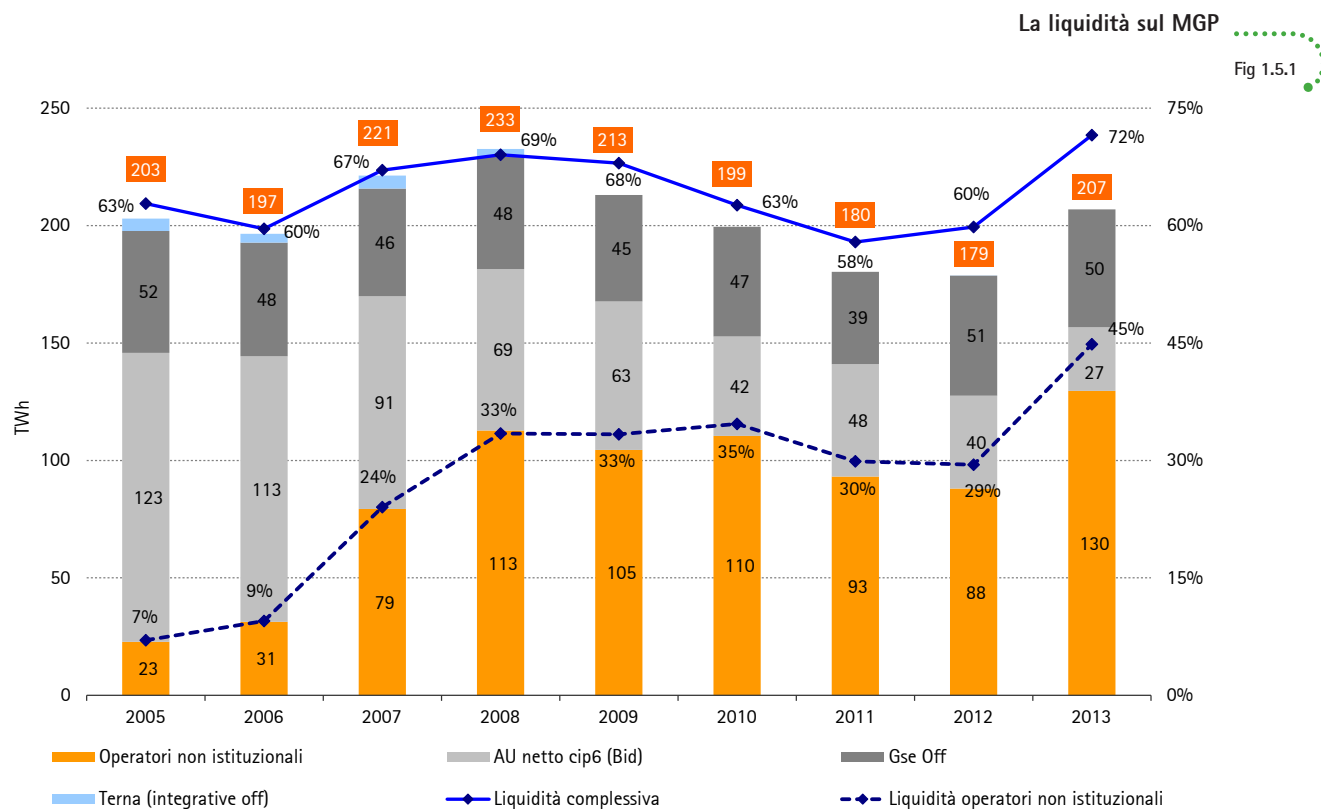
18 La richiesta di energia elettrica pubblicata da Terna su "DATI PROVVISORI DI ESERCIZIO DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE" è risultata pari a 317 TWh (-3,4%), valore più basso dal 2002.

19 Il dato delle contrattazioni a termine è stato calcolato sommando le registrazioni sulla PCE (al netto del MTE e del MTE clearing) e i volumi registrati complessivamente sul MTE. Il dato spot fa invece riferimento alla somma delle quantità rilevate sul MGP e sul MI.

20 Si veda a tal proposito il par. 2.2.4 della Sezione 2.

21 La liquidità è calcolata come rapporto tra volumi scambiati in borsa e volumi totali, comprensivi cioè dei programmi bilaterali accettati in esito al MGP.

Merita rilevare che il progressivo ritorno al vecchio comportamento d'offerta da parte dei produttori, iniziato già nella seconda metà del 2013, ha ridotto nel tempo la portata di questo fenomeno, decretando nella parte iniziale del 2014 un riposizionamento della liquidità sui livelli del 2010.



D'altro canto, a fronte di un aumento degli operatori attivi (122, +8), si arresta la dinamica di costante crescita degli scambi osservata dal suo avvio sul Mercato Infragiornaliero (MI), l'altro mercato elettrico a pronti gestito dal GME, il cui ammontare annuo di energia si attesta nel 2013 a 23 TWh (-7%). Tale valore, pari a circa l'8% di quanto transitato complessivamente sul MGP (inclusivo di bilaterali), nasconde però dinamiche contrapposte a livello di singoli mercati, evidenziando un progressivo spostamento dell'operatività verso il tempo reale. Tale considerazione appare suffragata dalla diminuzione delle negoziazioni registrate sul mercato infragiornaliero tradizionalmente più capiente, il MI1 (13 TWh, -20%), e dalla repentina crescita dell'ultimo mercato in ordine di esecuzione, il MI4, che in un anno vede raddoppiare i suoi volumi (2,5 TWh) (Tab. 1.5.2). Anche nel 2014, limitandoci a segnalare ciò che è avvenuto nel primo trimestre, si evidenzia un ulteriore calo delle quantità complessivamente circolate sul MI e una sostanziale stabilità della loro ripartizione tra le sessioni.



In merito alle contrattazioni a termine, il 2013 rileva un modesto aumento sia degli operatori attivi, sia dei volumi scambiati (367 TWh, +1%), trainato in entrambi i casi dalle dinamiche della PCE<sup>22</sup> (operatori con programmi: 125, +5; volumi registrati: 325 TWh, +6%) e limitato in parte dalla contrazione dell'operatività del MTE (operatori con abbinamenti: 22, -3; volumi abbinati: 41 TWh, -25%). In generale, il dato della PCE conferma la crescente esigenza degli operatori di dotarsi di strumenti di copertura contro il rischio connesso all'incertezza del quadro economico ed alla volatilità dei prezzi spot derivante dalla diffusione della generazione rinnovabile, nonché un rafforzamento dell'attività di trading, testimoniato quantitativamente dalla progressiva ascesa del *churn ratio* (1,88, +5%). In questo contesto appare in controtendenza il MTE, in calo a 41 TWh (-25%), solo parzialmente contenuto dalla crescita dei volumi scambiati bilateralmente e registrati sul MTE a fini di *clearing* (33 TWh, +35%). La riduzione significativa interessa, infatti, le quantità negoziate sui book del GME, concentrate nella prima parte dell'anno e in netto calo (8 TWh, -74%), anche per effetto della perdita di liquidità del prodotto baseload annuale (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

*Crescono ancora le negoziazioni a termine di energia elettrica*

Sui mercati del gas si conferma preponderante e centrale il ruolo della PB-GAS, la piattaforma predisposta dal GME per le esigenze di bilanciamento di Snam Rete Gas, che rafforza le buone indicazioni fornite nel 2012, sia in termini di operatori iscritti e attivi (74 e 73, rispettivamente) che di volumi complessivamente scambiati, pari a 41 TWh (+17%, il 6% circa di quanto consegnato da Snam). Tali dati risultano favoriti da due fattori: l'esigenza degli operatori di limitare il rischio legato allo sbilanciamento, utilizzando la PB-Gas come piattaforma di scambio di gas "spot", e la presenza di Snam, che offre quotidianamente in vendita o in acquisto il volume in eccesso o in difetto registrato nel sistema il giorno gas precedente. Detto questo, merita rilevare che, più che dalle quantità offerte dal Responsabile del bilanciamento (35 TWh, +5%), i maggiori incrementi sono venuti dai volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento, che mostrano una decisa impennata triplicando in un anno (6 TWh circa, il 15% del totale), a testimoniare una partecipazione sì obbligatoria, ma non per questo passiva degli operatori al mercato. Alla fine del 2013 si segnala, peraltro, l'avvio delle operazioni sul comparto G-1 della PB-GAS, un vero e proprio "mercato del giorno prima" *locational*, al momento ancora non liquido, dove, su base volontaria, sono chiamate a rispondere alle (possibili) offerte di Snam diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison.

*Si consolida il ruolo della PB-GAS sui mercati del gas*

D'altro canto, sugli altri mercati/piattaforme del gas, a fronte di un numero di iscritti comunque non troppo diverso da quello osservato sulla PB-GAS (M-GAS: 66; P-GAS: 77), sia il livello degli operatori attivi sia quello della liquidità rimangono ancora decisamente bassi. Sostanzialmente nulli i volumi abbinati sul M-GAS, mentre sulla P-GAS, nata per permettere agli operatori di adempiere agli obblighi di cessione rispettivamente di quote delle proprie importazioni (P-GAS Import), delle royalties dovute allo Stato per lo sfruttamento di giacimenti nazionali (P-GAS Aliquote) e della capacità di stoccaggio di prossima costruzione (P-GAS Ex dlgs. 130/10), piccoli movimenti si registrano esclusivamente sul comparto delle Aliquote (0,6 TWh), peraltro in calo rispetto ai volumi scambiati negli anni precedenti, per effetto della perdita di competitività della base d'asta offerta dai produttori<sup>23</sup> (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

22 Il dato non tiene conto dei volumi derivanti da abbinamenti effettuati sul MTE o da registrazioni effettuate a fini di OTC clearing.

23 Il prezzo offerto come base d'asta dagli operatori è fissato e vincolato all'indice QE fino a settembre 2013 e a  $P_{for}$  da ottobre 2013, entrambi pubblicati dall'AEEG.

Nel 2013 prosegue con inalterato vigore anche l'espansione dei mercati ambientali, misurata sia in termini di operatori attivi che di volumi scambiati. I primi sono saliti a 303 sui CV e a 328 sui TEE (contro 852 e 588 iscritti, rispettivamente), crescendo molto più di quanto rilevato in media nel corso del quadriennio precedente (MCV: 29% vs. 14%; MTEE: 24% vs. 15%). Buona la partenza anche del Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO) che ha registrato un aumento degli operatori attivi di 34 unità (da 28 a 62) e che, a partire da settembre 2013, ha rimpiazzato il MCOFER operativo dal 2012. Ancora più significativo l'incremento rilevato in termini di volumi, soprattutto sul MCV, dove l'energia scambiata (7,6 TWh) raddoppia rispetto allo scorso anno, nonostante la riduzione della quota d'obbligo di energia rinnovabile da immettere in rete per produttori e importatori da fonti convenzionali<sup>24</sup> e secondo una dinamica che appare compatibile sia con il maggior numero di operatori attivi sul mercato, sia con l'aumento dei prodotti negoziabili (nel 2013 sono stati resi disponibili sul mercato anche prodotti trimestrali). Il tasso di crescita osservato sul mercato risulta peraltro superiore a quello registrato sulle contrattazioni effettuate su base bilaterale (37 TWh, +31%), favorendo per tale via un incremento della liquidità al livello massimo storico del 17%.

Analoghi, per quanto decisamente più contenuti, gli andamenti mostrati dai TEE, scambiati nel 2013 per un volume pari a circa 3 milioni di tep sul mercato (+11%) e a poco più di 5 milioni di tep sulla piattaforma dei bilaterali (+7%) con un conseguente lieve ritocco al rialzo della liquidità (34%, +1 p.p.). Nei pochi mesi di operatività, infine, il MGO vede quasi triplicati i volumi abbinati nel 2012 sul MCOFER (1,3 TWh), evidenziando tuttavia un aumento decisamente più cospicuo sulla piattaforma dei bilaterali (41,3 TWh vs. 1,8 TWh del 2012), dove si concentra la quasi totalità delle negoziazioni (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

*Cresce la liquidità  
dei mercati ambientali*

<sup>24</sup> Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "di attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" prevede che la quota di obbligo per i produttori e importatori da fonti convenzionali di immettere in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11, commi 1 e 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79), pari al 7,55% per il 2012, si riduca linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi per l'anno 2015.

## Operatori sui mercati del GME

Tab. 1.5.1

N. Operatori*	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Mercati Elettrici</b>					
<b>IPEX</b>					
- iscritti	172	207	192	200	223
- con offerte					
<i>MGP</i>	115	131	137	149	159
<i>MI</i>	53	69	91	114	122
<i>MTE</i>	16	15	20	25	22
<b>PCE</b>					
- iscritti	167	205	208	259	287
- con programmi	88	95	103	120	125
<b>Mercati del Gas</b>					
<b>MGAS</b>					
- iscritti		20	33	42	66
- con offerte					
<i>MGP</i>		3	17	15	10
<i>MI</i>		-	7	5	4
<i>MTGAS</i>					-
<b>PB-GAS</b>					
- iscritti			60	65	74
- con offerte					
<i>Comparto G+1</i>			59	74	73
<i>Comparto G-1</i>					8
<b>P-GAS</b>					
- iscritti		53	61	72	77
- con offerte					
<i>Import</i>		21	17	18	19
<i>Ex d.lgs. 130/10</i>				13	4
<i>Royalties</i>		25	25	26	12
<b>Mercati Ambientali</b>					
<b>MCV</b>					
- iscritti	497	620	675	745	852
- con abbinamenti	157	173	207	235	303
<b>MTEE</b>					
- iscritti	268	334	379	447	588
- con abbinamenti	172	209	235	264	328
<b>MGO</b>					
- iscritti				180	262
- con abbinamenti				28	62

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

## Volumi scambiati sui mercati del GME

Tab. 1.5.2

<i>TWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	Var. 13/12
<b>Mercati Elettrici</b>						
<b>MGP</b>	313,43	318,56	311,49	298,67	289,15	-3%
Borsa	213,03	199,45	180,35	178,66	206,90	16%
Bilaterale	100,39	119,11	131,15	120,00	82,25	-31%
<b>MI/MA</b>	11,93	14,61	21,87	25,13	23,34	-7%
MI1	1,68	9,47	14,47	15,99	12,80	-20%
MI2	0,95	5,15	5,38	6,21	6,07	-2%
MI3			1,22	1,72	2,00	16%
MI4			0,80	1,21	2,47	104%
MA	9,30					
<b>MTE</b>	0,12	6,29	33,44	54,96	41,10	-25%
Borsa	0,12	6,29	31,67	30,36	8,00	-74%
OTC clearing	-	-	1,77	24,60	33,10	35%
<b>Piattaforma Conti Energia</b>						
Registrazioni*	176,35	236,48	290,82	307,61	325,50	6%
<b>Mercati del Gas</b>						
<b>MGAS</b>		-	0,16	0,17	0,02	-90%
MGP		-	0,15	0,14	0,01	-90%
MI		-	0,01	0,04	0,00	-89%
MTGAS					-	-
<b>PB-GAS</b>			1,71	34,93	40,88	17%
Comparto G+1			1,71	34,93	40,83	17%
Comparto G-1					0,05	-
<b>P-GAS</b>		2,14	2,91	2,87	0,62	-
Import		-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10				-	-	-
Royalties		2,14	2,91	2,87	0,62	-
<b>Mercati Ambientali</b>						
<b>CV</b>	23,40	25,37	31,09	32,33	44,81	39%
Borsa	1,84	2,58	4,13	3,81	7,57	99%
Bilaterale	21,56	22,79	26,97	28,52	37,25	31%
<b>TEE (milioni di tep)</b>	2,34	3,09	4,10	7,62	8,23	8%
Borsa	0,97	0,98	1,28	2,53	2,81	11%
Bilaterale	1,36	2,11	2,82	5,08	5,42	7%
<b>GO</b>	0,00	0,00	0,00	2,22	42,63	1818%
Borsa				0,47	1,34	183%
Bilaterale				1,75	41,29	2260%

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

## 5.2 Risultati economici

Il 2013 è stato caratterizzato da un decremento delle partite passanti<sup>25</sup> di quasi 1,2 miliardi di euro (-5,0%, rispetto all'anno precedente), per effetto prevalentemente della riduzione dei ricavi per vendita di energia sul Mercato Elettrico legata sostanzialmente alla flessione del PUN registrata nel corso dell'esercizio (-16,6%). A tale dinamica si contrappone l'incremento dei ricavi derivanti dalle negoziazioni registrate sui Mercati per l'Ambiente, correlato prevalentemente all'aumento dei volumi di CV scambiati sul mercato organizzato nel corso dell'esercizio nonché all'incremento del prezzo medio di negoziazione degli stessi.

### Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2012-2013)

Tab. 1.5.3

Dati in milioni di €	Ricavi e Costi passanti	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2012	23.126,771	36,526	17,937	11,060	8,600	87,195	23,799
2013	21.972,613	37,273	18,765	13,730	9,578	86,938	24,777

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti dalle partite passanti connesse alle vendite sui Mercati Energetici verso operatori e verso Controllante, al CCT sugli scambi di energia *over the counter* e ai proventi finanziari legati al Market Coupling sulla frontiera Italia-Slovenia. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

I ricavi a margine<sup>26</sup> dell'esercizio 2013 mostrano un incremento di 0,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+2,0%). Tale crescita è riconducibile:

- per +1,0 milione di euro (+4,8%) all'aumento dei ricavi per i servizi resi sul Mercato Elettrico a Pronti<sup>27</sup> e a Termine legato principalmente al maggior ricorso allo sbilanciamento a programma<sup>28</sup> da parte degli operatori che hanno concluso contratti bilaterali, con particolare riferimento ai titolari dei conti energia in immissione sulla PCE, che hanno riacquistato nella Borsa Elettrica parte dell'energia venduta *over the counter*;
- per -2,4 milioni di euro, al decremento dei ricavi per i servizi resi sulla PCE, indotto prevalentemente dalla riduzione della misura del corrispettivo unitario per i MWh registrati su tale piattaforma, passato da 0,012 €/MWh a 0,008 €/MWh, a valere dal 1° gennaio 2013, ai sensi di quanto disposto dalla Deliberazione AEEG 558/2012/R/eel. Tale effetto è stato solo parzialmente compensato dall'incremento dei volumi registrati;
- per +1,4 milioni di euro, all'incremento dei ricavi per i servizi resi sui Mercati e sulle Piattaforme bilaterali di scambio dei titoli ambientali, derivante dall'aumento dei volumi negoziati sulle diverse piattaforme e in particolare sul Mercato e sulla piattaforma bilaterale dei CV;
- per -0,1 milioni di euro, alla riduzione dei ricavi per i servizi resi a Terna per le attività connesse all'assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto e alla raccolta delle offerte sul MSD, sulla base di quanto previsto dalla Convenzione stipulata tra GME e Terna;

25 Per partite passanti si intendono gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza negli elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.  
26 Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

27 Ai fini della quantificazione e fatturazione dei ricavi per i servizi resi sul MGP si considerano i volumi scambiati al lordo dell'ammontare degli sbilanciamenti a programma ex articolo 43, comma 43.1 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e dei casi di inadempimento di cui all'articolo 89, comma 89.5 lettera b) della medesima Disciplina.

28 Sulla PCE la somma algebrica tra la posizione netta del conto e i programmi registrati determina il saldo netto del conto. Qualora tale saldo sia pari a zero, l'operatore ha eseguito una programmazione fisica coerente e, pertanto, non risulterà sbilanciato a programma. Qualora invece il saldo fisico sia diverso da zero, l'operatore risulterà sbilanciato a programma e tale sbilanciamento costituirà un acquisto o una vendita sul MGP.

- per +0,8 milioni di euro, all'aumento degli altri ricavi a margine connessi prevalentemente: (i) ai ricavi derivanti dal progetto PCR e relativi in maggior misura all'adesione, avvenuta nei primi mesi dell'esercizio 2013, della borsa elettrica della Repubblica Ceca (OTE) al progetto e dalla conseguente redistribuzione dei costi storici sostenuti dalle borse partecipanti (+0,1 milioni di euro), (ii) all'incremento dei proventi derivante dal più elevato corrispettivo connesso al rinnovo, avvenuto nel corso dell'esercizio 2012 a seguito di gara, della convenzione stipulata tra il GME e il proprio Istituto Tesoriere (+0,5 milioni di euro), nonché (iii) al rilascio a conto economico di accantonamenti al fondo per rischi ed oneri stanziati nei precedenti esercizi in relazione ad un contenzioso di natura giuslavoristica (+0,1 milioni di euro).

## Struttura dei costi a margine (anni 2012 - 2013)

Tab. 1.5.4

Dati in milioni 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
2012	7,384	1,486	9,150	6,877	0,568	25,465
2013	7,364	1,628	9,179	5,035	0,337	23,543

I costi a margine comprensivi di ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti sono risultati pari complessivamente a 23,5 milioni di euro in diminuzione di oltre 1,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è sostanzialmente attribuibile:

- all'incremento, per poco più di 0,1 milioni di euro (+9,6%), dei costi per godimento beni di terzi in conseguenza prevalentemente dell'effetto combinato della riduzione dei canoni di sublocazione della sede operativa di Milano, dismessa a decorrere dal 1° gennaio 2013, e della stipula, nel corso dell'esercizio 2013, del contratto di sublocazione della nuova sede di Viale Maresciallo Pilsudski;
- al decremento, per 1,8 milioni di euro (-26,8%), della voce ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti per effetto principalmente del minor accantonamento effettuato in relazione agli effetti derivanti dai contenuti della Deliberazione AEEG 532/2013/R/eel. Tale riduzione è stata a sua volta generata, prevalentemente, dai ridotti ricavi risultanti su PCE nel corso dell'esercizio;
- al decremento, per 0,2 milioni di euro (-40,7%), degli oneri diversi di gestione per effetto principalmente delle minori perdite su crediti e minusvalenze passive ordinarie registrate nel corso dell'esercizio 2013.

## Principali indicatori del GME (anni 2012 - 2013)

Tab. 1.5.5

	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % RO/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2012	49,1	30,3	12,7	36,1
2013	50,3	36,8	15,8	38,7

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 18,8 milioni di euro, in aumento di 0,8 milioni di euro (+4,6%) rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato operativo è stato pari a oltre 13,7 milioni di euro, in aumento di 2,7 milioni di euro (+24,1%).

Il risultato dell'esercizio al netto delle imposte è risultato pari a 9,6 milioni di euro in aumento di circa un milione di euro (+11,4%) rispetto all'esercizio precedente.

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media nell'anno del personale dipendente suddivisa per categoria contrattuale, nonché quella puntuale al 31 dicembre 2013, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente, con l'evidenza della dinamica del personale distaccato.

### Consistenza del personale dipendente

Tab. 1.5.6

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2013	al 31.12.2013	media 2012	al 31.12.2012
Dirigenti	9,00	9	9,00	9
Quadri	29,60	30	29,50	30
Impiegati	58,80	62	54,40	56
<b>Totale</b>	<b>97,40</b>	<b>101</b>	<b>92,90</b>	<b>95</b>
<i>di cui distaccati</i>	<i>2,5</i>	<i>2</i>	<i>2,6</i>	<i>3</i>
<b>Totale al netto dei distaccati</b>	<b>94,9</b>	<b>99</b>	<b>90,3</b>	<b>92</b>







## SEZIONE

# 2

## L'EVOLUZIONE DEI MERCATI

<b>1. MERCATI INTERNAZIONALI .....</b>	<b>30</b>
<b>2. MERCATI ELETTRICITÀ .....</b>	<b>40</b>
2.1 Il mercato del giorno prima (MGP) .....	40
2.2 Il mercato infragiornaliero (MI) .....	52
2.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE) .....	59
2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE) .....	61
<b>3. MERCATI GAS .....</b>	<b>67</b>
3.1 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) .....	67
3.2 Altri mercati del gas .....	73
<b>4. MERCATI AMBIENTALI.....</b>	<b>75</b>
4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale .....	75
4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): Mercato organizzato e contrattazioni bilaterali .....	79
4.3 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE .....	85



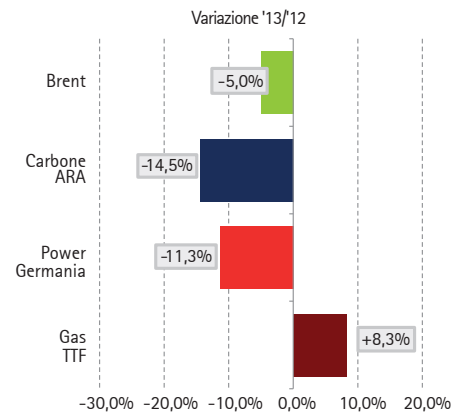
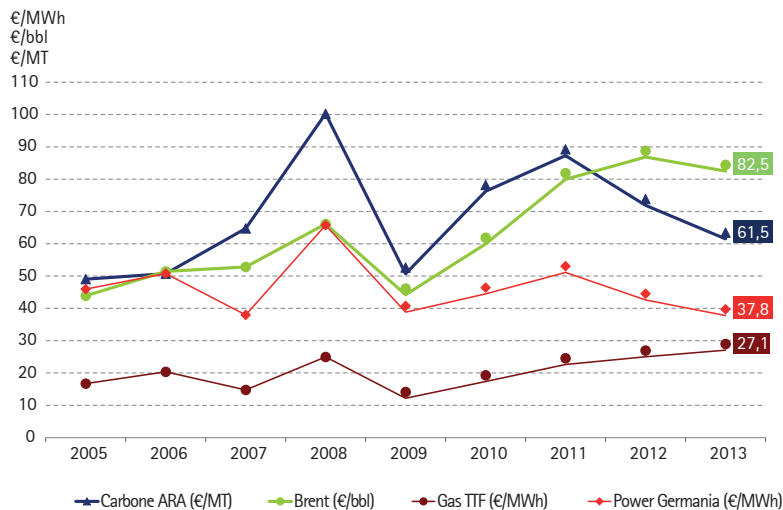
# 1. I MERCATI INTERNAZIONALI

Si consolidano le dinamiche sui mercati energetici, in un contesto in cui l'economia rimane debole

Nel 2013 le dinamiche dei mercati energetici hanno ancora una volta assorbito l'estrema debolezza dell'economia europea, evidenziata dalla perdurante fase recessiva osservata nei paesi mediterranei e dal pesante rallentamento delle prospettive di crescita dell'area franco-tedesca. Insieme alla crisi della domanda e alla conseguente mancata ripartenza delle attività produttive, altri due elementi di contesto agiscono sugli andamenti delle commodity energetiche tradizionali: il potenziamento su base continentale della produzione da fonti rinnovabili, incrementata in modo esponenziale nel corso dell'ultimo quadriennio, e, indirettamente, la diffusione dello shale gas statunitense, consentita dallo sviluppo di tecniche estrattive non convenzionali. In questo scenario, quindi, a fronte di una sostanziale tenuta del Brent sui livelli più alti di sempre, proseguono sia la parabola discendente del carbone, sia il trend rialzista del gas naturale, quest'ultimo all'interno di un mercato europeo della commodity di fatto unico, in virtù del progressivo allineamento dei principali riferimenti continentali<sup>1</sup>. Si conferma, infine, anche la propensione ribassista delle quotazioni elettriche, il cui andamento mostra peraltro un consolidamento del fenomeno di "regionalizzazione" dei mercati, alimentato da differenze strutturali dei parchi di generazione nazionali che i meccanismi di *coupling* hanno contribuito solo a contenere (Fig. 2.1.1).

Prezzi in euro delle principali commodity energetiche

Fig. 2.1.1



<sup>1</sup> Lo scenario rimane praticamente immutato considerando il valore delle quotazioni espresso in euro. La lieve ripresa del potere d'acquisto della moneta continentale nei confronti del dollaro, evidenziata da un tasso di cambio dollaro/euro salito a 1,33 \$/€ (+3%), non altera significativamente le variazioni delle commodity, favorendo un inasprimento delle diminuzioni di modesta intensità.

Nel 2013 il Brent consolida le indicazioni di sostanziale stabilità e di ridotta volatilità emerse nel biennio precedente. La sua quotazione si conferma, infatti, a ridosso dei 110 \$/bbl, per effetto di una flessione tendenziale minima (-3%) e inferiore alle attese più spiccatamente ribassiste espresse dai mercati nel corso del 2012, denotando peraltro un profilo giornaliero assolutamente poco "nervoso" ben sintetizzato dalla diminuzione al livello minimo storico della volatilità (1,0%)<sup>2</sup>. Questo dato riflette un andamento nei mesi caratterizzato dal raggiungimento del massimo annuo a febbraio, quando il prezzo sale al valore più elevato dall'aprile del 2012 (120,1 \$/bbl), e da un trimestre successivo di forti ribassi tendenziali, solo parzialmente compensati dalla ripresa registrata tra giugno e luglio. In chiave internazionale, dinamiche analoghe si osservano sulla quotazione iraniana, come consuetudine allineata al riferimento europeo, mentre in controtendenza il WTI statunitense sale al suo massimo storico (98,0 \$/bbl, +4,1%), riportando il suo differenziale dal petrolio europeo al minimo dell'ultimo triennio.

In merito ai derivati petroliferi, l'andamento del prezzo spot europeo del gasolio risulta in linea con quello del bene di riferimento (919,0 \$/MT, -3,3%), mentre più netto appare il calo dell'olio combustibile (613,1 \$/MT, -8,7%), in virtù soprattutto di una flessione tendenziale più accentuata nei mesi finali dell'anno.

In ottica prospettica le aspettative di ribasso dei mercati, disattese nel 2013, vengono proiettate al 2014, quando il prezzo del greggio europeo è previsto attestarsi attorno ai 105 \$/bbl e quello del gasolio a 894 \$/MT. Merita rilevare come, anche in questo caso, l'andamento dell'olio combustibile si contrapponga alla dinamica seguita dalla commodity di origine, risultando invece in lieve ripresa (Fig. 2.1.2, Fig. 2.1.3).

Greggio ancora ai massimi storici

Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio

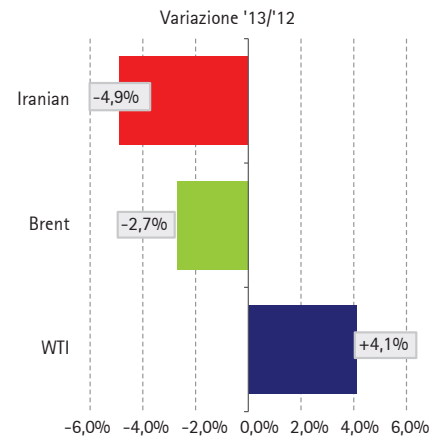
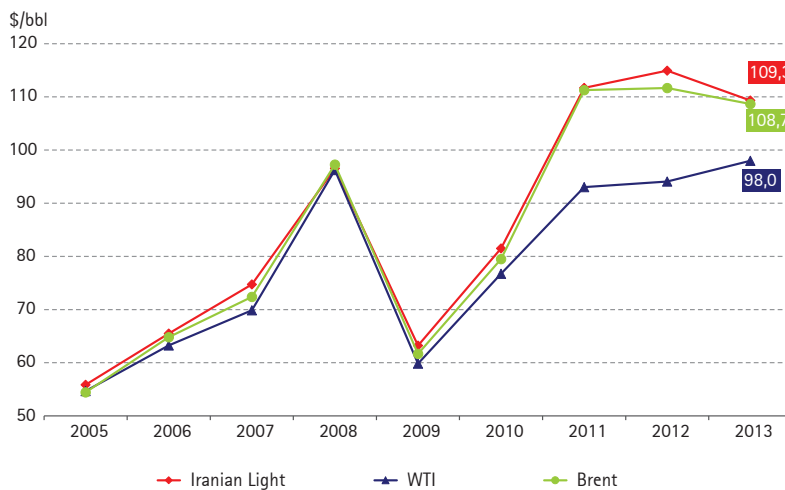
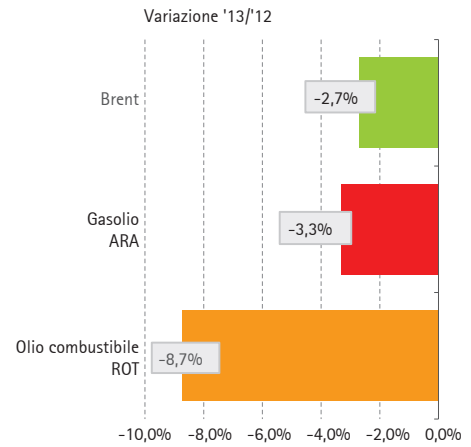
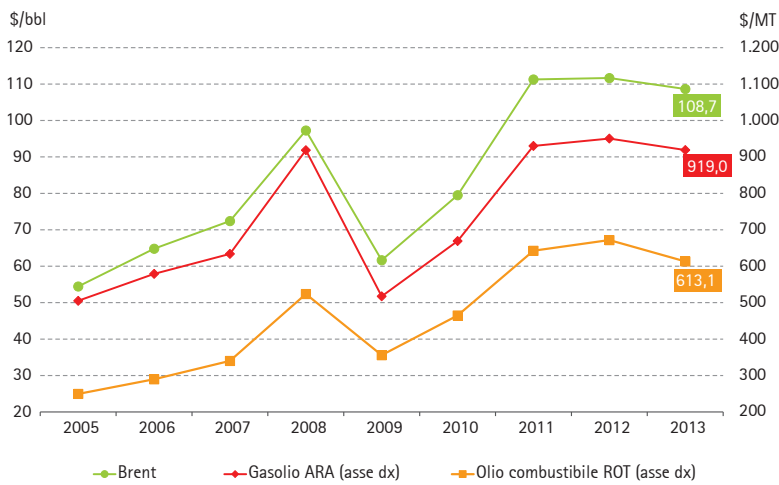


Fig. 2.1.2

<sup>2</sup> Ancora nel 2009 il valore della volatilità si attestava al 2,7%, per poi scendere gradualmente fino al livello minimo toccato nell'anno appena concluso.

Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi

Fig. 2.1.3



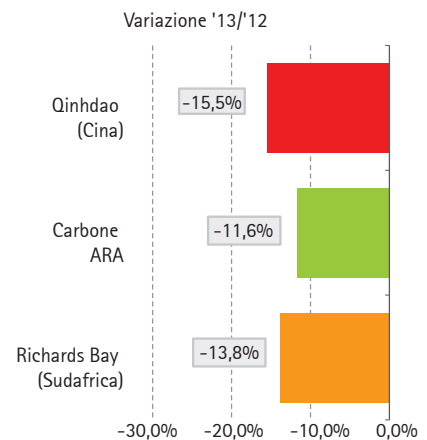
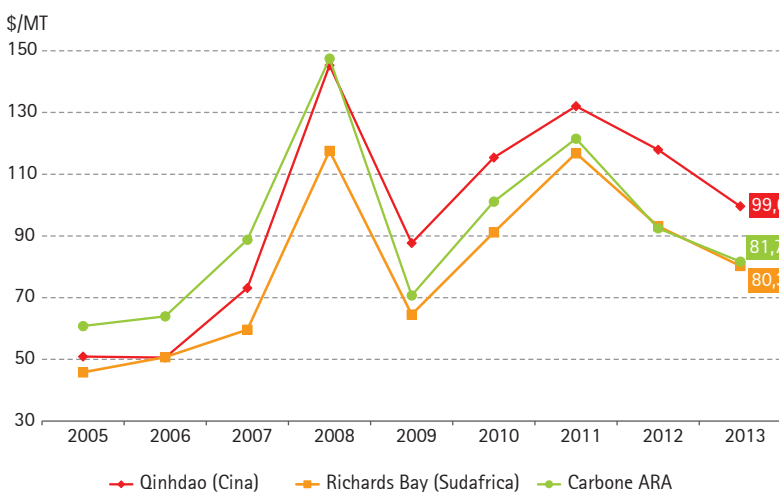
D'altro canto, sulle piazze del carbone prosegue la tendenza al ribasso dei prezzi, crollati ai livelli minimi dell'ultimo quadriennio tanto in Europa quanto in Cina e Sudafrica. In Europa le quotazioni si sono attestate a 81,7

*Crolla il carbone, mai così in basso dal 2009*

\$/MT (-11,8%), caratterizzandosi per una forte diminuzione, ancor più significativa alla luce delle prospettive decisamente rialziste manifestate dagli operatori nel 2012. Il calo trova origine prevalentemente nella massiccia e inattesa disponibilità di gas registrata dai mercati internazionali, alimentata soprattutto dall'offerta di *shale gas* statunitense, e interessa tutti i mesi dell'anno (-11%/-20%), risultando meno intensa soltanto nel trimestre finale (-2%/-6%). In ottica prospettica, l'andamento dell'ultimo biennio segna le aspettative dei mercati, interessate solo da un modesto rialzo che manterrebbe le quotazioni comunque inferiori ai livelli osservati nel triennio 2010-2012 (Fig. 2.1.4).

Prezzi spot sui principali mercati del carbone

Fig. 2.1.4



Nel 2013 il mercato del gas naturale si caratterizza a livello europeo per due peculiarità distintive, figlie di dinamiche sedimentatesi nel tempo: il consolidato allineamento dei prezzi registrati sulle piazze più importanti, che favorisce la formazione sostanziale di un mercato unico continentale, e il rafforzamento della pluriennale dinamica rialzista, sulla base del quale nel 2013 la quotazione spot del gas arriva a toccare il suo massimo storico di 27 €/MWh, risultando meno volatile e sempre meno dipendente dall'andamento del greggio<sup>3</sup>.

*Il prezzo del gas europeo cresce, si annullano del tutto le differenze locali di prezzo...*

Di fatto, in generale controtendenza rispetto agli altri combustibili e in analogia con quanto invece osservato all'Henry Hub statunitense<sup>4</sup>, i prezzi del gas sperimentano un aumento compreso tra il 4% e il 9%, concentrato nel primo semestre dell'anno, in corrispondenza del quale la variazione rispetto all'omologo periodo del 2012 si attesta tra il 15% e il 19%. Sfugge a questo trend generalizzato il solo PSV italiano che, in un contesto nazionale caratterizzato da una domanda indebolita soprattutto dal settore termoelettrico, ripiega attorno a 28 €/MWh (-2,6%), a completamento del suo processo di convergenza al resto d'Europa. Quest'ultimo, in particolare, si realizza nella prima parte del 2013 quando, a fronte dei già citati incrementi rilevati oltreconfine, il gas italiano mostra una flessione tendenziale dell'8%<sup>5</sup>, risultando in alcune circostanze anche inferiore al livello nord-europeo. Merita inoltre rilevare che un andamento analogo si registra al CEGH, l'unico tra i punti di scambio centro-europei a contenere l'impennata osservata a marzo sulle quotazioni, a conferma della crescente integrazione tra le dinamiche dei prezzi italiani e austriaci<sup>6</sup>, separati mediamente da uno spread inferiore ad 1 €/MWh. In Italia e in Austria l'assenza del picco di marzo limita peraltro il livello della volatilità del prezzo (rispettivamente 1,3% e 1,2%), dimezzandolo rispetto ai valori degli altri hub, comunque in ulteriore lieve calo (2,0%/2,5%)<sup>7</sup> (Fig. 2.1.5).

Va detto che la crescita sostenuta dai prezzi del gas non rappresenta di certo una sorpresa per gli operatori, avendo i mercati a termine ampiamente previsto già nel 2012 la prosecuzione del trend positivo in atto. Trend che sembra invece subire una battuta d'arresto nelle aspettative per il 2014 che si mantengono sostanzialmente piatte, o addirittura in debole diminuzione, sui valori del 2013. In tal senso, i dati spot relativi all'inizio del 2014, pur non supportandole in termini di valori assoluti, incoraggiano tali prospettive, evidenziando un deciso ridimensionamento dei prezzi, esteso a tutti i riferimenti come ormai consuetudine allineati<sup>8</sup>.

3 La correlazione calcolata su base mensile tra le quotazioni del TTF e la media mobile a 9 mesi del Brent convertito in euro è andata progressivamente riducendosi nel corso dell'ultimo quadriennio, scendendo tra il 2010 e il 2013 dall'82% al 19%.

4 Il prezzo registrato all'Henry Hub statunitense si mantiene su livelli decisamente inferiori a quelli europei (9,5 €/MWh circa), pur evidenziando una decisa inversione nella sua tendenza ribassista che ne determina una crescita tendenziale pari circa al 30%.

5 Il valore scende al 3% se si esclude dal calcolo il mese di febbraio caratterizzato nel 2012 da un picco di prezzo eccezionale legato a condizioni climatiche particolarmente critiche.

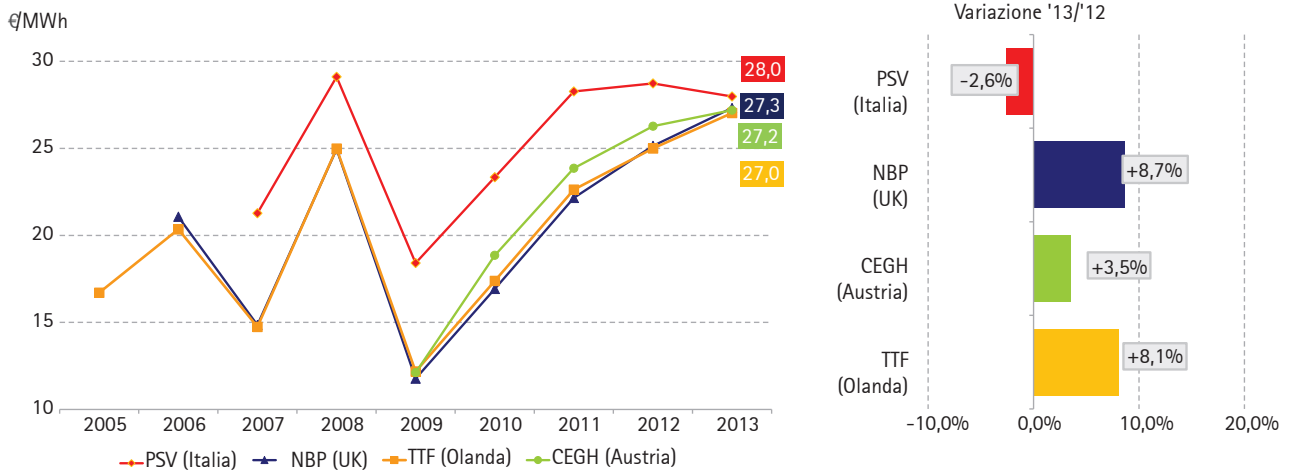
6 Il prezzo giornaliero italiano si mantiene in generale superiore a quello rilevato al CEGH, con inversioni limitate ad alcune giornate isolate nei mesi di gennaio e marzo.

7 In generale tra il 2010 e il 2013 la volatilità è progressivamente scesa su tutti i riferimenti. Prendendo il TTF ad esempio, il dato è passato dal 3,8% al 2%.

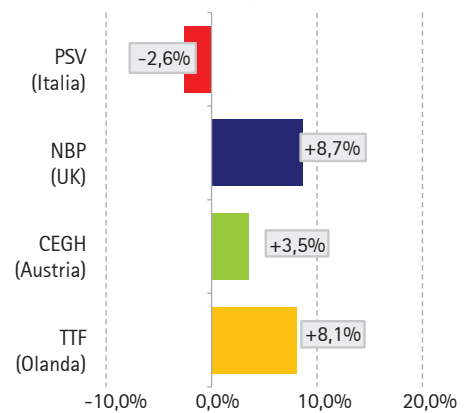
8 Nel trimestre gennaio-marzo del 2014 il prezzo al TTF si è mediamente attestato a 24,3 €/MWh contro i 27,7 €/MWh registrati nel mese di dicembre 2013 e i 28,2 €/MWh del medesimo trimestre del 2013.

## Prezzi spot sui principali mercati del gas

Fig. 2.1.5



Variazione '13/'12



Sul lato dei volumi scambiati sui mercati del gas, il 2013 individua un rallentamento nella tendenza alla crescita che il 2012 sembrava aver avviato. Sui principali hub continentali la contrazione riguarda soprattutto il

*...mentre rallenta la crescita della liquidità*

NBP (-14%), le cui variazioni impattano pesantemente sul valore delle quantità complessivamente negoziate, essendo queste ultime composte per l'85% proprio dalle contrattazioni registrate al punto di scambio britannico. In relazione ad hub storicamente meno capienti,

modesti ritocchi al rialzo si rilevano in Belgio (+4%) e al PSV italiano, sul quale - complice in parte la flessione della domanda nazionale di gas - le transazioni compiono solo un piccolo balzo in avanti (+2%), dopo aver sostanzialmente triplicato il loro ammontare nel triennio precedente. Ben più forti risultano le riduzioni rilevate al CEGH, che vede scendere le sue registrazioni al minimo dal 2011 per effetto di un calo del 25%. Nessuna indicazione di significativi movimenti proviene, peraltro, dall'analisi dei *churn ratio*<sup>9</sup>, i cui bassi valori consolidano in generale l'idea di mercati ancora immaturi e con ampie prospettive di crescita. In particolare nel 2013, il tasso in questione appare in calo a ridosso del minimo degli ultimi sette anni in Belgio (4,1), mentre in Italia<sup>10</sup> (2,6 vs 2,5) e in Austria (3,7 vs 3,5) si osservano livelli di poco superiori al 2012, in linea con la lenta e pluriennale dinamica di crescita.

Prosegue, d'altro canto, la positiva evoluzione della liquidità sui mercati organizzati, la cui taglia degli scambi appare tuttavia ancora trascurabile rispetto alle quantità transitate sui principali hub centro-nord continentali. In questa sezione, al momento residuale nel mercato, i volumi salgono al loro massimo storico (81 TWh, +19%), per effetto soprattutto dall'aumento degli scambi registrati proprio sulla PBGas italiana (+6 TWh circa)<sup>11</sup>, a cui si accompagna un incremento, equamente distribuito in valore assoluto tra le altre borse continentali (+7 TWh circa) (Tab. 2.1.1).

<sup>9</sup> Il *churn ratio* è il rapporto tra il totale dei volumi commercialmente scambiati e le effettive nomine fisiche degli operatori.

<sup>10</sup> Al PSV anche il *churn ratio*, pur raggiungendo il suo massimo storico di 2,6, non sale molto sopra il valore registrato nel 2012 (2,5), confermandosi in tal senso il più basso in Europa.

<sup>11</sup> Per approfondimenti si veda il par. 5.1 della Sezione 1.

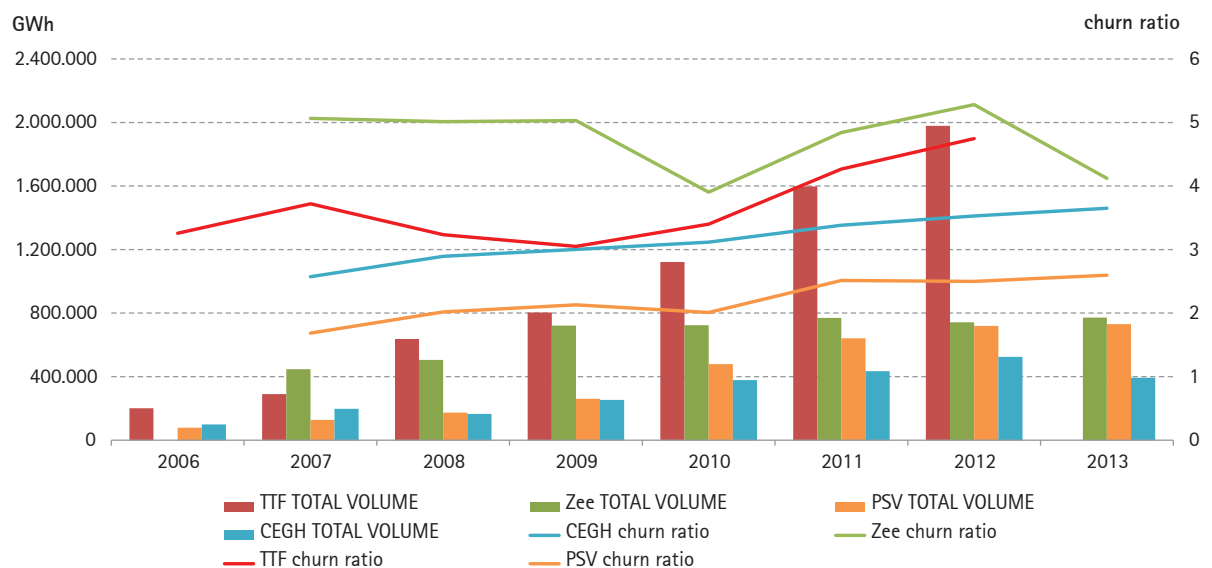
Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)

Tab. 2.1.1

Paese	Tipo	Piattaforma	2009	2010	2011	2012	2013	Var. 13/12
UK	Hub	NBP	-	-	-	12.353.458	10.646.731	-14%
Belgio	Hub	Zee	721.205	724.010	769.797	742.462	771.502	+4%
Olanda	Hub	TTF	803.530	1.122.114	1.597.906	1.979.126	n.d.	-
Germania	Borsa	EEX	0	0	8.353	11.619	13.427	+16%
Francia	Borsa	Powernext	2.262	8.362	16.217	19.757	22.246	+13%
Austria	Hub	CEGH	253.340	378.660	435.010	525.100	393.030	-25%
Italia	Hub	PSV	260.588	479.146	641.135	719.206	730.891	+2%
	Borsa	PB-GAS	-	-	1.712	34.925	40.833	+17%
Totale	Hub	-	2.038.663	2.703.930	3.443.849	16.319.351	12.542.154	-23%
	Borsa	-	2.269	9.140	27.808	68.306	81.296	+19%

Volumi sui principali hub del gas

Fig. 2.1.6



In un contesto caratterizzato dall'inatteso protrarsi della crisi economica, quanto osservato nel 2013 sulle principali borse elettriche a pronti e a termine europee sembra confermare alcune tendenze già in parte emerse nel corso dell'anno precedente, evidenziando soprattutto un rafforzamento del processo di "localizzazione" dei mercati, originato dalle differenze strutturali esistenti nei parchi di produzione nazionali - peraltro accentuate dal diverso peso assunto nei mix di generazione dalle fonti energetiche rinnovabili - e solo parzialmente arginato dalle numerose esperienze di *market coupling* operative sul continente.

*Prezzi spot dell'energia elettrica in caduta, si intensificano i differenziali in Centro-Europa...*

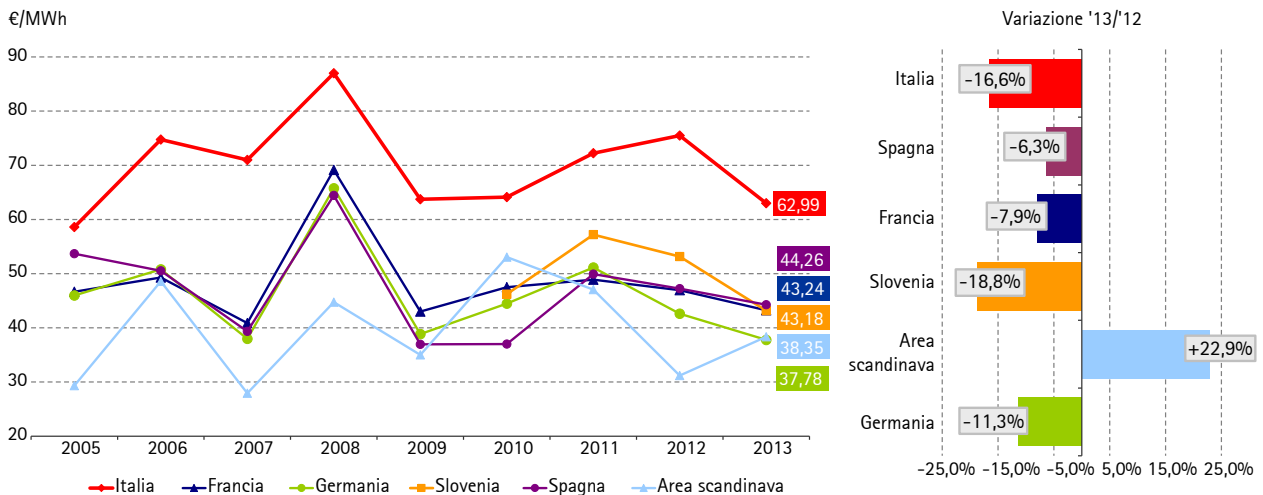
Di fatto i prezzi europei si sono attestati tra 38 €/MWh e 44 €/MWh, mostrando un comune e rinnovato calo che sembra incorporare anche la flessione rilevata sulle quotazioni dei combustibili di riferimento (-6/-13%), in Europa tipicamente rappresentati dal carbone. Tuttavia, all'interno di una dinamica che denota comunque un buon grado di interazione tra le borse spot, si consolida il processo di formazione di un differenziale non più trascurabile tra Francia (43,24 €/MWh) e Germania (37,78 €/MWh). A fronte, infatti, di uno spread sostanzialmente nullo fino al 2011, nel 2013 la forbice tra i due paesi è salita a 5 €/MWh (+1 €/MWh rispetto al 2012),



riflettendo fenomeni stagionali di disallineamento meno frequenti, ma più intensi<sup>12</sup>. D'altro canto, in Italia, confermata il mercato storicamente e strutturalmente "isolato" dal resto d'Europa in ragione di un mix tecnologico basato su un combustibile più costoso quale il gas, la quotazione non solo torna a calare dopo tre anni di progressiva ascesa, ma scende al livello più basso dal 2006 (62,99 €/MWh, -16,6%). In effetti, se la flessione trova parte della sua spiegazione nell'ulteriore contrazione della richiesta di energia elettrica e nella crescente disponibilità di offerta rinnovabile, decisivo per spiegare la diminuzione appare l'impatto derivante dalla progressiva sostituzione delle tradizionali formule gas *oil-indexed* - combustibile principale del parco impianti nazionale - con le più basse quotazioni spot, tanto più rilevante quanto maggiore è progressivamente risultato il suo peso nella definizione del costo variabile di generazione<sup>13</sup>. Più in generale, quindi, l'andamento e i livelli registrati dalle quotazioni elettriche segnalano una riduzione dello spread esistente tra Italia e resto d'Europa (19 €/MWh circa, -11 €/MWh circa)<sup>14</sup>, ancora soggetto a ampie oscillazioni stagionali<sup>15</sup>, confermando inoltre del nostro prezzo nazionale la minor volatilità (7,7% contro 16,5% della Francia e 19,6% della Germania) e la minor modulazione picco/fuori picco (1,19 contro 1,38 della Francia e 1,40 della Germania) (Fig. 2.1.7 e Tab. 2.1.2).

**Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee**

Fig. 2.1.7



12 La rigidità del parco di generazione francese, composto prevalentemente da impianti nucleari, è la causa più frequente del disallineamento tra i due mercati. Nel periodo autunnale/invernale, l'alta incidenza di guasti o di fermi degli impianti nucleari francesi, accompagnata da una domanda più elevata che nelle altre parti dell'anno, favorisce la formazione di prezzi ben più elevati che in Germania, caratterizzata invece da un mix di generazione più equilibrato (rinnovabile, nucleare, carbone/lignite). Nel 2013 aumenta significativamente sia la frequenza di ore in cui i prezzi orari di Francia e Germania sono risultati uguali (43% contro il 13% del 2012 e il 16% del 2011), sia il differenziale medio esistente tra i due paesi nel semestre ottobre-marzo (11,1 €/MWh circa contro 7,7 €/MWh circa del 2012).

13 L'ampia offerta di gas riversatasi sui mercati negli ultimi anni a causa del combinato disposto della riduzione dei consumi e della nuova abbondanza di shale gas americano hanno creato una maggior liquidità sui mercati spot ed allargato il tradizionale spread prezzo del gas espresso nelle contratti take or pay di importazione del gas ed il prezzo spot del gas. Ciò ha aperto la strada nell'ultimo quadriennio ad una serie di rinegoziazioni dei contratti take or pay, che ha interessato sia i livelli di riferimento delle cosiddette "formule", sia gli indici e la forma della loro indicizzazione, sostanzialmente per ridurre il gap apertosi tra le formule stesse ed il prezzo spot del gas. Per approfondimenti si rimanda al par. 2.1 della Sezione 2.

14 Il dato è stato calcolato utilizzando il prezzo francese come riferimento.

15 Sempre utilizzando il prezzo francese come riferimento, lo spread si conferma più basso in inverno per poi risalire nettamente negli altri periodi dell'anno. Nel 2013, nel semestre autunno/inverno il differenziale si è attestato attorno ai 13 €/MWh (22 €/MWh circa nel 2012), salendo attorno a 26 €/MWh nella parte rimanente dell'anno (35 €/MWh circa nel 2012).

## Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore

Tab. 2.1.2

	Italia	Francia	Germania	Slovenia	Spagna	Area scandinava
Picco/Fuori picco lav	1,19 (-3,3%)	1,38 (-1,7%)	1,40 (2,9%)	1,42 (-2,1%)	1,24 (4,5%)	1,13 (-8,9%)
Festivo/Fuori picco lav	0,98 (-2,2%)	0,79 (-6,2%)	0,78 (-4,9%)	0,89 (2,0%)	0,94 (-0,2%)	0,97 (-0,2%)
Volatilità	7,7% (-1,1 p.p.)	16,5% (+3,0 p.p.)	19,6% (+4,4 p.p.)	16,0% (-1,8 p.p.)	40,7% (+25,5 p.p.)	6,3% (-3,2 p.p.)

(Tra parentesi le variazioni tendenziali)

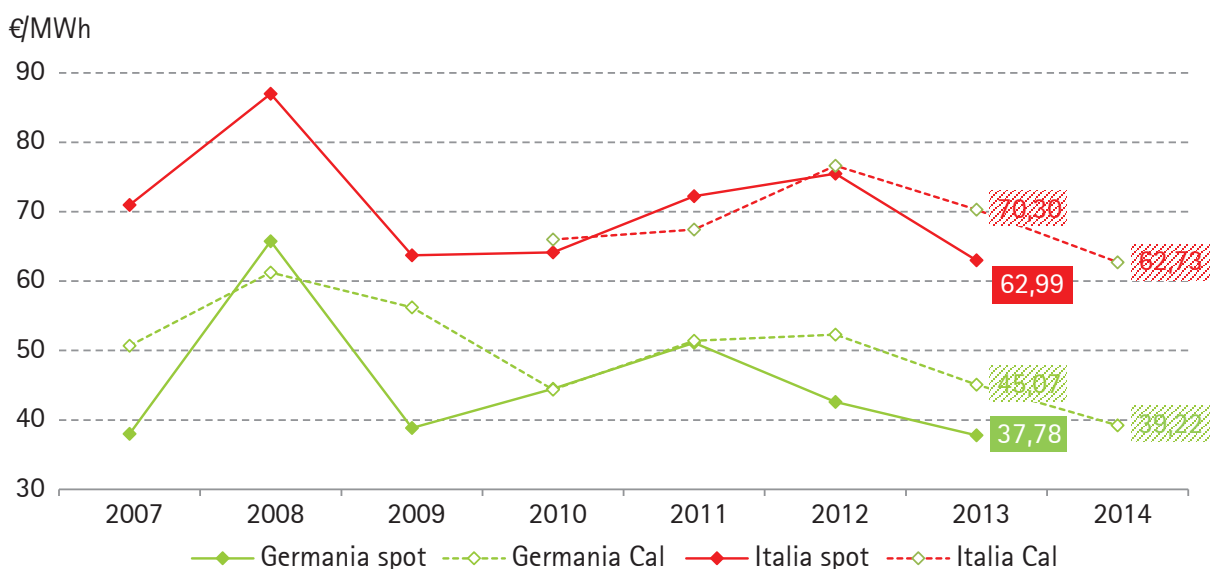
Nel complesso, l'effetto combinato della persistente recessione economica e dello sviluppo della generazione rinnovabile contribuisce a rendere sempre più instabile e aleatorio il quadro di riferimento all'interno del quale si muovono le determinanti dei prezzi, complicando non poco la possibilità di registrare a termine segnali corretti sull'evoluzione delle quotazioni.

Come già per il 2012, anche in riferimento al 2013 le quotazioni futures sono risultate ben lontane dall'anticipare i sostenuti ribassi rilevati su base spot nel 2013, secondo una tendenza valida sia per i mercati liquidi, come quello tedesco, che per quelli con minor volumi scambiati. In particolare le aspettative manifestate dagli operatori per il 2013 hanno sovrastimato di circa 7/8 €/MWh il prezzo effettivamente consolidatosi a pronti, reiterando sul mercato tedesco l'errore di previsione già commesso nel 2012. Come spesso accade in queste situazioni di profonda incertezza, le posizioni a termine assunte sulle borse appaiono quindi piuttosto conservative, tendendo a riprodurre per l'anno successivo livelli e andamenti infra-annuali in atto nel periodo di contrattazione. In tal senso va interpretata perciò la sostanziale stabilità mostrata dai prodotti relativi al 2014 rispetto alle quotazioni finali spot del 2013, ben sintetizzata dal valore espresso dai Calendar 2014 (Fig. 2.1.8).

...quotazioni a termine stabili per il 2014...

Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar baseload<sup>16</sup>

Fig. 2.1.8



16 Nel grafico si rappresenta il prezzo di settlement del Calendar 2014 nel suo ultimo giorno di contrattazione. Per semplicità espositiva si fa esclusivo riferimento ai prezzi italiani e tedeschi, senza che questo alteri le dinamiche sovraesposte.

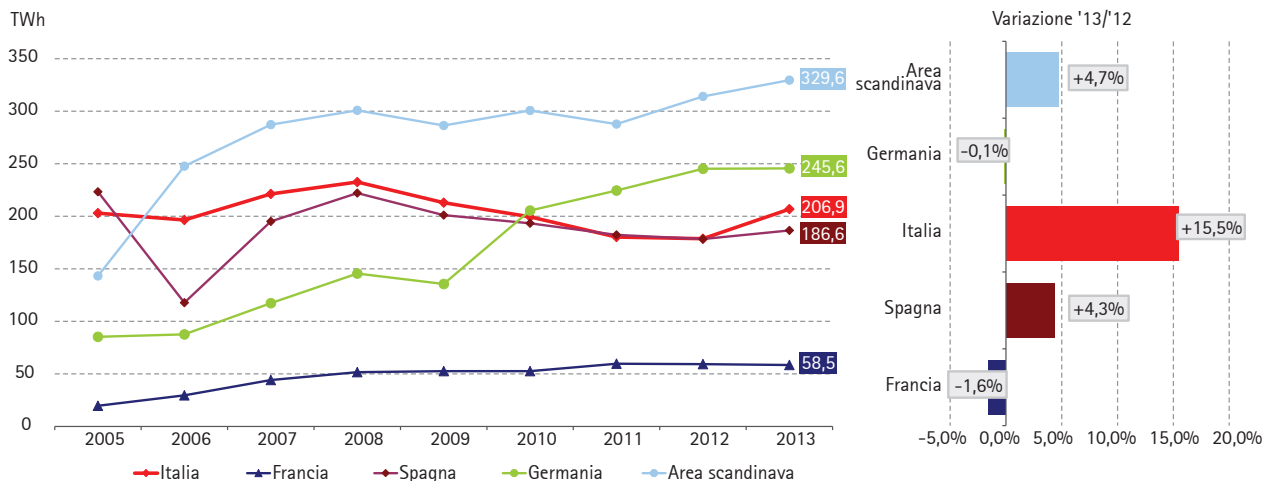
17 Il dato di Epex considera i volumi scambiati all'interno del perimetro franco-tedesco. Si conferma decisamente più elevato il volume relativo alla Germania (245,6 TWh) di quello francese (58,5 TWh), in un anno in cui entrambi si confermano sostanzialmente sui livelli del 2012.

*...volumi in generale modesta ripresa, ma la Germania riparte*

All'interno di un scenario economico debole e incerto, il volume delle contrattazioni registrate sulle borse spot e a termine mostra in generale una sostanziale tenuta, evidenziando al pari dei prezzi peculiarità prettamente locali. Sui mercati a pronti, i listini tradizionalmente più grandi, NordPoolSpot (Area scandinava) e Epex (Francia e Germania), mantengono la loro liquidità su livelli elevati, il primo salendo a ridosso di 330 TWh, nuovo massimo storico favorito da un incremento tendenziale prossimo al 5%, e il secondo assestandosi poco sopra 304 TWh<sup>17</sup>, dopo un triennio di continui rialzi. Nell'area mediterranea, a fronte di un debole ritocco al rialzo osservato in Spagna (187 TWh circa, +4% circa), che non impedisce tuttavia alle negoziazioni iberiche di confermarsi sui livelli più bassi degli ultimi sette anni, spicca la decisa inversione di tendenza rilevata in Italia, riconducibile, in presenza di una domanda ai minimi storici, ad un cambio nelle strategie commerciali di vendita degli operatori. Il trasferimento in borsa effettuato da parte di questi ultimi di energia tradizionalmente scambiata su base bilaterale spinge il volume delle transazioni attorno 207 TWh (+16% circa), valore più alto dal 2009<sup>18</sup> (Fig. 2.1.9).

**Volumi scambiati sulle principali borse spot**

Fig. 2.1.9

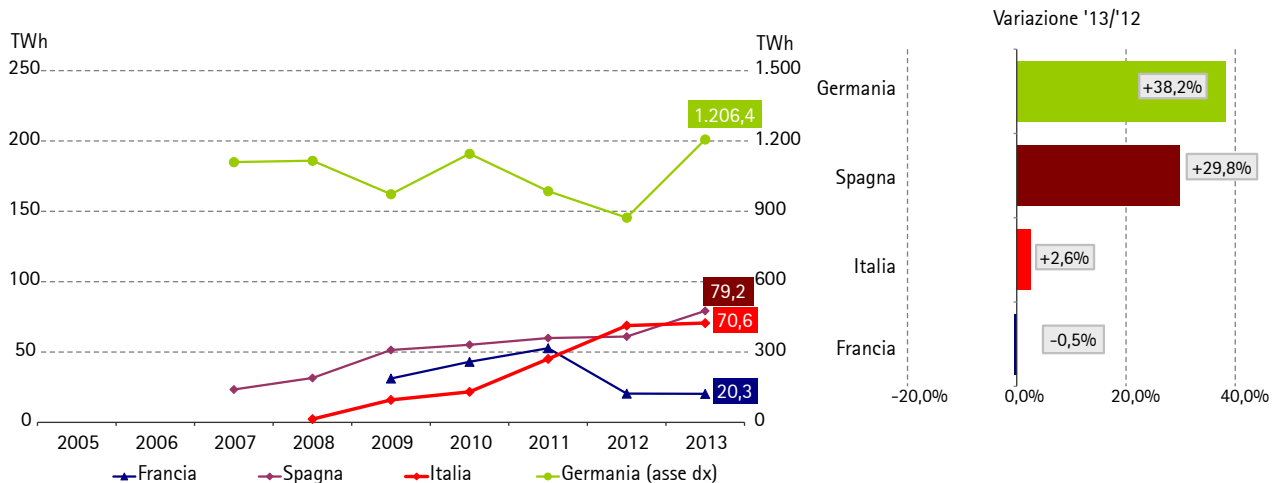


18 Per approfondimenti si rimanda al par. 5.1 della Sezione 1.

D'altro canto, la ripresa dell'operatività sui mercati a termine appare guidata dalla Germania che, in virtù di una maggiore liquidità rilevata su tutti i prodotti in contrattazione, e in particolare del Calendar, inverte la tendenza biennale ribassista consolidatasi tra il 2011 e il 2012, favorendo compravendite *futures* per 1.206 TWh (+38,2%). Molto distanziate, come di consueto, le borse minori, sulle quali risulta negoziato un monte-energia complessivo e crescente, pari a 169 TWh. Tale ammontare è alimentato soprattutto dall'espansione del listino spagnolo, che raggiunge il nuovo record di 79,2 TWh (+30% circa), per l'effetto congiunto di un aumento degli abbinamenti conclusi sul book e di una crescita dell'OTC *clearing* a copertura dal rischio controparte. Si confermano, invece, stabili sui livelli del 2012 le quantità *futures* relative all'Italia e alla Francia, pari rispettivamente a 70,6 TWh e 20 TWh circa. E' interessante notare che la disaggregazione del volume italiano nelle tre componenti che lo determinano fa emergere una diversa distribuzione dell'energia contrattata a termine, segnalando una decisa flessione delle quantità abbinata sul book di negoziazione del GME (8 TWh, -22,4 TWh) e un contemporaneo rafforzamento sia dell'utilizzo del servizio di OTC *clearing* fornito dal GME e EEX<sup>19</sup> (34,2 TWh, +9,6 TWh) sia delle negoziazioni dei prodotti *futures* quotati da Borsa Italiana (28,4 TWh, +14,6 TWh)<sup>20</sup> (Fig. 2.1.10).

Volumi scambiati sulle principali borse a termine<sup>21</sup>

Fig. 2.1.10



19 A partire da ottobre 2013 la borsa tedesca EEX ha avviato il servizio di OTC *clearing* per contratti bilaterali riferiti al mercato elettrico italiano. Tra ottobre e dicembre 2013, il volume di energia registrato presso EEX ammontava a 1,1 TWh.

20 Per approfondimenti si rimanda al par.5.1 della Sezione 1 e al par. 2.4 della Sezione 2.

21 Si segnala la correzione del dato relativo al 2012 per la Germania rispetto a quello sovrastimato fornito nella Relazione Annuale 2012.

## 2. MERCATI ELETTRICITÀ

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

Nel 2013 il mercato elettrico a pronti italiano ha evidenziato un rafforzamento di alcune tendenze osservate negli ultimi anni, a cui si affiancano tuttavia elementi di forte discontinuità che sembrano aver prodotto modifiche strutturali nelle tradizionali relazioni tra le variabili del mercato. Tra le tendenze confermate si evidenzia l'ulteriore arretramento degli acquisti<sup>22</sup> del mercato *day-ahead*, scesi ai minimi storici in risposta agli effetti che il prolungamento della fase recessiva ha prodotto in termini di contrazione dei consumi fisici di energia elettrica e, conseguentemente, dei volumi commerciali transitati sul MGP. L'impatto della crisi si è manifestato anche in una riduzione dell'offerta complessiva, indotta dalla progressiva uscita dal mercato di parte del parco termoelettrico, che ha visto ridimensionarsi ulteriormente il suo spazio di mercato, compresso dalla flessione della domanda e da una ulteriore crescita della generazione rinnovabile.

Accanto a queste dinamiche dei volumi sostanzialmente inerziali, sintetizzabili in un inasprimento della condizione di *overcapacity* che da anni caratterizza il sistema elettrico italiano, profondi cambiamenti emergono rispetto all'andamento dei prezzi. Il Pun interrompe una tendenza rialzista pluriennale ripiegando sui minimi dal 2006, mostrando così una evoluzione analoga a quella delle quotazioni di molte delle borse elettriche europee, che non abbandonano il sentiero di decrescita intrapreso nel 2012<sup>23</sup>.

In questo contesto europeo caratterizzato da diminuzioni dei prezzi *spot*, la significativa flessione del riferimento italiano sembra riflettere solo in parte i movimenti opposti di domanda e offerta rinnovabile, incorporando modifiche strutturali nella relazione tra costi variabili e prezzi elettrici all'ingrosso. Il cambiamento non riguarda semplicemente i ribassi di parte delle commodity di riferimento per la produzione elettrica italiana, quanto soprattutto un maggiore allineamento dei costi della materia prima gas ai prezzi rilevati agli *hub* europei. Ciò rappresenta la naturale conseguenza dell'avanzamento del processo di rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo periodo, sempre più frequentemente indicizzati alle quotazioni gas a pronti in luogo delle tradizionali formule basate sui più costosi prodotti petroliferi o comunque con revisioni dei prezzi di riferimento che ne avvicinano i livelli a quelli dei mercati *spot*. Ne segue un legame decisamente più stretto rispetto al passato tra i prezzi *spot* del gas e dell'elettricità, con questi ultimi che rispondono in maniera sempre più rapida e diretta ai movimenti dei primi.

Mutamenti significativi emergono anche in merito alle dinamiche orarie e zonali dei prezzi, con la diminuzione del Pun che, pur interessando tutte le ore, è risultata maggiormente intensa nelle ore di picco (Pun *peak* al minimo storico). Questa discesa relativamente più rapida delle quotazioni di picco, favorita prevalentemente dall'espansione della generazione fotovoltaica, ha determinato una accelerazione del processo di convergenza dei prezzi nei diversi gruppi orari, con le quotazioni diurne che si sono peraltro fissate su valori inferiori a quelle notturne in un numero di ore crescente. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sembra incidere con vigore anche sull'evoluzione dei fenomeni zonali, contribuendo ad incrementare il divario tra le quotazioni delle zone settentrionali e quelle delle zone meridionali, dove oltretutto si osservano sempre più spesso prezzi orari pari o prossimi allo zero.

22 Nel seguente paragrafo (2.1), salvo diversamente specificato, quando si fa riferimento a variabili relative ai volumi del MGP (siano essi acquisti, vendite o offerte) ci si riferisce sia a volumi di borsa che a quelli provenienti da contratti bilaterali.

23 In particolare, il Pun, pur mantenendosi su livelli sensibilmente più elevati rispetto a quelli degli altri partner europei, ha registrato una riduzione di maggior entità che ha contribuito a ridurre il differenziale tra il riferimento *spot* italiano e i listini extranazionali. Per approfondimenti si rimanda al Capitolo 1 della Sezione 2.

Nel 2013 il Pun è sceso al minimo dal 2006, interrompendo una fase rialzista in atto dal 2010 ed evidenziando una flessione su base annua che, in termini di intensità, risulta essere la seconda dalla partenza del mercato (62,99 €/MWh, -16,6%). L'inversione della prolungata tendenza rialzista del Pun trova le sue radici in parte nell'intensificarsi di fenomeni già emersi in maniera evidente negli ultimi anni, in parte nel manifestarsi di nuovi elementi, decisivi nello spingere verso il basso il livello dei prezzi. Sulla base dell'attuale evoluzione dei mercati *spot* e *forward*, la spinta ribassista sui prezzi generata da questi fattori non accennerebbe ad esaurirsi nel prossimo biennio, con il Pun che nel primo trimestre del 2014 mostra una diminuzione tendenziale del 18% e con i mercati a termine che evidenziano la presenza di aspettative fortemente ribassiste, prospettando per il 2015 un Pun a ridosso dei minimi dalla partenza del mercato (53/54 €/MWh circa)<sup>24</sup>.

*Si interrompe la fase rialzista del Pun, sceso ai minimi dal 2005*

Tra i fattori che costituiscono un elemento di continuità rispetto al precedente anno rientra l'ulteriore arretramento degli acquisti (289 TWh, -2,9%), che prolungano la durata del trend decrescente avviatosi nel 2010 scendendo ai minimi dalla partenza del mercato. La contrazione dei volumi del MGP trova conferma nel dato relativo alla variazione della richiesta elettrica rilevata da Terna, che mostra una decrescita dei consumi fisici simile a quella della domanda del Mercato del Giorno Prima (317 TWh, -3,4%). Il calo omogeneo degli acquisti del mercato a pronti e della richiesta ha mantenuto stabile sui minimi dell'anno scorso il rapporto tra volumi commerciali e volumi fisici (91,2%), riflettendo in tal senso il consolidamento degli effetti che la diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili hanno prodotto in termini di aumento degli autoconsumi non passanti per il mercato *day-ahead*. La discesa dei volumi transitati sul MGP non appare dunque attribuibile ad una minor rappresentatività del mercato a pronti rispetto all'andamento dei prelievi effettivi, bensì sembra strettamente connessa al debole quadro dell'economia italiana (PIL: -1,8%), come conferma la variazione della domanda elettrica depurata dagli effetti di calendario e temperatura (-3%)<sup>25</sup>. L'impatto che il prolungarsi della crisi economica sembra aver avuto sulla contrazione della richiesta si è manifestato sia in maniera diretta, con i consumi industriali che registrano una riduzione del 4,7%, sia in maniera indiretta, come indicato dalla flessione dell'intensità elettrica, solo in parte connessa ad una maggior efficienza energetica ma che sconta all'interno del settore industriale un ulteriore ridimensionamento delle produzioni *energy intensive*, particolarmente colpite dalla sfavorevole congiuntura economica (Tab. 2.2.2)<sup>26</sup>.

*Le ragioni del ribasso: crisi di domanda...*

Oltre al calo della domanda, tra le dinamiche inerziali si annovera anche l'ulteriore crescita delle vendite da fonte eolica e solare, salite rispettivamente a 14 TWh (+37%) e 27 TWh (+15%) ed arrivate ad assorbire congiuntamente circa il 14% della domanda del MGP<sup>27</sup>.

Al consolidamento di questi andamenti, tra i fattori con impatti depressivi sui prezzi, si aggiunge il forte aumento delle vendite a fonte idraulica, ai massimi dall'avvio del mercato (45,3 TWh, +29,1%)<sup>28</sup>. Una simile variazione appare peraltro coerente con le informazioni fornite da Terna in merito all'indice mensile di producibilità idroelettrica<sup>29</sup>, che si attesta in tutti i mesi dell'anno

*... offerta rinnovabile*

24 La riduzione tendenziale del Pun (-18%) si riferisce al primo trimestre del 2014, mentre il dato relativo al prezzo a termine del prodotto baseload annuale 2015 è relativo all'ultima quotazione registrata sul MTE al 31/03/2014.

25 Fonte: Terna

26 Per ulteriori approfondimenti si veda la Newsletter del GME pubblicata nel mese di gennaio 2014.

27 Ciò a svantaggio soprattutto dei cicli combinati, la cui quota di mercato è scesa al 32% (-6 p.p.), per effetto di una riduzione delle loro vendite decisamente più rapida della flessione dei volumi complessivamente scambiati.

28 L'impatto depressivo sui prezzi legato all'aumento delle vendite da fonte idraulica risiede nel fatto che, come noto, gli impianti idrici fluenti e di modulazione hanno costi variabili pressoché nulli.

29 La producibilità idroelettrica in un determinato periodo è la quantità massima di energia elettrica che può essere generata in condizioni ottimali da tutti gli impianti idroelettrici, utilizzando gli apporti di acqua conseguenti alle precipitazioni. Data questa definizione, l'indice di producibilità idroelettrica mensile pubblicato da Terna rappresenta il rapporto tra la producibilità del mese considerato ed il valore medio della producibilità dello stesso mese calcolato su un orizzonte pluriennale. Un indice superiore all'unità, indica quindi che il valore della producibilità idroelettrica in un dato anno-mese è superiore alla media della producibilità registrata nello stesso mese calcolata su più anni.

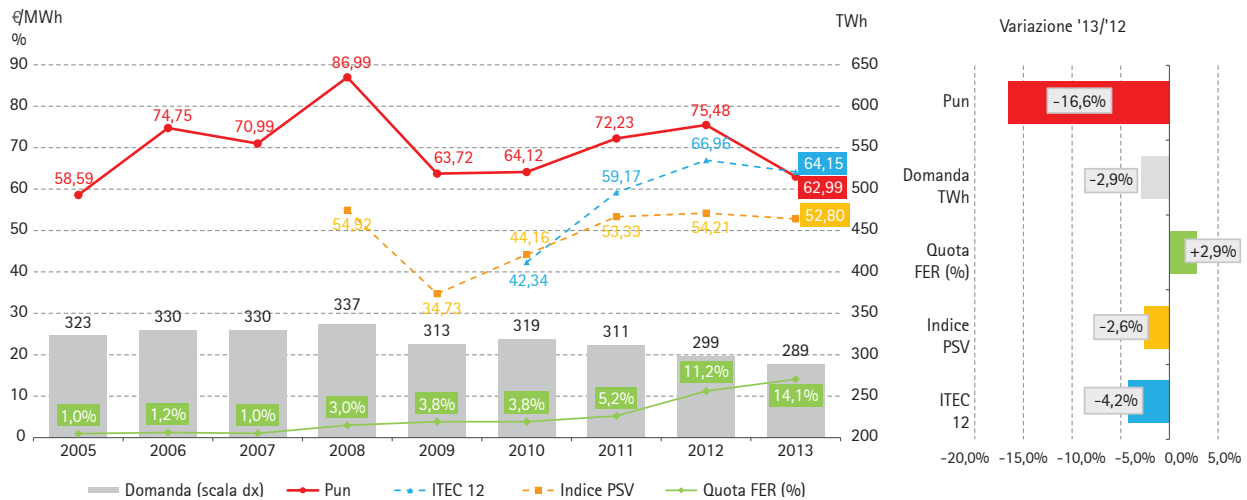
su livelli superiori all'unità, arrivando nel periodo tra marzo-luglio addirittura a sfiorare i massimi assoluti degli ultimi 60 anni<sup>30</sup>.

Oltre ai movimenti di domanda e offerta rinnovabile, decisivo nel favorire una simile riduzione del Pun risulta essere il sempre più frequente ancoraggio di quest'ultimo alle più basse quotazioni spot del gas<sup>31</sup> in sostituzione delle tradizionali formule gas legate ai prodotti petroliferi. Come noto, ciò riflette il risultato di una fase di rinegoziazione volta a decretare un utilizzo crescente dei prezzi registrati agli *hub* nei contratti di approvvigionamento di lungo periodo (c.d. formule *hub index*), favorendo per tale via un sensibile deprezzamento del costo sostenuto dalla generazione a gas per la fornitura della materia prima. In particolare, questa fase di ricontrattazione, cominciata ormai da circa un triennio, ha subito una accelerazione durante il 2013, proseguendo nel 2014 e prospettando un ulteriore avanzamento nel 2015. Una indicazione di massima, per quanto comunque approssimativa, dell'entità della riduzione del costo della materia prima gas può essere fornita dallo scarto tra l'indice Itec-12<sup>®</sup> fornito dal Ref e l'indice PSV<sup>32</sup>. A dispetto della flessione di entrambi i riferimenti, più intensa per quanto concerne l'Itec-12<sup>33</sup> (-4,2% contro il -2,6%), nel 2013 l'indice PSV risulta comunque di circa 11 €/MWh più basso dell'Itec-12 (Fig. 2.2.1, Tab. 2.2.1).

... convergenza del costo della materia prima gas al PSV

Andamento del Pun e delle sue determinanti<sup>34</sup>

Fig. 2.2.1



30 Si veda al riguardo il Rapporto Mensile del 31/12/2013 pubblicato da Terna.

31 Come noto, il gas rappresenta il combustibile di riferimento per il parco di generazione italiano. Nonostante la quota di mercato degli impianti a ciclo combinato sia ormai in calo da 3 anni, infatti, tale tecnologia registra comunque un livello delle vendite superiore alle altre (32%), risultando peraltro al margine nella maggior parte delle ore (60,8%) e preservando in tal senso il ruolo del gas quale combustibile principale nel sistema elettrico nazionale.

32 L'indice PSV è calcolato come rapporto tra prezzo annuo registrato al PSV ed il rendimento di un impianto a ciclo combinato tipo ipotizzato pari al 53%. L'Itec-12<sup>®</sup> fornito dal Ref rappresenta un indice di costo medio di produzione del parco termoelettrico italiano che tiene in considerazione, nella rispettiva quota parte, sia il costo di approvvigionamento del gas che del carbone. Ai nostri scopi tale indicatore rappresenta un utile strumento di confronto con l'indice PSV in quanto, per quanto concerne la stima della componente relativa al costo per la generazione a gas, utilizza in misura prevalente la media mobile a nove mesi del Brent e solo in maniera residuale l'andamento del prezzo spot rilevato al TTF.

33 Tale scarto risulta comunque sovrastimato alla luce del fatto che il processo di rinegoziazione risulta comunque incompleto, nonché in ragione del fatto che l'Itec-12<sup>®</sup>, a differenza dell'indice PSV, considera anche i costi di trasporto e logistica, stimabili attorno ai 2/3 €/MWh.

34 Il dato relativo alla quota FER si riferisce alle fonti eoliche e solare.

## Vendite per fonte e tecnologia

Tab. 2.2.1

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	Variazione '13/'12
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>200,0</b>	<b>204,6</b>	<b>197,9</b>	<b>175,1</b>	<b>147,9</b>	<b>-15,3%</b>
Ciclo combinato	128,6	149,6	138,5	113,8	92,5	-18,6%
Carbone	23,0	24,4	29,3	32,3	26,2	-18,5%
Altro	48,4	30,6	30,1	29,0	29,3	+1,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>57,7</b>	<b>59,5</b>	<b>59,5</b>	<b>74,1</b>	<b>91,4</b>	<b>+23,7%</b>
Idraulica	40,6	42,2	37,9	35,2	45,3	+29,1%
Idrico fluente	24,1	24,6	23,4	22,3	27,0	+21,4%
Idrico modulazione	16,5	17,6	14,5	12,9	18,3	+42,4%
Geotermica	5,1	5,1	5,4	5,3	5,3	+0,9%
Eolico	6,1	5,6	7,2	10,3	14,1	+36,9%
Solare e altre	6,0	6,6	9,1	23,3	26,7	+15,0%
Pompaggio	5,4	5,8	4,1	3,0	3,3	+13,0%
<b>TOTALE</b>	<b>263,1</b>	<b>269,8</b>	<b>261,6</b>	<b>252,1</b>	<b>242,7</b>	<b>-3,5%</b>
Offerte Integrative/VENF	-	-	-	0,0	-	
Estero	50,3	48,8	49,9	46,5	46,5	+0,1%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>313,4</b>	<b>318,6</b>	<b>311,5</b>	<b>298,7</b>	<b>289,2</b>	<b>-2,9%</b>

Nonostante la riduzione dell'onere sostenuto per l'approvvigionamento di gas abbia contribuito a spingere verso il basso i prezzi elettrici all'ingrosso, ad indubbio beneficio dei consumatori, proprio questa trasformazione nella struttura dei contratti di fornitura rende particolarmente complesso stimare la variazione dei margini sui costi variabili associati alla produzione termoelettrica. Segnali della crisi della generazione termica emergono tuttavia anche guardando all'andamento di alcune grandezze macro del mercato, con l'offerta complessiva del MGP che sospende una pluriennale fase espansiva (532 TWh, -3,9% sul 2012), segnando una riduzione che supera in termini assoluti quella degli acquisti (-23 TWh vs -9,5 TWh). Questa variazione rispecchia proprio la perdita di competitività di parte della generazione termoelettrica, che già in diverse ore del 2012 è risultata fuori ordine di merito, e che pertanto nel 2013 ha direttamente ridotto l'ammontare dei volumi offerti sul mercato in risposta alle aspettative fortemente ribassiste dei prezzi (offerta ccgt: -14 TWh, offerta impianti ad olio: -11 TWh, offerta turbogas: -5 TWh)<sup>35</sup>. La contrazione dell'offerta del MGP va dunque interpretata come evidenza di una sofferenza del settore termoelettrico sempre più acuta. L'impatto della crisi sul mercato elettrico trova conferma anche nella crescita dell'elasticità della curva di domanda, che in questa fase avversa del ciclo economico sembra evidenziare la volontà dei consumatori di attuare strategie di prezzo più prudenti rispetto al passato. Al riguardo si riporta il dato relativo all'ammontare dei volumi offerti in acquisto con indicazione di prezzo, che nel 2013 registrano sia il massimo storico (46,5 TWh) che il maggior incremento annuo di sempre (+33,7%) (Tab. 2.2.2).

*Offerta termica  
in calo e sempre meno  
competitiva ...*

<sup>35</sup> Al riguardo si segnala peraltro che, secondo i dati provvisori forniti da Terna, la capacità degli impianti termoelettrici è scesa attorno ai 77 GW (-3 % circa), interrompendo così la pluriennale espansione della potenza termica installata.



Andamento dei volumi sul MGP

Tab. 2.2.2

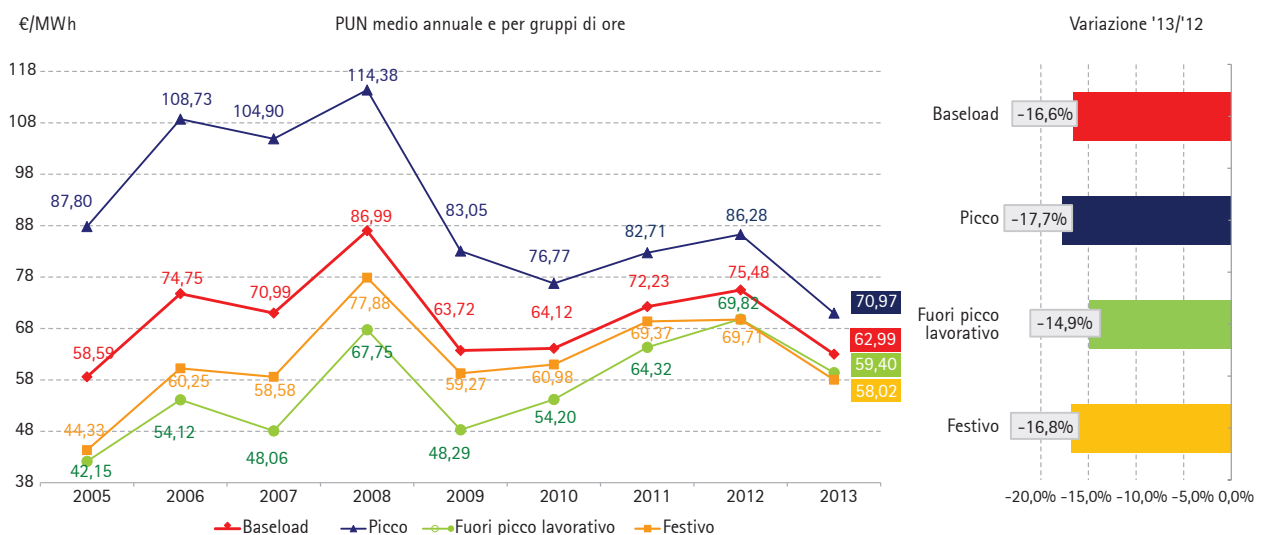
TWh	2009	2010	2011	2012	2013	Variazione '13/'12
Richiesta Terna	320,3	330,5	334,6	328,2	317,1	-3,4%
Domanda	339,2	345,1	338,2	330,5	329,8	+0,1%
con indicazione di prezzo	27,9	28,3	28,2	34,8	46,5	+33,7%
Acquisti	313,4	318,6	311,5	298,7	289,2	-2,9%
% su richiesta Terna	97,9%	96,4%	93,1%	91,0%	91,2%	+0,2 p.p.
Offerta	499,2	509,5	538,1	555,4	532,1	-3,9%
Vendite	313,4	318,6	311,5	298,7	289,2	-2,9%
a prezzo zero	225,8	218,4	210,0	201,8	214,7	+6,7%

L'analisi dei prezzi per gruppi di ore mostra come il ribasso dei prezzi abbia interessato soprattutto le ore di picco, con il Pun che in questa fascia oraria è sceso al minimo storico (70,97 €/MWh, -17,7% sul 2012). Meno consistente, per quanto comunque considerevole, la riduzione del Pun al fuori picco (59,40 €/MWh, -14,9%), il cui livello risulta comunque tra i più alti dalla partenza del mercato e che per la prima volta si fissa su valori lievemente superiori a quelli registrati dal Pun nei giorni festivi (58,02 €/MWh, -16,8%). Tali variazioni hanno portato al minimo di 1,19 il rapporto tra Pun di picco e Pun fuori picco (contro l'1,24 del 2012), dando così continuità al processo di convergenza tra prezzi diurni e prezzi notturni cominciato nel 2009, in corrispondenza della progressiva diffusione della nuova potenza rinnovabile, in particolare solare. Nel corso di questi anni, difatti, la pressione al ribasso sui prezzi esercitata dall'offerta rinnovabile ha interessato soprattutto le ore centrali della giornata a maggior irraggiamento, favorendo peraltro, sempre più frequentemente, la formazione di quotazioni diurne addirittura più basse di quelle notturne, con numerosi casi di azzeramento dei prezzi zonal e, in poche circostanze, anche nazionali<sup>36</sup> (Fig. 2.2.2).

Rapporto tra quotazioni diurne e notturne ai minimi storici

Pun medio annuale per gruppi di ore

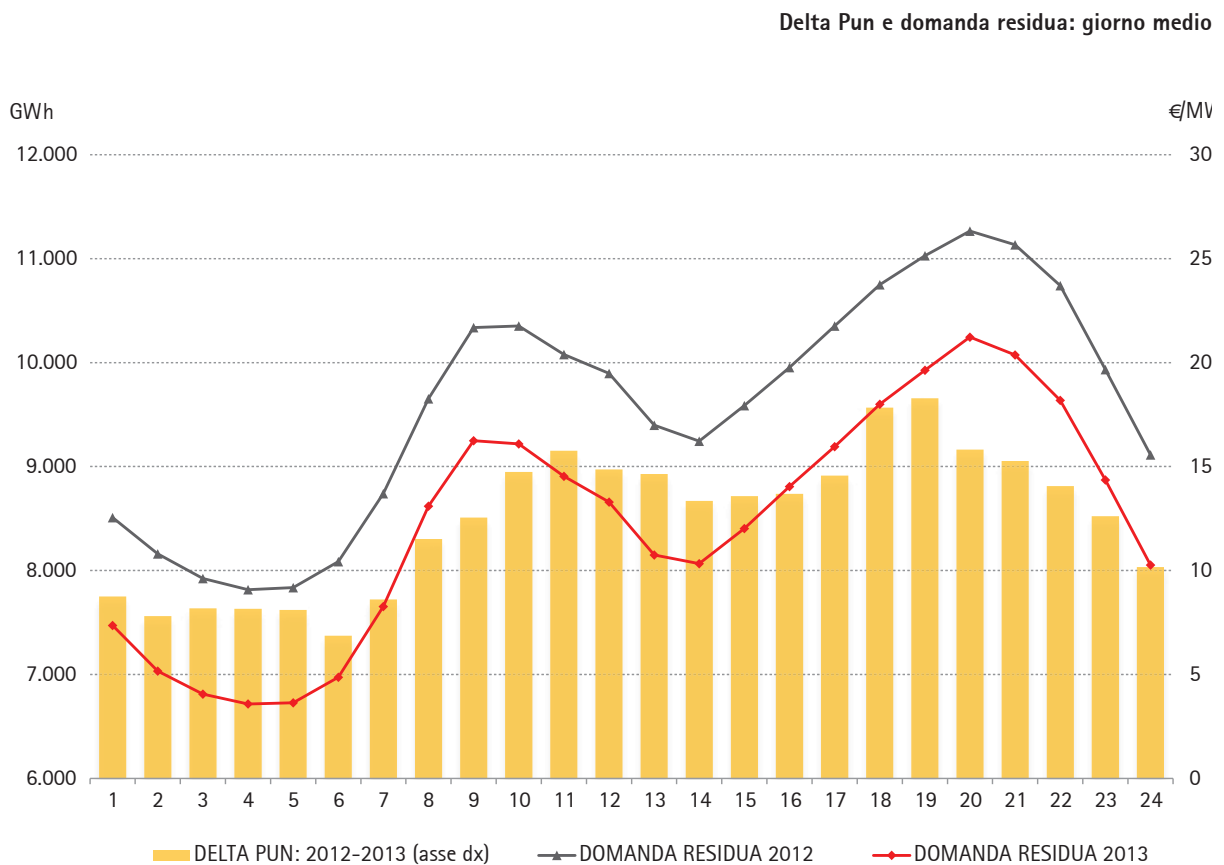
Fig. 2.2.2



36 In particolare, nel 2013 il Pun medio nelle ore diurne (9-20) è risultato più basso del Pun nelle ore notturne in 86 giornate contro le 76 del 2012, raggiungendo numeri decisamente più sostenuti se si guarda ai prezzi di vendita delle zone con elevata capacità installata da fonte rinnovabile. Per ulteriori dettagli, anche in riferimento ai casi di azzeramento dei prezzi, si rimanda alla Tab. 2.2.4.

Nonostante l'appiattimento del profilo orario delle quotazioni evidenzia una diminuzione del prezzo a due velocità nei gruppi di ore *peak/off peak*, la flessione del Pun riguarda in maniera piuttosto consistente tutte le ore. In particolare, dal confronto medio orario tra l'andamento del Pun nel 2012 e nel 2013 si osserva come nelle prime ore mattutine, quando il calo del prezzo è stato relativamente meno pronunciato, il Pun mostra comunque una flessione di circa 8 €/MWh. Tale valore raddoppia nelle ore serali 18-21, fascia oraria nella quale, sino all'anno scorso, gli operatori sembravano maggiormente in grado di esercitare il loro potere di mercato sostenendo verso l'alto i prezzi al fine di recuperare parte dei margini sui costi persi nelle ore diurne. Questa omogeneità nella flessione delle quotazioni appare coerente con l'andamento delle grandezze individuate come principali responsabili della caduta del Pun, con la domanda residua<sup>37</sup> che in ciascuna ora evidenzia uno slittamento verso il basso, per effetto dei movimenti opposti degli acquisti e delle vendite rinnovabili (Fig. 2.2.3).

*Il profilo orario dei prezzi si appiattisce, ma il calo appare generalizzato*



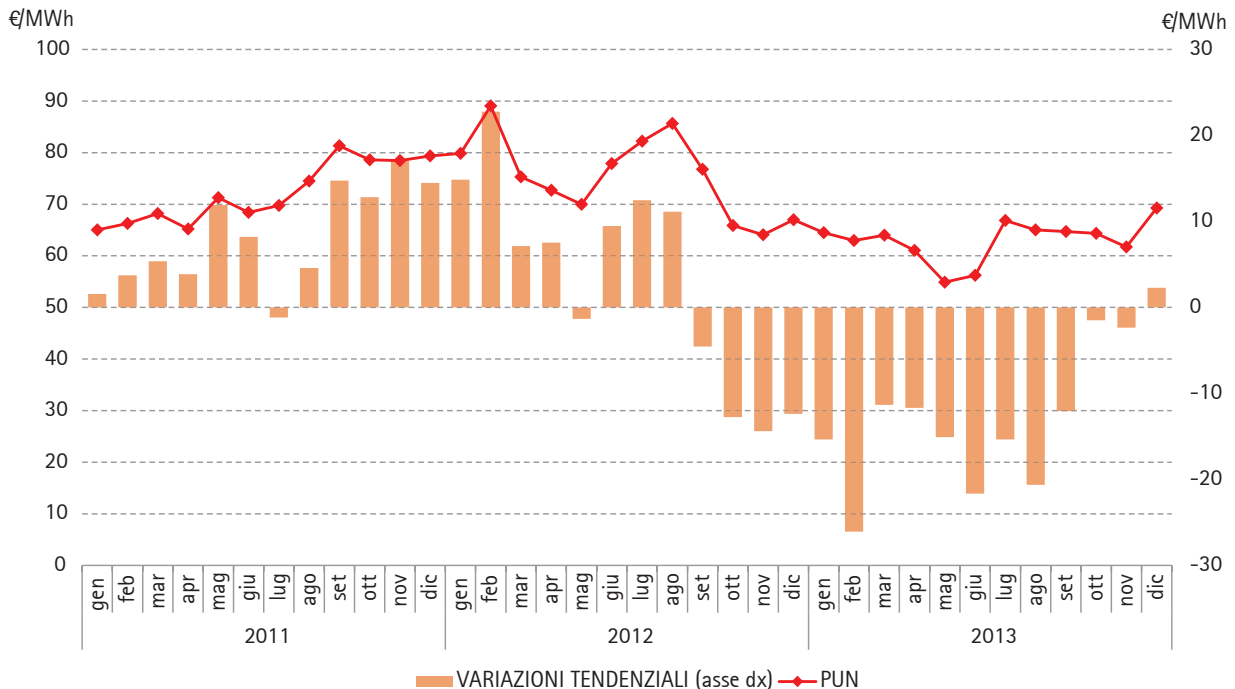
<sup>37</sup> La domanda residua è stata calcolata come differenza tra acquisti e vendite rinnovabili da fonte eolica, solare e idrica. Si segnala inoltre che, per semplicità di rappresentazione, nel grafico è stato riportato il differenziale tra Pun del 2012 e Pun del 2013, grandezza questa che risulta sempre positiva ad indicare che il Pun del 2013 è risultato sempre più basso del Pun del 2012.

Si attenua l'effetto stagionale su prezzi e volumi

L'andamento mensile dei prezzi elettrici mostra come nel 2013 la contrazione annuale delle quotazioni abbia interessato in maniera considerevole quasi tutti i mesi dell'anno. Costituisce eccezione l'ultimo trimestre, quando già nel 2012 si rilevava una significativa diminuzione del Pun sia in termini congiunturali che tendenziali. Sempre in riferimento al profilo mensile del Pun, sembrano attenuarsi gli effetti stagionali sulle dinamiche di prezzi e volumi. Questa tendenza, già emersa negli ultimi anni, assume connotati piuttosto rilevanti nel 2013. Ad eccezione dei mesi di maggio e giugno, il Pun mensile è oscillato in un range di soli 10 €/MWh, fissandosi su valori compresi tra i 60/70 €/MWh (Fig. 2.2.4). La ridotta oscillazione mensile delle quotazioni riflette - oltre ad una sostanziale assenza di trend o stagionalità nel costo della materia prima - una stagionalità meno pronunciata della domanda, variabile questa che - a differenza dei prezzi - risente in maniera diretta degli effetti di calendario e temperatura. Si evidenzia al riguardo una volatilità degli acquisti espressa dal coefficiente di variazione in calo su livelli simili a quelli precedenti al 2012 (4,7% nel 2013, -1,2 p.p.)<sup>38</sup>, nonché un rapporto tra acquisti medi orari mensili ed acquisti medi orari annui meno variabile e convergente verso il valore unitario (Fig. 2.2.5). Un altro elemento, comune in questo caso a tutto il biennio, che prescinde dalla stagionalità della domanda ma che agisce nella direzione di un progressivo allineamento dei prezzi mensili, è costituito dalla modulazione della capacità di interconnessione transfrontaliera gestita da Terna. La riduzione della NTC in import prevista dal gestore di rete italiano nei mesi di basso carico favorisce infatti un apprezzamento delle quotazioni del MGP in periodi in cui queste, verosimilmente, si attesterebbero su livelli sensibilmente inferiori alla media annua.

Andamento mensile del Pun

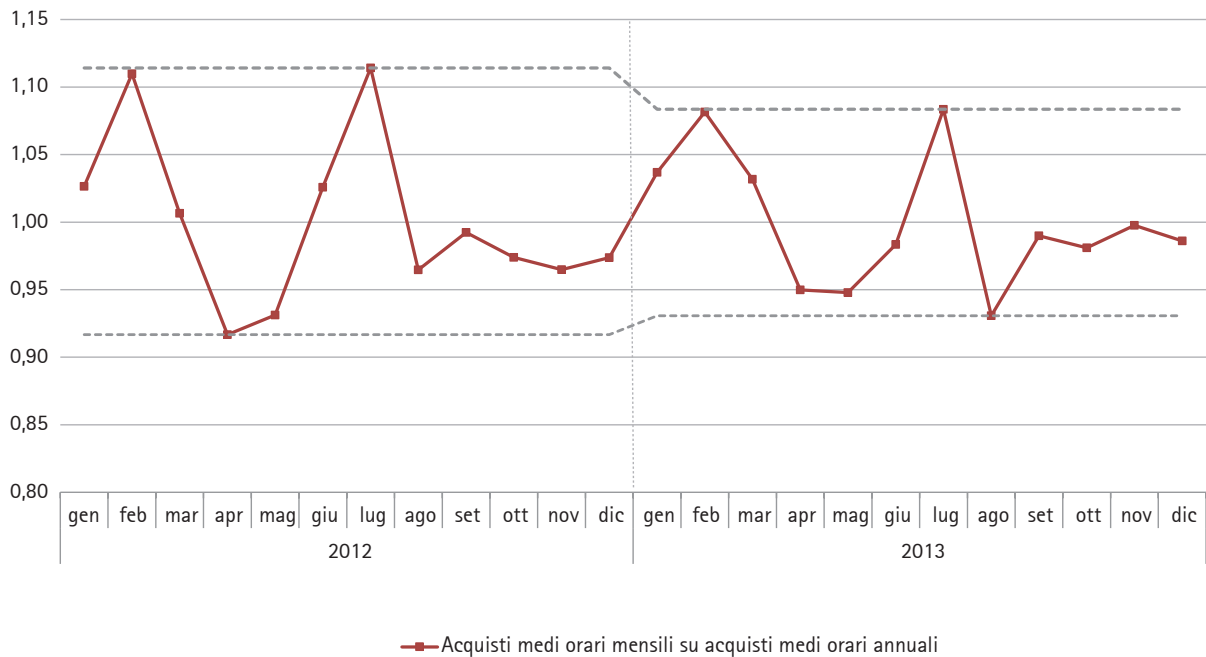
Fig. 2.2.4



38 Come indicatore di volatilità mensile degli acquisti è stato utilizzato il coefficiente di variazione (espresso come rapporto tra deviazione standard e media) in luogo della semplice deviazione standard al fine di meglio confrontare la dinamica dei volumi nel 2012 e nel 2013, anni nei quali il livello medio annuo degli acquisti sul mercato è risultato sensibilmente differente.

Rapporto lordo di stagionalità degli acquisti del MGP: acquisti medi mensili su acquisti medi annuali

Fig. 2.2.5



Nel 2013 i prezzi zionali, in analogia con l'evoluzione mostrata dal Pun, hanno tutti evidenziato una significativa diminuzione, ripiegando attorno ai 57/62 €/MWh sul continente e in Sardegna e scendendo a 92 €/MWh in Sicilia. Nel dettaglio, i ribassi delle zone continentali sono risultati nell'ordine del -17/-19%, raggiungendo il -25% in Sardegna, che converge decisamente sui più bassi livelli della penisola. Sostanzialmente più modesto il calo della Sicilia, pari al -3,4%. Queste variazioni dei prezzi di vendita, al pari di quanto osservato a livello di sistema, incorporano la riduzione dei costi della generazione a gas, una diffusa contrazione della domanda, nonché una nuova crescita dell'offerta rinnovabile che, sebbene con intensità decisamente differenti, interessa larga parte delle zone. Come rilevato nel corso del 2012, proprio questa disomogeneità nei tassi di crescita zionali della produzione rinnovabile risulta decisiva nell'intensificare alcune differenze tra le macro aree del mercato, non limitandosi a favorire un ulteriore allargamento dello spread tra prezzi del meridione e del settentrione, ma producendo disallineamenti anche in termini di volatilità e profilo orario delle stesse (Fig.2.2.6).

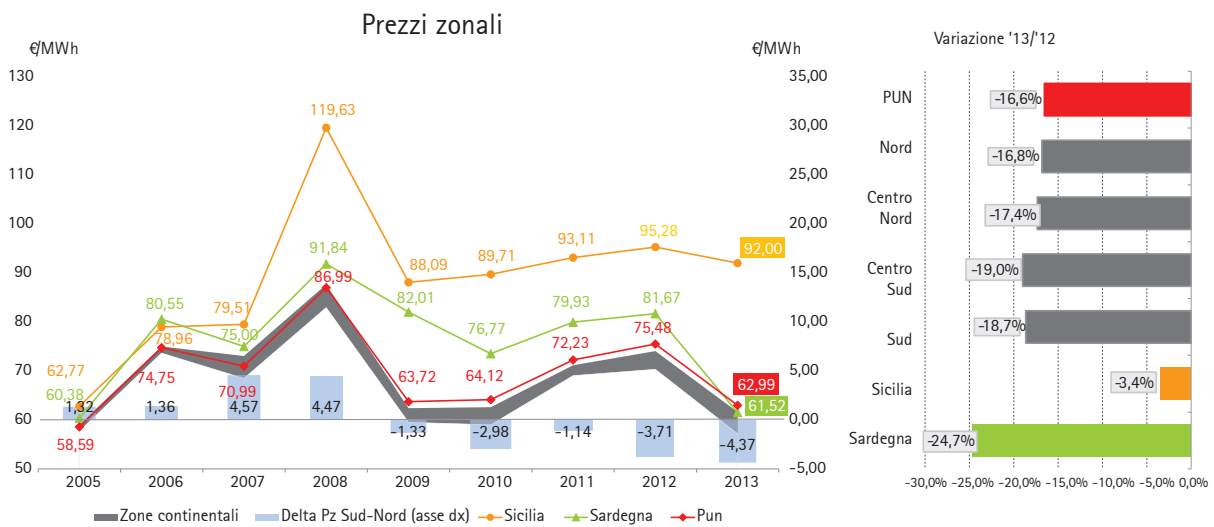
*Prezzi in flessione su tutte le zone ma aumentano le difformità tra zone continentali*

In particolare, una espansione dell'offerta rinnovabile relativamente più rapida al meridione, in virtù soprattutto di fattori climatici, ha contribuito ad ampliare il delta prezzo tra le zone continentali, con lo scarto tra Sud e Nord che in valore assoluto si porta a ridosso dei massimi del 2007, quando però il segno risultava capovolto (scarto Sud-Nord: -4,4 €/MWh, +18% su base annua). La discesa del più economico Sud - unica zona geografica con un export netto positivo (vendite 47,5 TWh; acquisti 25,7 TWh) - supera difatti di circa 2 punti percentuali quella del Nord, che al pari del 2012 registra la quotazione più elevata della penisola (61,58 €/MWh). A fronte di questo dato medio annuo, l'impatto della generazione rinnovabile emerge con ancora più forza guardando all'entità del differenziale registrato dai prezzi zionali a livello orario. Il divario tra Nord e Sud raggiunge infatti valori pari o addirittura superiori ai 10 €/MWh nelle ore più calde della giornata (ore 10-16), quando al mezzogiorno l'offerta eolica e solare arriva ad assorbire circa il 70% della domanda locale, contro il 14% del Nord (Fig. 2.2.6, Tab. 2.2.3).

*Si allarga lo spread tra Sud e Nord*

Prezzi zionali medi annui sul MGP

Fig. 2.2.6



Volumi zionali sul MGP - Anno 2013

Tab. 2.2.3

TWh	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	156,5	(-0,9%)	118,2	(-1,7%)	239,8	(-5,3%)	160,2	(+0,7%)	121,6	(-8,6%)
Centro Nord	28,5	(-9,5%)	18,4	(-11,3%)	33,4	(-15,6%)	30,0	(-5,7%)	14,9	(-20,4%)
Centro Sud	44,3	(-6,8%)	30,3	(-3,8%)	77,6	(+0,1%)	45,2	(-5,2%)	47,3	(+2,8%)
Sud	25,7	(+3,0%)	47,5	(+0,6%)	82,5	(-1,1%)	26,2	(+4,6%)	35,0	(-3,3%)
Sicilia	19,3	(-3,1%)	18,1	(-4,4%)	33,0	(+3,4%)	19,6	(-1,7%)	14,9	(+15,0%)
Sardegna	10,9	(-13,9%)	10,2	(-20,4%)	15,9	(-14,0%)	11,0	(-13,4%)	5,8	(+0,1%)
Esterio	3,8	(+17,6%)	46,5	(+0,1%)	49,9	(+0,5%)	37,6	(+13,1%)	3,5	(+5,6%)
Italia	289,2	(-2,9%)	289,2	(-2,9%)	532,1	(-3,9%)	329,8	(+0,1%)	243,0	(-5,1%)

(Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente)

Oltre che nei livelli, discrepanze significative tra le zone si individuano sotto il profilo della volatilità dei prezzi zionali. In un contesto in cui la volatilità del Pun si fissa al 7,7%, registrando una lieve diminuzione

su base annua (-1,1 p.p.), sufficiente tuttavia a riportarla a ridosso dei minimi di sempre, le zone geografiche mostrano valori ed andamenti mai così eterogenei. La volatilità dei prezzi indica una tendenza fortemente crescente mano a mano che dal settentrione si scende verso le zone meridionali, passando dal 7,5% del Nord (-1,3 p.p.)<sup>39</sup> al 17% circa delle isole e del Sud, quest'ultimo in ripresa di 5,1 punti percentuali.

Anche in questo caso il fenomeno sembra rispecchiare gli effetti che la presenza del rinnovabile nel mezzogiorno ha prodotto in termini di variabilità dell'offerta, per sua natura più soggetta a variazioni repentine rispetto alla generazione a fonte fossile, trasferendo tale variabilità anche sulle quotazioni. Effetti connessi alla trasformazione del parco elettrico italiano emergono altresì guardando all'evoluzione del rapporto tra quotazioni di picco e fuori picco, con le zone del sud Italia che registrano valori in calo e relativamente più vicini all'unità, in ragione dell'intenso impatto ribassista che la produzione fotovoltaica esercita sui prezzi diurni (Fig. 2.2.7, Fig. 2.2.8).

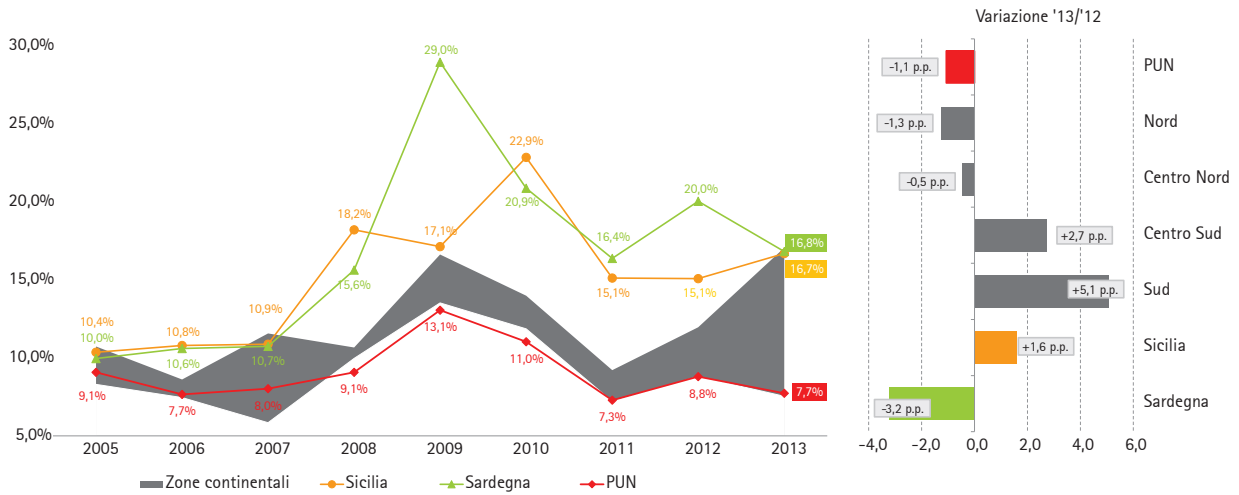
*Si accentuano le dinamiche locali in termini di volatilità, profilo orario e minimi dei prezzi*

<sup>39</sup> La volatilità dei prezzi, come lecito attendersi, risulta simile a quella del Pun in ragione del maggior peso che tale zona ricopre rispetto alle altre in termini di fabbisogno.

Proprio tale impatto ribassista della produzione rinnovabile ha favorito sempre più frequentemente l'azzeramento dei prezzi orari, fenomeno questo che nel 2013 si è fortemente intensificato rispetto al passato, colpendo in maniera prevalente il Sud e la Sicilia ma interessando in un paio di casi anche tutte le zone simultaneamente, quando il Pun, per la prima volta dalla creazione del MGP, si è attestato a 0 €/MWh (Fig. 2.2.7, Fig. 2.2.8, Tab. 2.2.4).

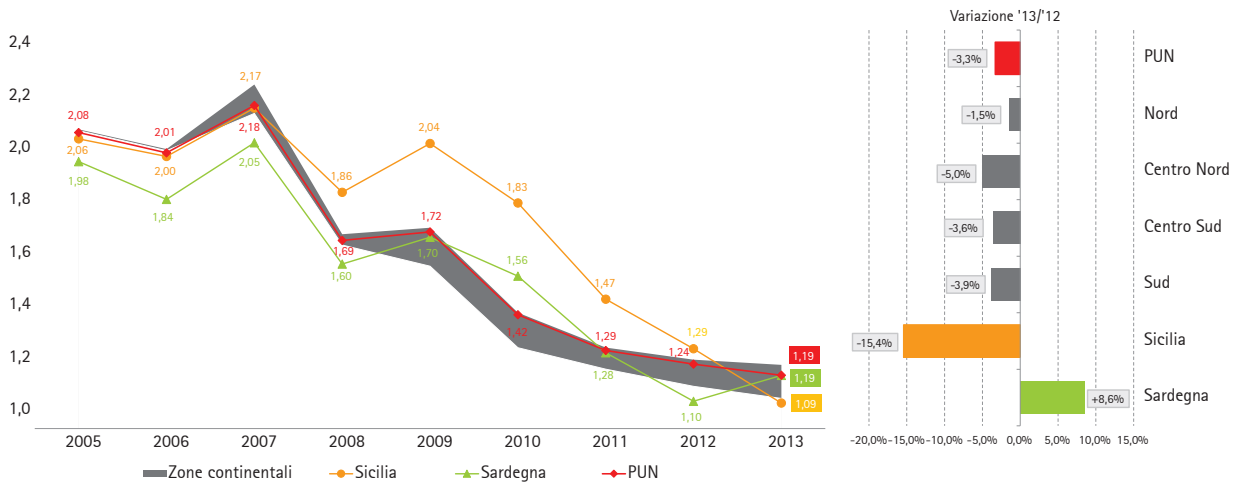
Volatilità dei prezzi

Fig. 2.2.7



Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative

Fig. 2.2.8



## Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni\notturni sul MGP

Tab. 2.2.4

Anno	Prezzi a Zero (€/MWh)	Pun	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sardegna	Sicilia
2012	N° ore con prezzi a zero	0	0	0	0	8	69	34
	N° sessioni con almeno un'ora con prezzi a zero	0	0	0	0	3	16	13
	N° giorni inversione prezzi diurni\notturni	76	75	76	77	128	133	29
2013	N° ore con prezzi a zero	2	4	20	48	89	48	91
	N° sessioni con almeno un'ora con prezzi a zero	1	2	9	15	24	15	28
	N° giorni inversione prezzi diurni\notturni	86	74	106	106	141	115	113

Rispetto alle dinamiche dei prezzi isolani, il 2013 si caratterizza anche per il definitivo allineamento della Sardegna ai più bassi valori espressi dal continente; l'isola sarda sembra aver infatti risolto quelle spo-

## La specificità delle dinamiche isolate

radiche ore di criticità connesse a scarsità d'offerta e ridotta capacità sui transiti nelle quali, sino agli ultimi anni, si concentrava quasi integralmente tutto il differenziale di prezzo annuo con il Pun. Fenomeni sostanzialmente immutati si rilevano viceversa in Sicilia, il cui prezzo (92 €/MWh) segna un lieve calo (-3,4%) che la allontana ancora

di più dai livelli espressi dalle quotazioni sul resto del sistema (delta Pun attorno ai 29 €/MWh). Questa flessione interessa prevalentemente le ore di picco, quando sotto la spinta dell'offerta rinnovabile il prezzo scende sui 98 €/MWh (-11,7% sul 2012), risultando su base mensile frenato ad ottobre, unico periodo in cui l'isola segna un rincaro tendenziale piuttosto consistente (102 €/MWh, +6%), per effetto della prolungata inibizione della capacità di interconnessione con il continente. Oltre a queste circostanze straordinarie, alla stregua degli anni scorsi, il delta prezzo della Sicilia risulta connesso a fenomeni strutturali, risultando peraltro piuttosto diffuso sotto il profilo temporale. L'isola si separa infatti in import dal continente nel 85% delle ore, segnando in tali casi un differenziale medio di 35,4 €/MWh, che tocca 80,1 €/MWh nelle ore in cui, all'indisponibilità della capacità di interconnessione con il continente, si affianca una condizione di scarsità d'offerta (2% delle ore) (Fig. 2.2.5).

## Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia

Tab. 2.2.5

	Capacità sul transito ROSN-SICI		Offerta rifiutata		Totale
			Alta	Bassa	
Ore in cui la Sicilia è separata in import	Inibito	Frequenza (%)	1%	2%	3%
		Delta Pun (€/MWh)	45,2	80,1	65,3
	Disponibile	Frequenza (%)	52%	30%	82%
		Delta Pun (€/MWh)	26,2	48,4	34,2
	Qualsiasi	Frequenza (%)	54%	32%	85%
		Delta Pun (€/MWh)	26,7	50,4	35,4
Ore in cui la Sicilia è unita o separata in export	Qualsiasi	Frequenza (%)	14%	1%	15%
		Delta Pun (€/MWh)	-9,2	4,7	-8,5
Totale	Totale	Frequenza (%)	68%	32%	100%
		Delta Pun (€/MWh)	19,3	49,3	29,0

La contrazione dei consumi elettrici, unita al rafforzamento dell'offerta proveniente da fonti a costo variabile nullo, ha favorito una lieve riduzione della concentrazione e del potere di mercato, come espresso da un miglioramento di parte degli indicatori di competitività considerati. Tra questi la quota di vendite garantite in assenza di concorrenza (IORq), che confermando una tendenza osservata dalla partenza del mercato aggiorna il minimo storico, scende al 7,5% (-1,8 p.p. rispetto al 2012, -23,5 p.p. sul 2005). Tuttavia se al Nord lo IORq si conferma su valori pressoché nulli, in Sicilia è passato dal 20,6% dell'anno scorso al 11,2% del 2013, per effetto di riduzioni generalizzate in tutti i gruppi di ore. Miglioramenti si osservano anche nella concorrenza al margine, come segnalato dal valore dell'Indice di Operatore Marginale (IOM) del principale *price maker* Enel, crollato al 14% (-11,1 p.p.) in virtù di forti riduzioni diffuse su tutto il territorio nazionale e della corrispondente crescita del dato di E.On che fissa il prezzo su una quota di volumi pressoché equivalente a quella dell'ex monopolista (13%, +3 p.p.). Viceversa, si mantiene sostanzialmente stabile attorno ai massimi di sempre l'ITM del ciclo combinato, fissatosi al 60,8% (+1,1 p.p.). In questi ultimi due anni la frequente presenza al margine di tale tecnologia sembra rappresentare il risultato che l'espansione dell'offerta rinnovabile sta generando in termini di spostamento verso destra della curva d'offerta aggregata del mercato, spingendo dapprima al margine i cicli combinati, e prospettando una progressiva uscita dal mercato degli stessi come conferma la contrazione della loro quota di mercato (32%, -6 p.p.). Ridotte variazioni anche per quanto riguarda il CR3 (49,6%, -0,2 p.p.), nonché per quanto riguarda l'indice di Hirschmann-Herfindahl delle vendite (HHI) che si conferma sotto la prima soglia di concorrenzialità unicamente al Nord, mantenendosi su valori sempre superiori sulle altre zone, dove si osservano cali degni di nota unicamente al Centro Nord e in Sicilia (rispettivamente 400 e 90 punti circa) (Tab. 2.2.6).

*Concentrazione del mercato: calo delle vendite garantite e maggiore concorrenza al margine*

Prezzi a zero sul MGP - Anno 2013

Tab. 2.2.6

	Totale		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
HHI Offerte			1.918	(2.003) ▼	4.035	(4.112) ▼	5.192	(5.480) ▼	2.254	(2.502) ▼	3.052	(3.383) ▼	3.643	(3.327) ▲
HHI Vendite			1.285	(1.234) ▲	2.810	(3.209) ▼	3.452	(3.343) ▲	2.050	(2.054) ▼	3.205	(3.297) ▼	4.141	(3.674) ▲
CR3	49,6%	(49,8%) ▼	48,9%	(46,0%) ▲	78,8%	(83,3%) ▼	75,8%	(77,4%) ▼	68,1%	(63,8%) ▲	84,7%	(87,0%) ▼	95,9%	(98,6%) ▼
CR5	61,1%	(60,7%) ▲	64,4%	(64,2%) ▲	89,6%	(92,5%) ▼	83,4%	(86,5%) ▼	82,1%	(79,2%) ▲	93,9%	(95,1%) ▼	98,0%	(99,7%) ▼
IOR Quantità	7,5%	(9,3%) ▼	0,6%	(0,3%) ▲	25,1%	(20,8%) ▲	22,6%	(30,0%) ▼	4,1%	(6,1%) ▼	11,2%	(20,6%) ▼	21,3%	(19,9%) ▲
IOM 1° Oper	14,0%	(25,1%) ▼	6,6%	(19,8%) ▼	10,5%	(21,0%) ▼	14,9%	(22,5%) ▼	16,6%	(25,9%) ▼	72,2%	(81,6%) ▼	18,2%	(26,3%) ▼
ITM Cegt	60,8%	(59,7%) ▲	61,9%	(61,3%) ▲	58,5%	(59,1%) ▼	60,0%	(59,6%) ▲	58,9%	(56,6%) ▲	82,6%	(79,7%) ▲	56,0%	(52,2%) ▲

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Al terzo anno di piena operatività, il *market coupling* attivo sui mercati elettrici *day-ahead* di Italia e Slovenia si conferma un'esperienza di successo, sia per la bontà delle prestazioni prodotte, sia per la realizzazione concreta delle opportunità commerciali connesse al suo efficiente funzionamento. Pur non determinando impatti sostanziali sugli esiti di prezzo e sui volumi circolanti sul mercato italiano in ragione della ridotta portata dell'interconnessione italo-slovena, i risultati forniti, oltre a testimoniare la buona riuscita del progetto, appaiono incoraggianti in vista della ormai prossima estensione a tutta la nostra frontiera settentrionale della medesima modalità di assegnazione della capacità di interconnessione<sup>40</sup>. Tra i fattori di successo legati alla garanzia di una corretta allocazione dell'energia transitata lungo il confine si segnala, in primo luogo, il forte au-

*Il market coupling con la Slovenia*

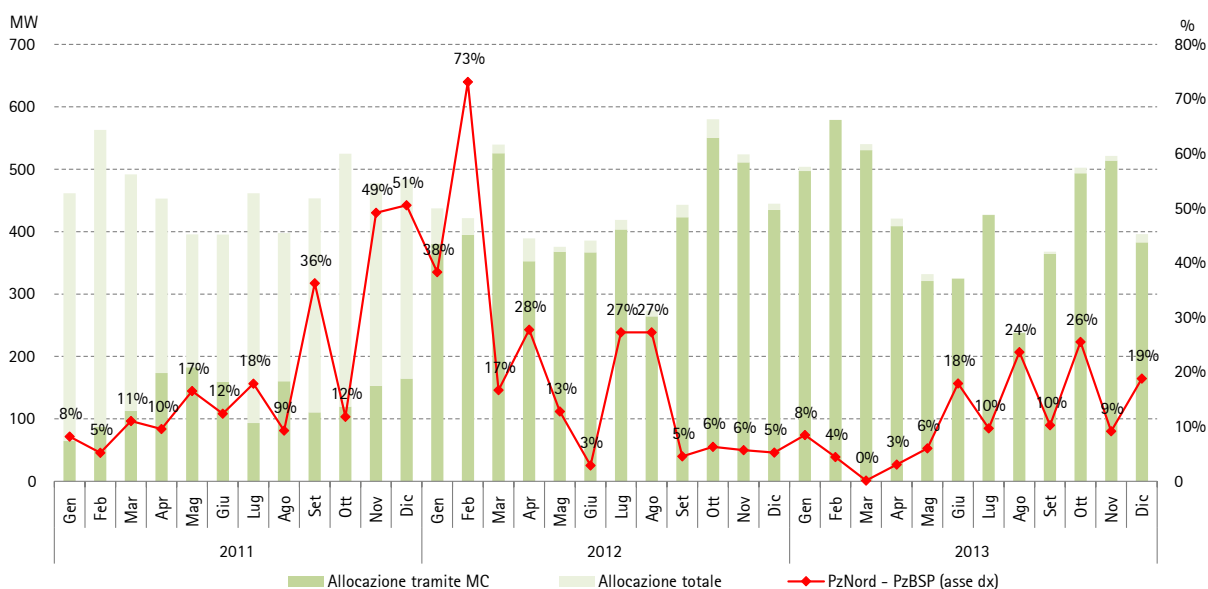
40 Per approfondimenti si rimanda al Capitolo 3 della Sezione 1.



mento della capacità media allocata tramite asta implicita, salita nel triennio da 132 MW del 2011 a 423 MW nel 2013 (dal 28% al 98% del totale allocato)<sup>41</sup>. In secondo luogo, l'avvio del *coupling* ha impresso una netta accelerazione alla crescita della liquidità registrata sulla borsa slovena, il cui volume totale scambiato nel 2013 ha toccato 5,8 TWh (poco sopra 1,5 TWh nel 2011), consentendo peraltro l'instaurarsi di un processo virtuoso che ha attirato sul mercato anche nuova domanda locale (2,1 TWh)<sup>42</sup>. Infine, relativamente ai prezzi, il *coupling*, pur non potendo annullare il differenziale strutturale esistente tra le quotazioni espresse dalle due borse limitrofe, ne ha in generale favorito la convergenza in un numero di ore non più trascurabile (12% nel 2013), creando quindi opportunità di *trading* favorevoli anche quando il loro spread appare difficilmente prevedibile<sup>43</sup> (Fig. 2.2.9).

Fig. 2.2.9

Allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena e quota delle ore a differenziale nullo



## 2.2 Il mercato infragiornaliero (MI)

Anche nel 2013 le quattro sessioni di MI hanno confermato il loro tradizionale ancoraggio alle quotazioni di MGP, seppur a fronte di una più marcata volatilità. Al contempo è proseguita la crescita della liquidità sulle sessioni prossime alla consegna, pure a fronte di una decisa contrazione degli scambi sulla sessione tradizionalmente più liquida di MI1, con evidenti miglioramenti anche nella concorrenzialità della struttura d'offerta.

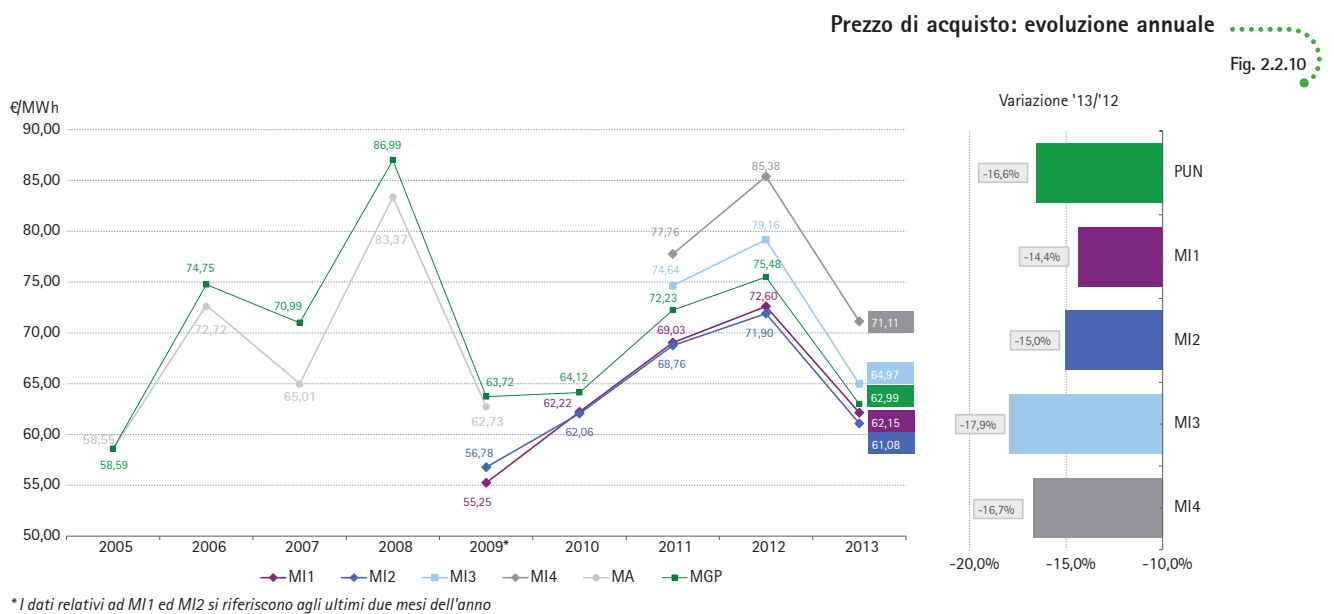
41 Lo *switching* dalle aste esplicite periodiche all'asta implicita giornaliera, quale modalità predominante di compravendita della capacità di importazione disponibile tra le due frontiere, appare legata al massiccio impiego delle clausole *Use It Or Sell It* (UIOSI), mediante le quali gli operatori di mercato hanno la possibilità di rivendere al TSO la capacità di import acquistata a termine attraverso le aste annuali e mensili e ricomprarla sullo spot mediante offerte di vendita sul mercato del giorno prima sloveno.

42 Il dato si ottiene come differenza tra il volume totale scambiato sulla borsa slovena BSP (4,4 TWh) e il volume allocato in import attraverso il *market coupling* (3,7 TWh).

43 Una prima approssimazione è rappresentata dal numero di ore in cui il differenziale tra i due prezzi è risultato pari a 0 €/MWh. Questo fenomeno è andato crescendo fino al 2012 (20,5% delle ore). Nel 2013, a fronte di una lieve riduzione, la frequenza di annullamento del differenziale si è comunque attestata su livelli piuttosto elevati (12% delle ore). Tale opportunità non risulta sempre supportata dal meccanismo di asta esplicita, come dimostra la presenza di ore ancora nel 2013 in cui i flussi da esso determinati hanno seguito una direzione antieconomica (30 ore).

Anche nel 2013, la dinamica dei prezzi del Mercato Infragiornaliero appare correlata a quella del prezzo di acquisto su MGP (PUN), così come lo era stata, in passato, quella del prezzo del Mercato di Aggiustamento (Fig 2.2.10). In particolare i prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero, dopo i rialzi che hanno caratterizzato i primi anni di attività, nel 2013 registrano una netta battuta d'arresto - con flessioni comprese tra il 14% e il 18% - attestandosi ai minimi storici. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 61,08 €/MWh di MI2 e 71,11 €/MWh di MI4. Merita rilevare come i prezzi più elevati di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno (le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo), caratterizzate su MGP dal maggior contributo delle fonti termiche e quindi da prezzi più elevati (Fig 2.2.10). Inoltre, come negli anni precedenti, i prezzi nelle quattro sessioni del mercato infragiornaliero risultano costantemente inferiori rispetto al PUN calcolato nelle stesse ore; in particolare, nel 2013, il fenomeno appare sempre più evidente nelle sessioni più prossime alla consegna fisica dell'energia: si passa infatti dal -1% del prezzo di MI1 al -6% di quello di MI4. Un dato, questo, che appare coerente con la generale propensione al ribasso attesa in un mercato lungo.

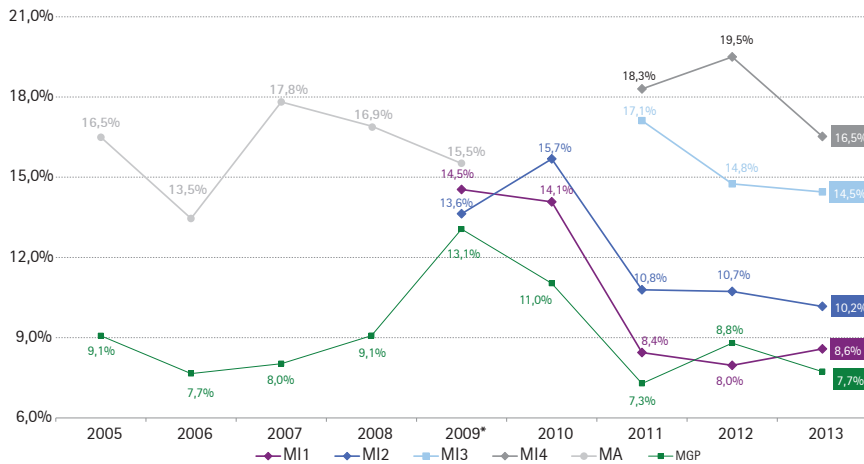
Prezzi di acquisto ai minimi storici e volatilità in generale flessione



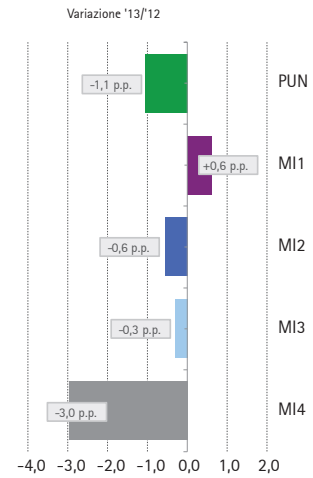
Risultati sostanzialmente analoghi si hanno anche con riferimento alla volatilità dei prezzi di MI, che nel 2013 si è ridotta in tutte le sessioni, ad eccezione di MI1 (+0,6 punti percentuali), risultando sempre più alta di quella del PUN (Fig 2.2.11), anche quando, relativamente ad MI3 e MI4, ricalcolata nelle stesse ore.

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



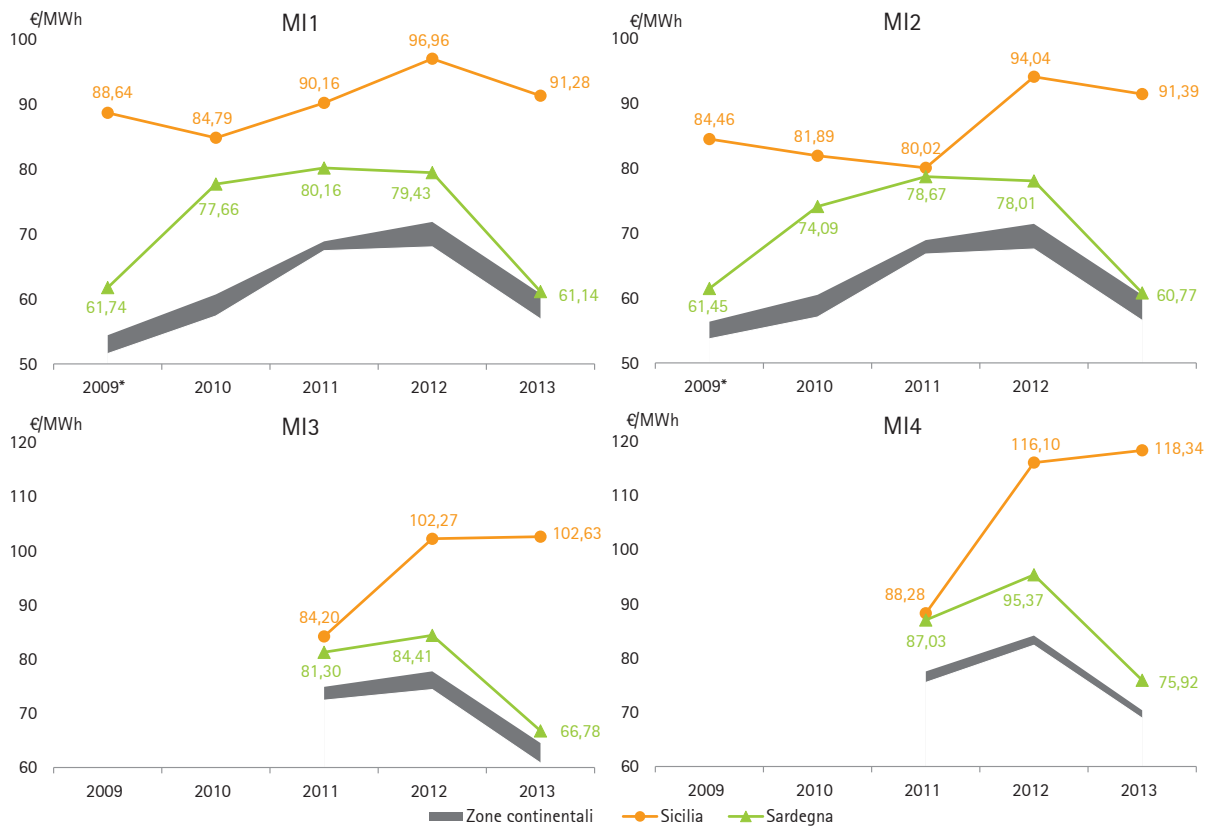
L'analisi suddetta è stata condotta con riferimento ad un indicatore sintetico di valore medio nazionale dei prezzi di MI confrontabile con il PUN di MGP. Il risultato tuttavia non cambia guardando i prezzi zonal

*Prezzi zonal: la Sardegna riduce il gap con le zone continentali, la Sicilia lo incrementa*

ali delle quattro sessioni di MI che, anche nel 2013, confermano la netta correlazione, sia nella dinamica che nei livelli, con i corrispondenti prezzi zonal di MGP. Ciò è particolarmente evidente nel caso delle isole. Da un lato la *Sardegna*, in un contesto di diffusa e netta riduzione dei prezzi, grazie a flessioni superiori al 20% in tutte e quattro le sessioni, ha sensibilmente ridotto (quando non annullato, come nel caso di MI1 ed MI2) il gap con i prezzi delle zone continentali - storicamente convergenti in una fascia piuttosto ristretta - beneficiando come su MGP dell'entrata a regime del nuovo cavo SAPEI tra *Sardegna* e *Centro Sud*. Discorso opposto per la *Sicilia*, che nel 2013 ha ulteriormente incrementato il divario di prezzo con le altre zone, confermando il trend divergente che da anni prevale su MGP (Fig 2.2.12).

## Prezzi zionali nelle sessioni di MI

Fig. 2.2.12



\* Il dato è relativo agli ultimi due mesi dell'anno

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle quattro sessioni di MI, dopo un triennio (2010-2012) di costante crescita - al termine del quale hanno addirittura duplicato quelli mediamente scambiati nel precedente Mercato di Aggiustamento - nel 2013 registrano una riduzione del 7,1% portandosi a 23,3 milioni di MWh, livello che tuttavia risulta inferiore solo al massimo storico del 2012 (Fig 2.2.13).

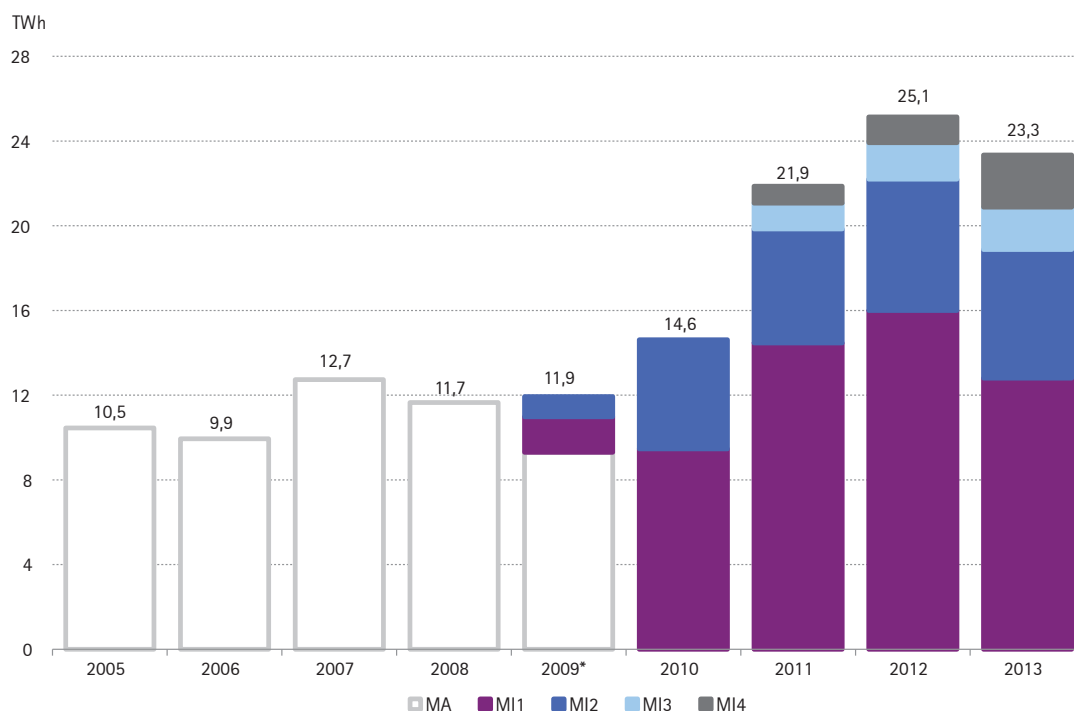
Volumi in flessione, concentrata su MI1...

La flessione dei volumi ha interessato principalmente MI1, dove gli scambi, pari a 12,8 milioni di MWh, si sono ridotti del 19,7%; più contenuta la riduzione dei volumi di MI2, pari a 6,1 milioni di MWh (-1,9%). In forte sviluppo invece MI4, che, con 2,5 milioni di MWh (+104,3%), raddoppia i volumi rispetto al 2012 e per la prima volta supera quelli di MI3, che pure salgono a 2,0 milioni di MWh (+16,6%).

Pertanto MI1, pur confermandosi la più importante delle quattro sessioni del mercato, perde oltre 12 punti percentuali sul totale scambiato in media oraria e scende al 42,3%; in lieve flessione MI2 al 20,0% (-1,2 p.p.). Salgono, invece, sia MI4, che nel 2013 rappresenta quasi un quarto del totale dei volumi in media oraria (contro poco più del 12% del 2012), che MI3 al 13,2% (Fig 2.2.13).

## Volumi scambiati

Fig. 2.2.13



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

A livello zonale, la flessione degli scambi ha interessato esclusivamente il *Nord*, sia lato vendite (-29,3%) che lato acquisti (-25,9%), ed il *Centro Nord*, solo lato acquisti (-18,4%). Il peso della zona *Nord* - attorno al 61% per le vendite e al 57% per gli acquisti nei precedenti due anni, e comunque storicamente superiore al 50% su entrambi i lati - si è, dunque, sensibilmente ridotto portandosi intorno al 46% sia in termini di energia venduta che acquistata. Tra le altre zone in evidenza il *Sud* lato vendite, il cui peso è progressivamente cresciuto nel tempo arrivando al 23% nel 2013 (era poco più del 10% nel 2010) e l'estero su entrambi i lati (dallo 0,2% del 2010 al 4,9% del 2013 lato vendite e dall'1,6% al 5,8% lato acquisti) (Tab 2.2.7).

...e al Nord

## Volumi zionali

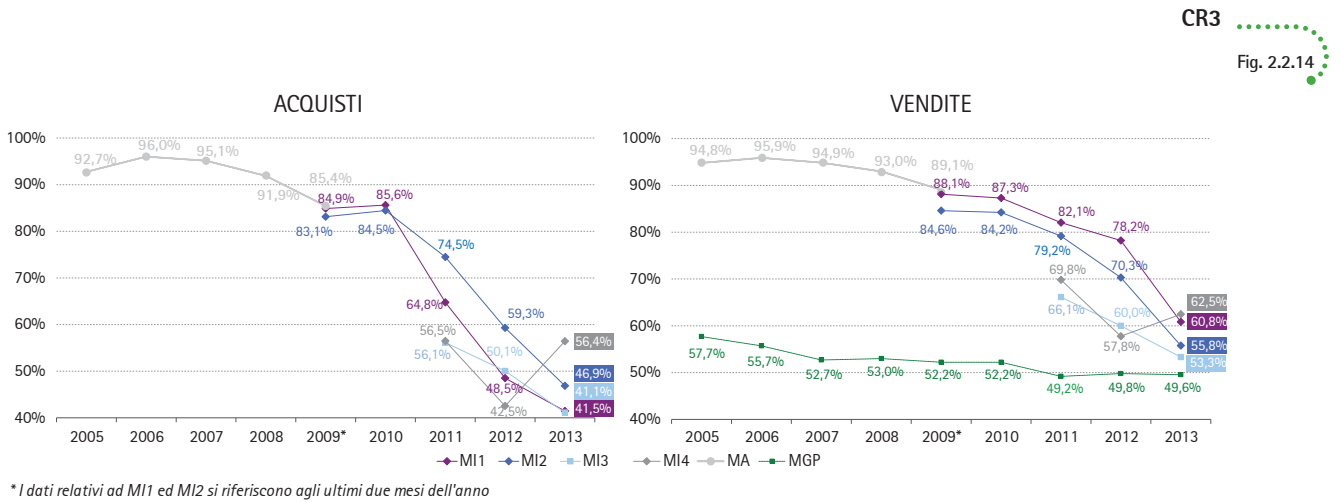
Tab. 2.2.7

MWh	2009		2010		2011		2012		2013	
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	6,7	6,4	8,4	7,5	13,2	12,4	15,4	14,4	10,9	10,7
Centro Nord	1,0	0,9	1,1	1,0	1,3	1,3	0,7	1,6	0,9	1,3
Centro Sud	1,9	1,2	1,6	1,5	1,8	2,1	2,6	2,6	3,1	3,0
Sud	1,0	2,1	1,5	2,8	3,0	3,9	3,9	3,7	5,3	4,6
Sicilia	0,8	0,7	1,4	1,0	1,8	1,0	1,5	1,3	1,6	1,4
Sardegna	0,6	0,5	0,6	0,7	0,5	0,6	0,3	0,5	0,4	0,9
<b>Italia</b>	<b>11,9</b>	<b>11,8</b>	<b>14,6</b>	<b>14,4</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>
Estero	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2	0,6	0,7	0,9	1,2	1,3
<b>Totale</b>	<b>11,9</b>	<b>11,9</b>	<b>14,6</b>	<b>14,6</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>

()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

Prosegue, anche nel 2013, il netto miglioramento della concorrenzialità del mercato in tutte le sessioni, con l'unica eccezione di MI4 dove la quota percentuale dei primi tre operatori (CR3) cresce sia lato vendite che lato acquisti per effetto, in particolare, dell'intensificarsi dell'attività di un operatore, che in un anno ha quasi triplicato la propria quota di mercato. Il confronto con la concentrazione delle vendite su MGP, pressoché stabile nell'ultimo triennio, mostra dunque una progressiva convergenza, ad eccezione, come detto, di MI4 (Fig 2.2.14).

*Generale miglioramento della concorrenzialità, ad eccezione di MI4*



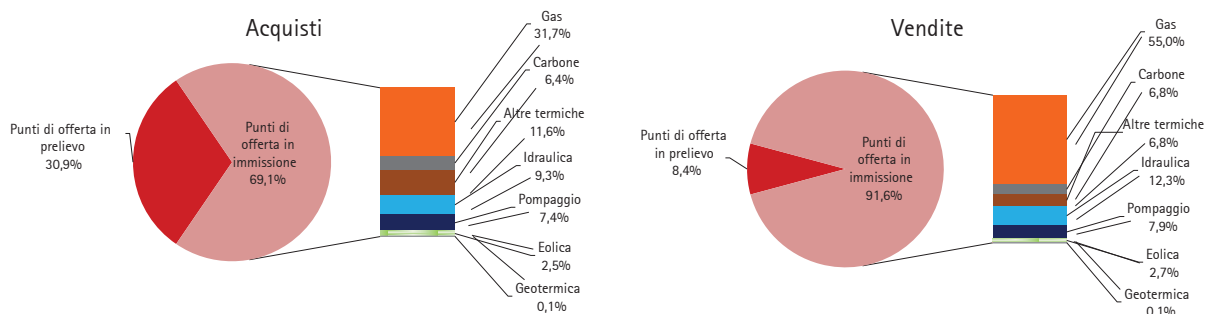
CR3  
Fig. 2.2.14

Nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero, anche nel 2013, hanno prevalentemente operato i titolari di punti in immissione con la finalità di modificare i programmi di produzione definiti in esito all'MGP. Tuttavia, gli acquisti dei titolari di punti in prelievo (grossisti), pari a 6,8 milioni di MWh, seppur in lieve flessione rispetto al 2012 (-0,6%), rappresentano il 30,9% del totale acquistato (+2,6 punti percentuali) (Fig 2.2.15 e Fig 2.2.16). Sul fronte delle vendite, invece, benché prevalgano largamente i titolari di punti in immissione (produttori e importatori) con il 91,6% del totale venduto, nel 2013 le vendite dei grossisti segnano un deciso incremento, attestandosi a 1,9 milioni di MWh (+154,3%) (Fig 2.2.15 e Fig 2.2.16).

*Anche nel 2013 incremento della produzione a valle di MI*

Acquisti e vendite per tipologia di impianto. Anno 2013

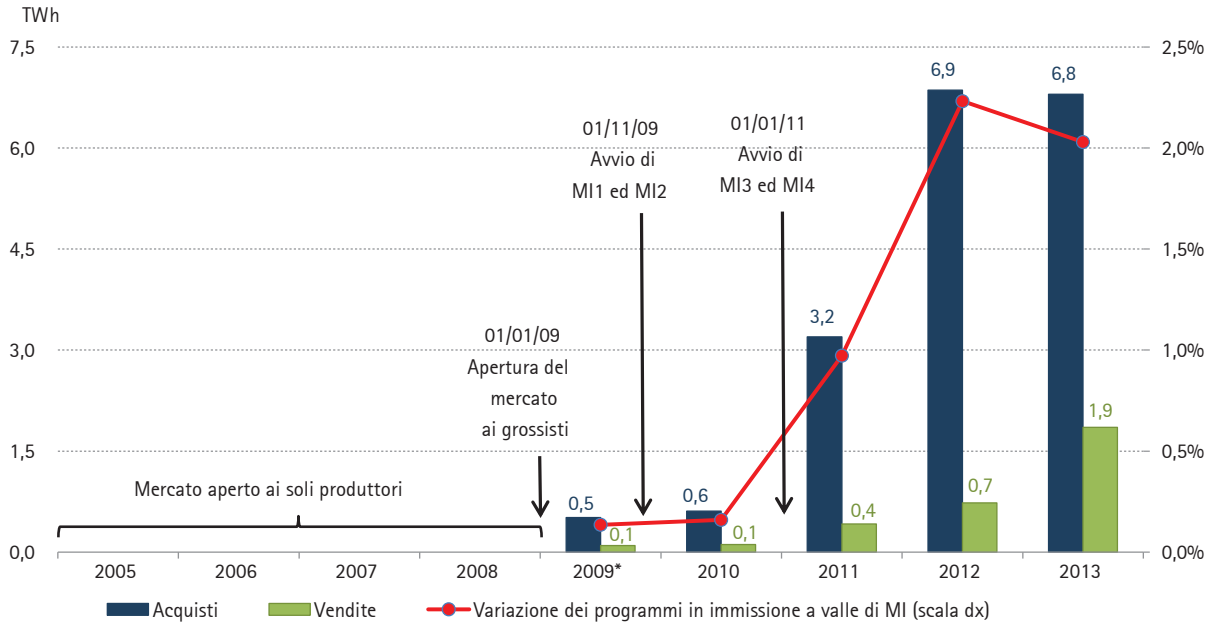
Fig. 2.2.15



L'attività degli operatori nelle quattro sessioni di MI ha determinato un aumento del 2,0% dei programmi in immissione in esito a MGP, riconducibile all'accresciuta attività dei grossisti conseguita all'avvio delle ultime due sessioni di MI (MI3 ed MI4) nel 2011 (Fig. 2.2.16).

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

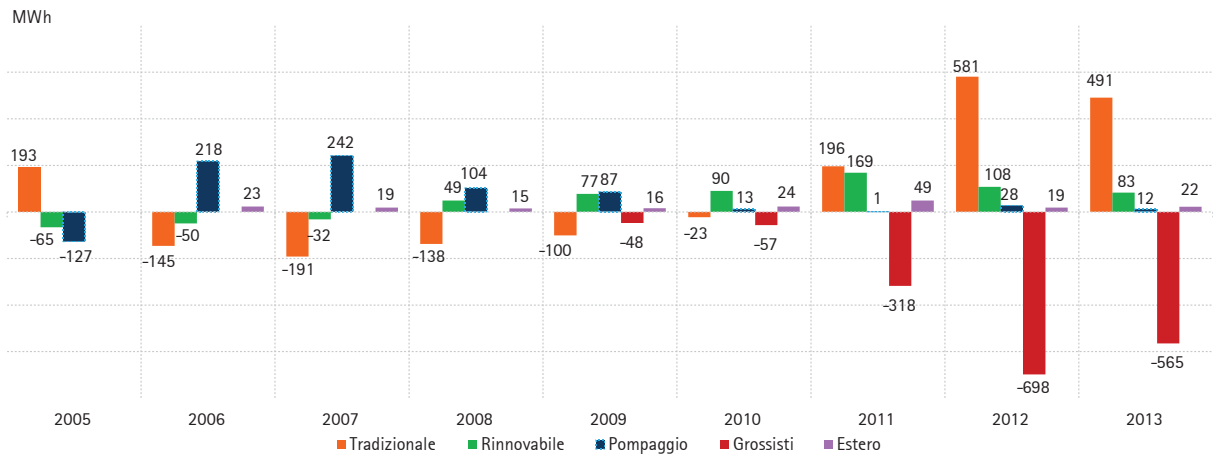
Fig. 2.2.16



Come nei due anni precedenti, anche nel 2013, gli scambi di energia elettrica su MI hanno determinato principalmente un incremento delle vendite da impianti a fonte termoelettrica tradizionale (+491 MWh medi orari nel 2013); più contenuti gli aumenti degli impianti a fonte rinnovabile (+83 MWh medi) ed a pompaggio MWh (+12 MWh medi) (Fig 2.2.17).

**Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria**

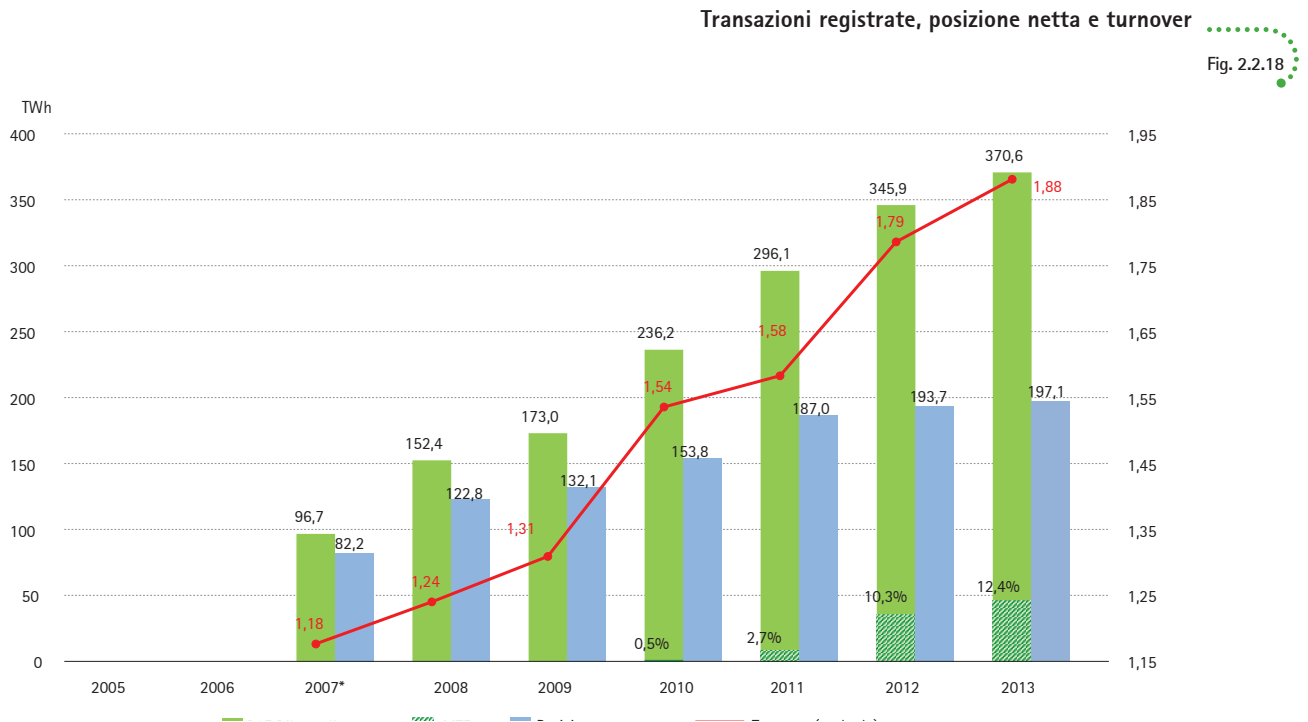
Fig. 2.2.17



## 2.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE)

Nella piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2013, sono state complessivamente pari a 370,6 milioni di MWh, con un aumento del 7,4% rispetto all'anno precedente. Benché i ritmi di crescita abbiano evidenziato un progressivo rallentamento negli ultimi anni (+36,5% nel 2010, +25,3% nel 2011 e +16,5% nel 2012), si conferma la costante ascesa delle transazioni registrate sulla piattaforma, che ogni anno, dall'avvio del 2007, hanno segnato un nuovo record storico (Fig 2.2.18).

*Nuovo record per i volumi, seppur con tassi di crescita in calo*



Nel 2013 le transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'energia Elettrica a Termine (MTE) hanno segnato un nuovo massimo storico a 45,9 milioni di MWh (+29,0% rispetto all'anno precedente), pari al 12,4% del totale registrato (10,3% nel 2012). Come nei due anni precedenti, anche nel 2013 non è stata registrata alcuna transazione derivante dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE). Il rimanente 87,6% delle transazioni registrate è stato originato da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali), pari a 324,7 milioni di MWh (+4,9% sul 2012). Tra questi, i contratti *non standard*, attestatisi a 213,5 milioni di MWh sono stati, anche nel 2013, i più utilizzati dagli operatori (57,6% del totale), ed hanno evidenziato un maggiore dinamismo (+7,6%). Tra i contratti *standard*, pressoché stabili (+0,1%), si segnala l'aumento dei soli *baseload* (+5,5%).

Anche la posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate, prolungando la lunga serie positiva, ha determinato un nuovo record storico che si attesta a 197,1 milioni di MWh (+2,0% sul 2012).

Pertanto il *turnover*, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sale a quota 1,88, livello più alto di sempre (Fig 2.2.18).



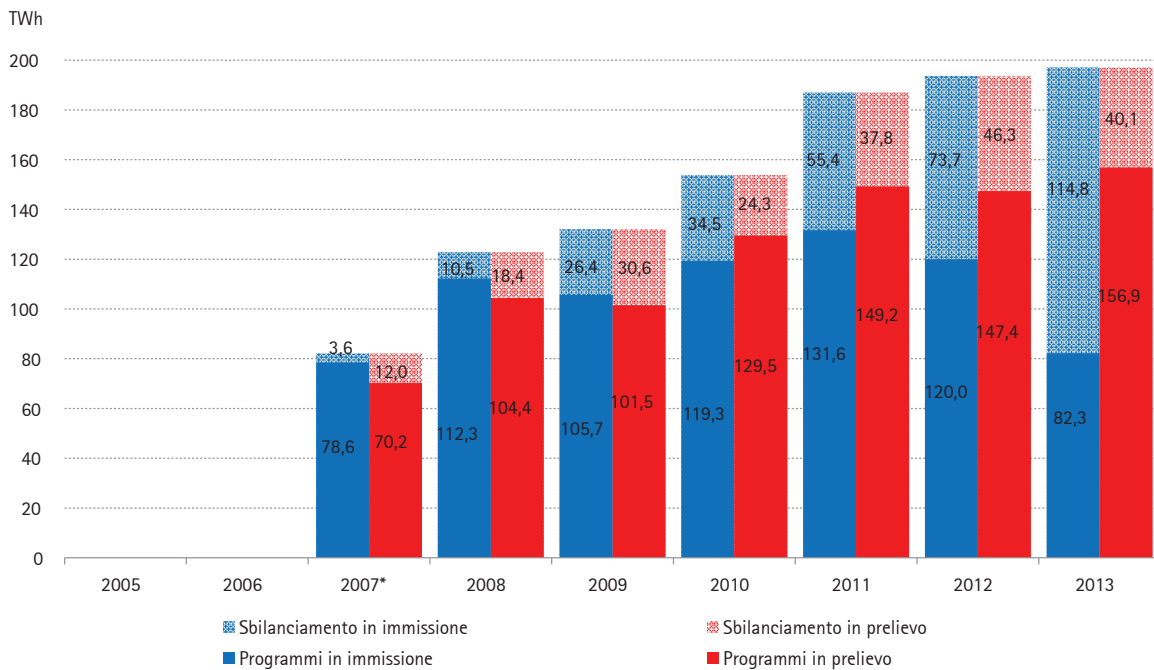
I programmi fisici registrati nei conti in immissione, al secondo consistente calo dal massimo del 2011, nel 2013 si sono attestati a 82,3 milioni di MWh (-31,3% sul 2012).

*Inarrestabile la crescita dello sbilanciamento lato immissione*

I programmi registrati nei conti in prelievo, invece, sono tornati a crescere, dopo la lieve flessione del 2012, segnando un massimo storico a quota 156,9 milioni di MWh (+6,8%).

Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma

Fig. 2.2.19



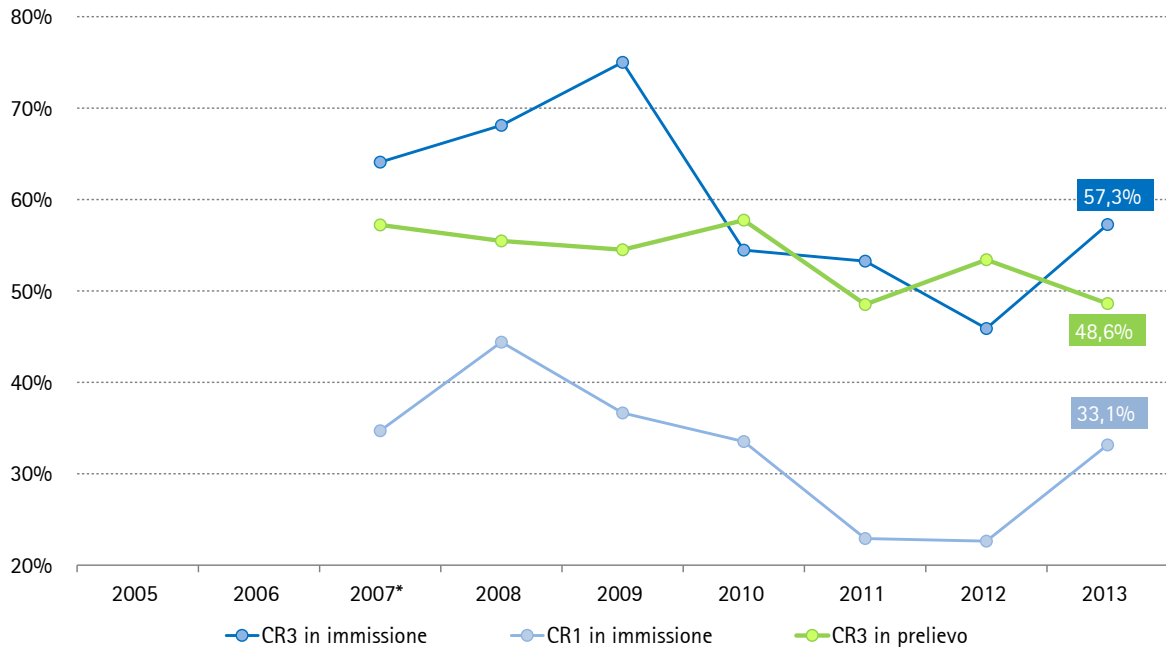
La contrapposta dinamica tra posizione netta, in aumento, e programmi registrati nei conti in immissione, in calo, deriva dal maggior utilizzo dello sbilanciamento a programma da parte degli operatori titolari di tali conti. Questo importante strumento di flessibilità, che nel 2013 ha segnato l'ennesimo record a quota 114,8 milioni di MWh (+56,2%) spingendo al rialzo i valori della liquidità su MGP, rappresenta una risposta efficiente degli operatori termoelettrici alla crisi di sovracapacità che da anni affligge il sistema ed in particolare identifica la ricerca di una ottimizzazione della programmazione del proprio parco produttivo nel breve termine a fronte di impegni bilaterali contratti nel medio-lungo termine (Fig 2.2.19).

Gli sbilanciamenti lato prelievo, pari a 40,1 milioni di MWh, si sono invece ridotti del 13,1%, ampliando ulteriormente il saldo tra programmi in immissioni ed in prelievo compensato dalle vendite del mercato organizzato.

Il maggior utilizzo degli sbilanciamenti a programma appare inoltre determinato soprattutto dal primo operatore, come mostra l'aumento di ben 10,5 p.p. registrato nel 2013 dalla sua quota sul totale degli sbilanciamenti (Fig. 2.2.20).

Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori

Fig. 2.2.20



\*Dati a partire da maggio 2007

## 2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE)

Nel 2013 si interrompe la crescita del mercato a termine italiano che ha contrassegnato l'ultimo quadriennio, con i volumi complessivamente negoziati che ripiegano sui 540 TWh, segnando una flessione su base annua che arriva a sfiorare i 50 TWh. A dispetto di tale forte diminuzione dell'energia scambiata a termine, il rapporto tra quest'ultima e il sottostante fisico si mantiene su valori ampiamente superiori all'unità (1,70 contro l'1,79 del 2012), a conferma di una tendenza cominciata nel 2010 che avvicina almeno parzialmente il mercato elettrico italiano ai mercati centro-europei, caratterizzati da *churn ratio* piuttosto elevati e da strategie di approvvigionamento degli operatori maggiormente orientate al lungo periodo. In termini di livelli, la riduzione ha interessato soprattutto i quantitativi negoziati *over the counter* (-40 TWh circa), che continuano comunque a costituire la quota preponderante dell'energia contrattata a termine, rappresentando il 93% dei volumi complessivi. Particolarmente consistente appare tuttavia anche la contrazione dell'energia scambiata direttamente sui mercati organizzati, pari a 7,8 TWh in valore assoluto, ma equivalente al -18% in termini relativi (Tab. 2.2.8).

## Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading

Tab. 2.2.8

TWh	2009	2010	2011	2012	2013
Mercato fisico (Terna)	320,3	330,5	334,6	328,2	317,1
Mercato spot (IPEX)*	225,0	214,1	202,2	203,8	230,2
Mercato a termine	265,9	401,7	545,1	588,8	540,6
IDEX	15,8	15,4	11,7	13,8	28,4
MTE Borsa	0,1	6,3	31,7	30,4	8,0
MTE OTC clearing	-	-	1,8	24,6	33,1
EEX OTC clearing	-	-	-	-	1,1
OTC**	250,0	380,0	500,0	520,0	470,0

Fonte: elaborazione su dati GME, Borsa Italiana e broker europei

\* include i volumi scambiati su MGP al netto dei bilaterali e sugli MI

\*\* stima basata su dati dei principali broker europei

In tale contesto anche il Mercato a Termine dell'Energia sembra contribuire a questa tendenza ribassista. L'energia transitata sulla piattaforma è scesa infatti a 41,1 TWh, registrando su base annua un calo pros-

simo ai 14 TWh che incorpora una riduzione dei volumi di borsa (8 TWh, -22 TWh), solo parzialmente attenuata dall'ulteriore crescita dell'energia proveniente da bilaterali registrati a fini di *clearing* (33,1 TWh, +8,5 TWh), arrivati a rappresentare l'81% del totale. A dispetto dell'espansione dei volumi OTC, questa flessione degli scambi di borsa sembra scontare, almeno in parte, lo spiazzamento indotto dalla decisa crescita dei volumi di IDEX, saliti attorno ai 28 TWh (+15 TWh circa).

Indicazioni ribassiste emergono guardando all'andamento dei contratti e del numero degli abbinamenti effettuati sul MTE senza tener conto delle registrazioni a fini di *clearing*: i primi sono diminuiti, passando da 8.882 MW del 2012 a 2.171 dell'anno appena concluso, mentre i secondi sono scesi a 342 unità, contro le 953 dell'anno precedente (Fig. 2.2.21, Tab. 2.2.9).

Rispetto a questo trend calante dei volumi di mercato, segnali di una possibile inversione emergono dai dati relativi al primo trimestre del 2014. I volumi contrattati, infatti, pur confermandosi inferiori a quelli

scambiati nell'omologo periodo del 2013 (17 TWh, -44%), crescono rispetto all'ultimo semestre del 2013 in virtù di un contemporaneo recupero delle quantità negoziate sui book (3,1 TWh, +14%) e dell'OTC *clearing* (14 TWh, l'ultima registrazione del 2013 risale a giugno), concentrato prevalentemente sul prodotto annuale baseload (87% del totale scambiato), di nuovo in aumento dopo la frenata del 2013.

Un ulteriore elemento di novità emerso nel primo trimestre del 2014 è rappresentato dalla diminuzione della concentrazione del mercato, sia sul lato degli acquisti, dove le quote del primo operatore scendono dall'83% al 49%, sia sul lato delle vendite, dove l'analogo calo va dall'80% al 56%<sup>44</sup>.

Con riferimento alla distribuzione degli scambi per prodotto, nel 2013 si osserva un apprezzamento crescente da parte degli operatori per i prodotti *peakload*, il cui numero degli abbinamenti effettuati è salito

per la prima volta dal 2011 su livelli superiori a quelli dei *baseload* (206 vs 136). Anche la dinamica del numero dei contratti conclusi suggerisce un recupero dei prodotti di picco, che pur attestandosi su valori sensibilmente inferiori<sup>45</sup> ai *baseload* evidenziano una ripresa (1.492 MW, +428 MW) a cui si contrappone il crollo di questi ultimi (4.604 MW, -7.029 MW).

In merito alla tipologia di prodotti scambiati per durata di *delivery* si segnala un trasferimento della liquidità verso i prodotti annuali (90% sul totale), segnando in tal senso un passo indietro rispetto al 2012,

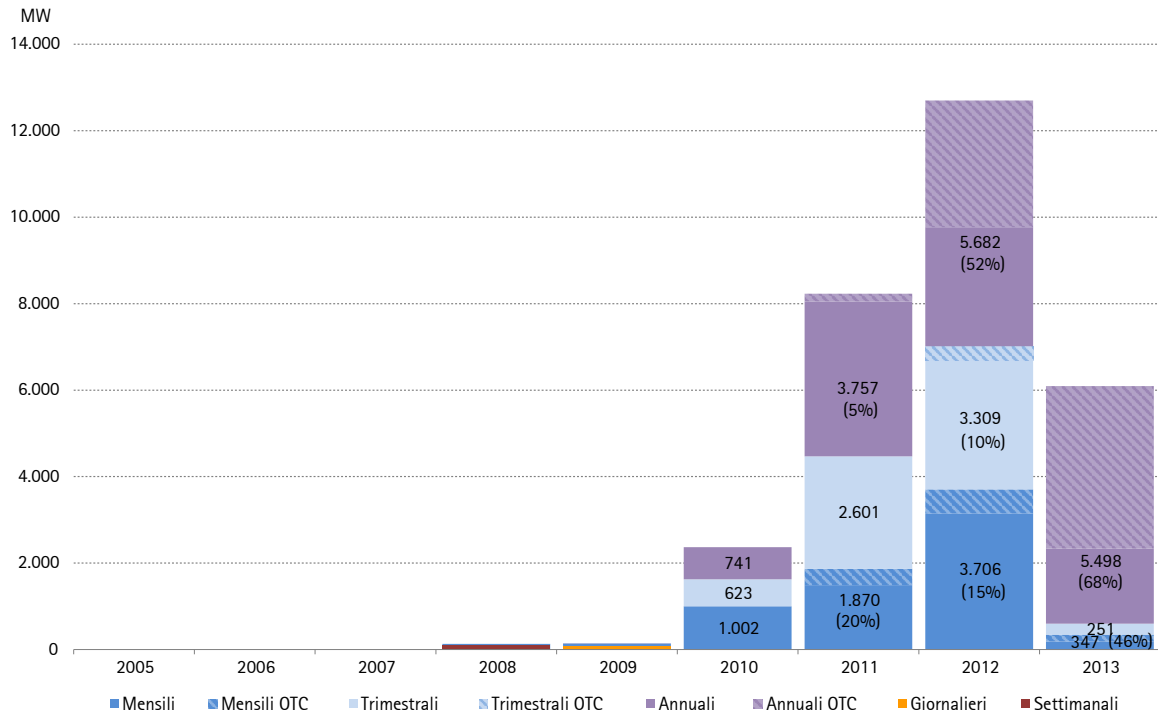
44 I dati fanno riferimento rispettivamente al periodo luglio-dicembre del 2013 e gennaio-marzo del 2014.

45 Ciò in ragione del fatto che le registrazioni OTC hanno interessato esclusivamente i prodotti con profilo *baseload*.

anno nel quale i prodotti con *delivery* più breve, con particolare riferimento ai mensili con consegna al M+1, avevano sperimentato un'impennata nelle transazioni (Fig. 2.2.21, Tab. 2.2.9, Tab. 2.2.10).

Volumi a termine scambiati per anno di trading

Fig. 2.2.21

Volumi a termine scambiati per anno di trading<sup>46</sup>

Tab. 2.2.9

	2010	2011	2012	2013	Δ % 2013/2012
<b>Contratti (MW)</b>					
Totale	2.366	8.228	12.697	6.096	-52%
<i>Baseload</i>	1.146	6.018	11.633	4.604	-60%
<i>Peakload</i>	1.220	2.210	1.064	1.492	40%
<b>Volumi (TWh)</b>					
Totale	6,3	33,4	55,0	41,1	-25%
<i>Baseload</i>	5,0	29,8	52,3	36,7	-30%
<i>Peakload</i>	1,3	3,7	2,7	4,4	63%
<b>Numero Abbinamenti</b>					
Totale	360	665	953	342	-64%
<i>Baseload</i>	177	478	884	136	-85%
<i>Peakload</i>	183	187	69	206	199%
<b>Quota volumi OTC</b>					
Totale	-	5,3%	44,8%	80,5%	+ 35,8 p.p.
<i>Baseload</i>	-	5,9%	44,7%	90,1%	+ 45,4 p.p.
<i>Peakload</i>	-	0,7%	45,6%	-	-

46 Vedi nota 45.

## Liquidità degli scambi su MTE per durata e distanza di delivery

Tab. 2.2.10

Anno 2013	Mensili				Trimestrali				Annuale			
	Anticipo	M + 3	M + 2	M + 1	Totale	Q + 4	Q + 3	Q + 2	Q + 1	Totale	Y + 1	Totale
Contratti (MW)		0,2%	2,1%	3,4%	5,7%	0,1%	0,7%	2,0%	1,3%	4,1%	90,2%	100,0%
Volumi (TWh)		0,0%	0,2%	0,3%	0,6%	0,0%	0,2%	0,5%	0,3%	1,0%	98,4%	100,0%
Numero abbinamenti		-	1,8%	9,4%	11,1%	0,3%	2,6%	7,3%	4,7%	14,9%	74,0%	100,0%
Quota contratti OTC		100,0%	76,9%	27,5%	49,7%	-	-	-	-	-	81,6%	80,5%

Anno 2012	Mensili				Trimestrali				Annuale			
	Anticipo	M + 3	M + 2	M + 1	Totale	Q + 4	Q + 3	Q + 2	Q + 1	Totale	Y + 1	Totale
Contratti (MW)		5,4%	5,4%	18,4%	29,2%	2,9%	3,5%	8,4%	11,2%	26,1%	44,8%	100,0%
Volumi (TWh)		0,9%	0,9%	3,0%	4,8%	1,5%	1,7%	4,3%	5,7%	13,2%	82,0%	100,0%
Numero abbinamenti		6,5%	5,9%	18,9%	31,3%	5,0%	6,7%	11,6%	14,1%	37,5%	31,3%	100,0%
Quota contratti OTC		0,7%	0,7%	23,3%	14,7%	-	2,0%	5,6%	18,0%	9,9%	52,1%	44,8%

Nel 2013 l'analisi dei prezzi del MTE sconta diverse difficoltà connesse alla scarsa liquidità del mercato, sia in termini di numero di abbinamenti sia in termini di distanza temporale tra gli stessi. Concentrando tuttavia l'attenzione sui due prodotti annuali con delivery 2014, che da soli coprono il 74% degli abbinamenti, si osserva come il MTE fornisca indicazioni coerenti a quelle del segmento dei derivati energetici gestito da Borsa Italiana (IDEX). Lo scostamento assoluto medio tra le quotazioni nei due mercati si attesta difatti a 0,14 €/MWh per gli annuali con profilo baseload, raggiungendo addirittura lo 0,05 €/MWh sul *peakload*, valore questo che risulta comunque calcolato su un numero molto esiguo di sessioni<sup>47</sup>.

Prezzi a termine  
allineati sui mercati  
organizzati

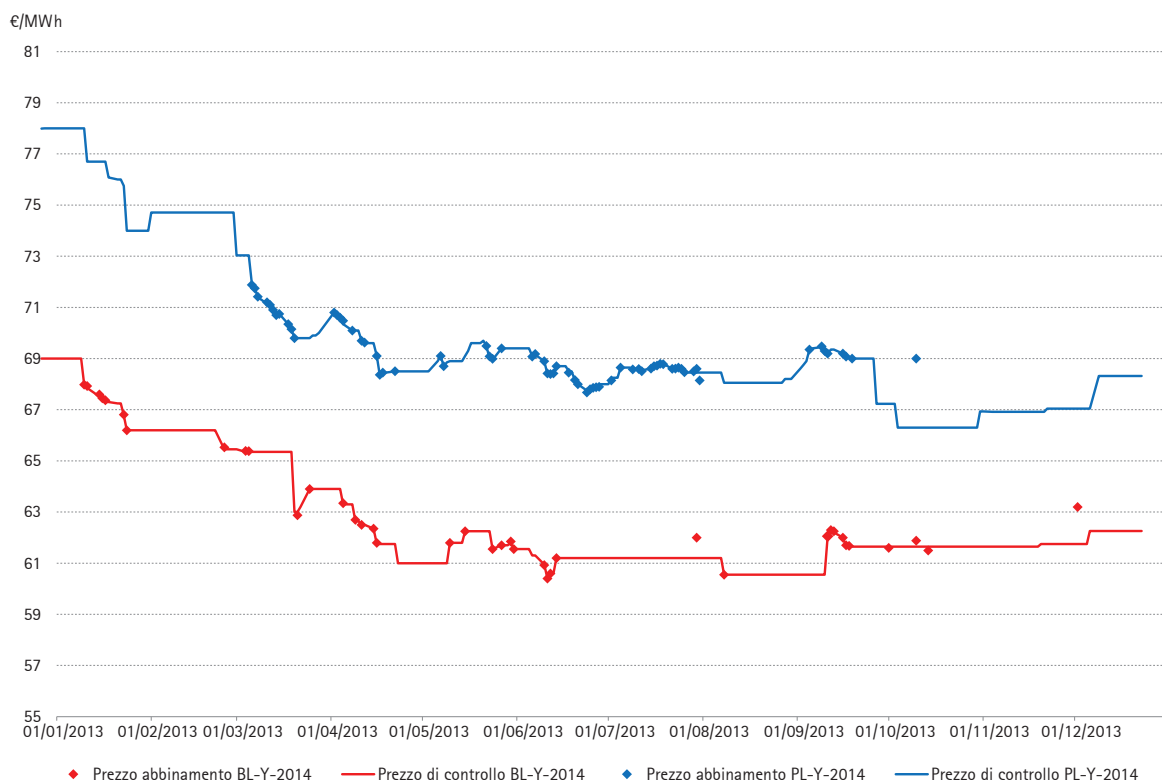
Nei primi quattro mesi dell'anno di *trading*, le quotazioni su MTE hanno mostrato una dinamica decisamente decrescente, con i prezzi del *baseload* e del *peakload* annuale in flessione di oltre 10 €/MWh. Simili ribassi si inseriscono in un contesto nel quale, sul MGP, il Pun nel primo quadrimestre mostrava decrementi tendenziali particolarmente marcati, favorendo la formazione di aspettative ribassiste e consolidando l'ipotesi di un calo strutturale e duraturo delle quotazioni elettriche nei mesi e negli anni avvenire. Viceversa i prezzi *futures* si sono stabilizzati a cominciare dall'avvio dell'estate, segnando per quanto concerne il *baseload* un ultimo prezzo di abbinamento nel mese di dicembre di circa 63 €/MWh, valore questo che risulta di circa 10 €/MWh più elevato del Pun progressivo rilevato sul MGP nel primo trimestre 2014 e che prospetta quindi la possibilità di una sottostima da parte degli operatori dell'entità del *trend* ribassista in atto sui prezzi elettrici all'ingrosso (Fig. 2.2.22).

Dinamiche ribassiste  
sui prezzi futures

47 Ciò in virtù anche del fatto che i prodotti *peakload* sono stati quotati da Borsa Italiana solo a partire dalla seconda metà del 2013.

Prezzi di controllo e di abbinamento dei prodotti baseload e peakload annuali 2014

Fig. 2.2.22

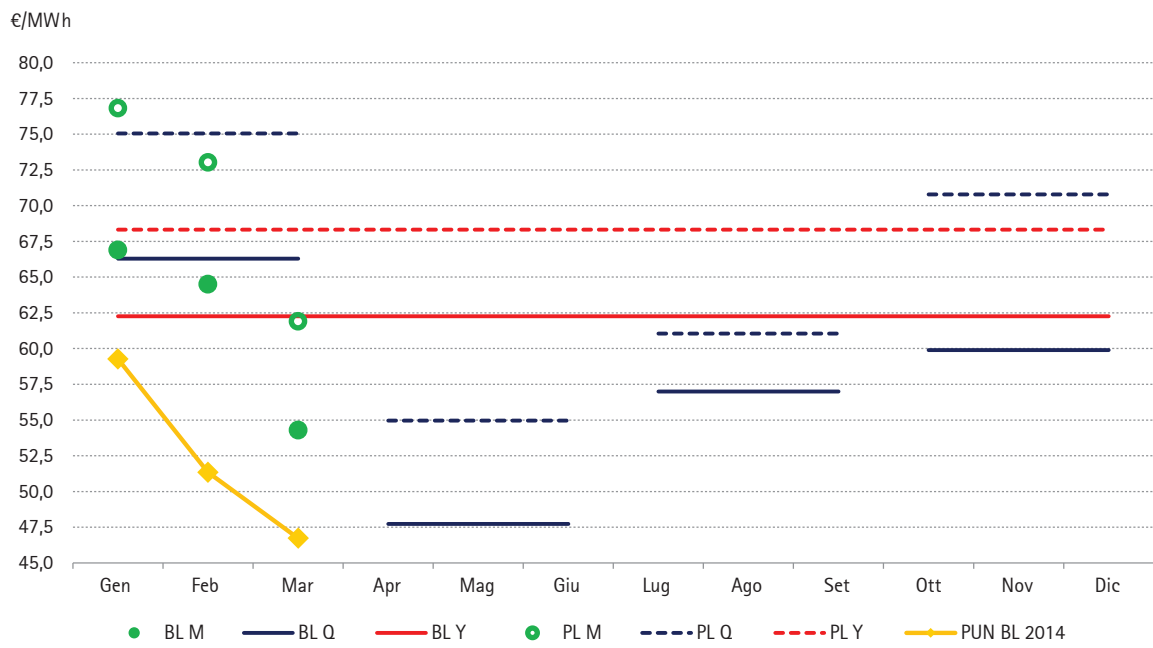


Più nel dettaglio, guardando la curva a termine per il 2014 espressa dal MTE si evince come, considerando l'ultimo prezzo di controllo disponibile per ciascun prodotto nel periodo che va dalla fine di dicembre 2013 al 31 marzo 2014, gli operatori abbiano generalmente rivisto al ribasso le proprie aspettative. Ciò rispecchia, verosimilmente, una sensibile contrazione del Pun nel primo trimestre del 2014 non pienamente prevista dagli operatori. Le ultime quotazioni disponibili dei *baseload* mensili di gennaio, febbraio e marzo sono risultate difatti in tutti i casi decisamente superiori al dato *ex post* del rispettivo Pun mensile consuntivato in esito al MGP. Ne segue una revisione al ribasso delle aspettative degli operatori, come indicano le curve a termine dei prodotti trimestrali ancora in negoziazione, con il prodotto *baseload secondo quarter* atteso su valori analoghi a quelli delle quotazioni elettriche a pronti registrati nel mese di marzo (46/47 €/MWh circa), e con i due *peakload* secondo e terzo trimestre che si fissano su livelli addirittura inferiori a quelli registrati dall'ultima quotazione del prodotto *calendar* 2014 relativa al 23 dicembre 2013 (Fig. 2.2.23).

*Si abbassano le curve a termine per il 2014 dei prodotti ancora in negoziazione*

Curve a termine espresse dal MTE per l'anno 2014: ultime quotazioni disponibili tra dicembre 2013 e il 31/03/2014

Fig. 2.2.23



## 3. MERCATI GAS

### 3.1 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS)

L'evoluzione del mercato gas italiano nel 2013 ed in particolare il calo dei prezzi riportati al PSV e di quelli registrati sulla PB-Gas, riflette strettamente l'effetto dei due principali *driver* del mercato: la marcata convergenza verso i prezzi spot europei – il cui ulteriore generalizzato rialzo completa la chiusura dello *spread* iniziata lo scorso anno (si veda in proposito il Capitolo 1 Sezione 2) – e la perdurante crisi di domanda, alimentata dalla più generale crisi dei consumi e dallo spiazzamento dei consumi termoelettrici da parte delle nuove fonti rinnovabili. In particolare il totale dei volumi trasportati nel sistema Italia nel 2013 si attesta a 731 TWh<sup>48</sup>, con un calo del 2% che ne riporta il valore ai livelli del 2006 e con un decremento sul solo consumo termoelettrico del 16%, il più elevato degli ultimi sette anni.

Nel 2013 il prezzo PB-Gas<sup>49</sup> si attesta a 27,86 €/MWh, segnando un calo di pari intensità rispetto a quello osservato nel 2012 (-2%). Tale andamento completa il processo di allineamento alle quotazioni espresse sui principali hub continentali del gas, iniziato lo scorso anno sotto l'effetto della risoluzione delle congestioni contrattuali promosse dal Terzo Pacchetto: il differenziale tra Italia e Europa – che dal 2009 aveva sempre assunto valori prossimi ai 5 €/MWh – risulta ormai stabilmente inferiore a 1,5 €/MWh.

*Prezzo PB-Gas:  
confermata l'analogia  
con il PSV*

Come già nel 2012, la dinamica del prezzo alla PB-Gas si conferma in linea con quella esibita dal PSV, il cui prezzo medio annuo si attesta a 27,98 €/MWh (-3%). In effetti, la correlazione tra i due prezzi appare molto robusta e in crescita (89% vs 68% del 2012), essendo confermata sia dall'andamento mensile – sempre omogeneo per direzione e intensità – sia da quello giornaliero che, a dispetto di variazioni spesso discordi, esibisce comunque differenziali medi inferiori (in valore assoluto) a 0,52 €/MWh (Fig. 2.3.1). Merita comunque rilevare che la riduzione registrata su base annua, sia che si parli di PB-Gas che di PSV, è esclusivamente concentrata nel primo trimestre, nel quale entrambi registrano una flessione del circa 15%, complice anche il rientro dai picchi di prezzo registrati nel febbraio 2012 (-12% PB-Gas / -16% PSV). Al netto del primo trimestre, per contro, i due prezzi (allineati sui 28,2 €/MWh) risultano in lieve aumento rispetto al 2012 (entrambi pari a 27,7 €/MWh) e sostanzialmente privi di stagionalità (se si esclude, in particolare, il mese dicembre nel corso del quale il PSV supera i 30 €/MWh).

L'analogia tra prezzo di bilanciamento e prezzo al PSV emerge anche rispetto alla volatilità: la quotazione all'hub italiano registra, infatti, una variabilità media annua relativamente bassa (1,39%), prossima a quella del PSV (1,31%) ed entrambe pari a circa la metà degli omologhi valori del 2012 (Tab. 2.3.2)

Nell'ottica del confronto tra le due serie di prezzi, a differenza di quanto accadeva l'anno scorso, il livello e la variabilità del prezzo non sembrano affatto assorbire gli eventuali effetti provenienti dalla mutabilità di segno dell'attività di SRG, affermandosi in entrambi i casi attorno allo stesso valore. Infatti il prezzo medio nelle sedute in cui SRG opera in acquisto è di solo 0,76 €/MWh superiore a quello delle ore in cui SRG opera in vendita (contro 1,15 €/MWh nel 2012) e la differenza di volatilità è di soli 0,28 p.p. (contro 1,34 p.p. del 2012) (Tab. 2.3.1 e Tab. 2.3.2).

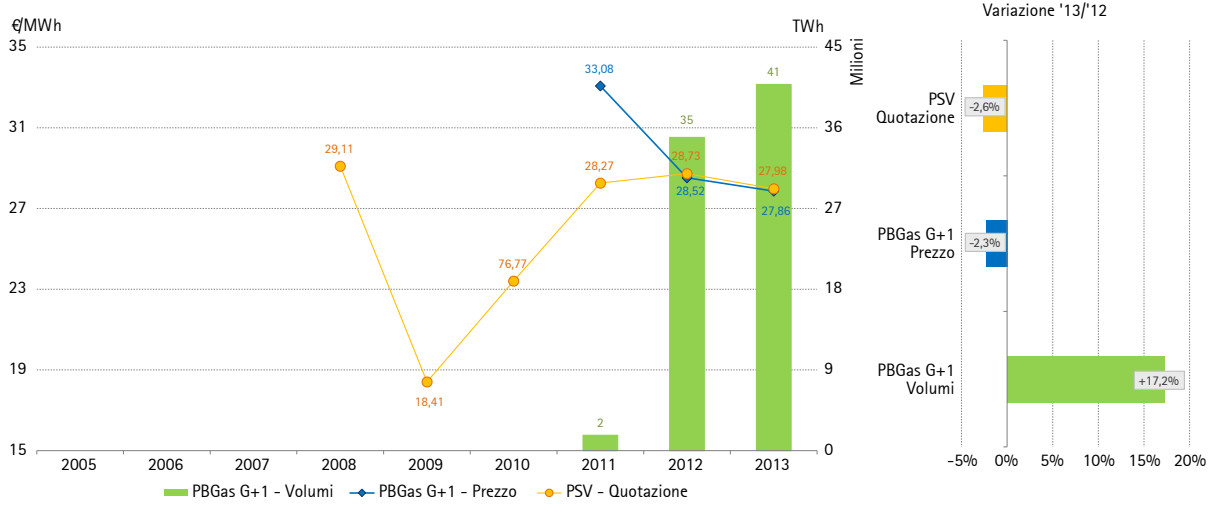
<sup>48</sup> Flussi in immissione al netto del delta tra stoccaggio in iniezione e in erogazione.

<sup>49</sup> Per "prezzo PB-Gas", laddove non meglio specificato, si intenderà il prezzo definito all'art. 7, comma 4, della Deliberazione AEEG del 14 Aprile 2011 – ARG/gas 45/11 e ss.mm.ii., vale a dire l'esito economico delle sessioni di mercato che hanno luogo nel giorno gas "G" (comparto G+1 della PB-GAS).



Andamento del prezzo e dei volumi PB-GAS

Fig. 2.3.1



Livello medio dei prezzi (€/MWh)

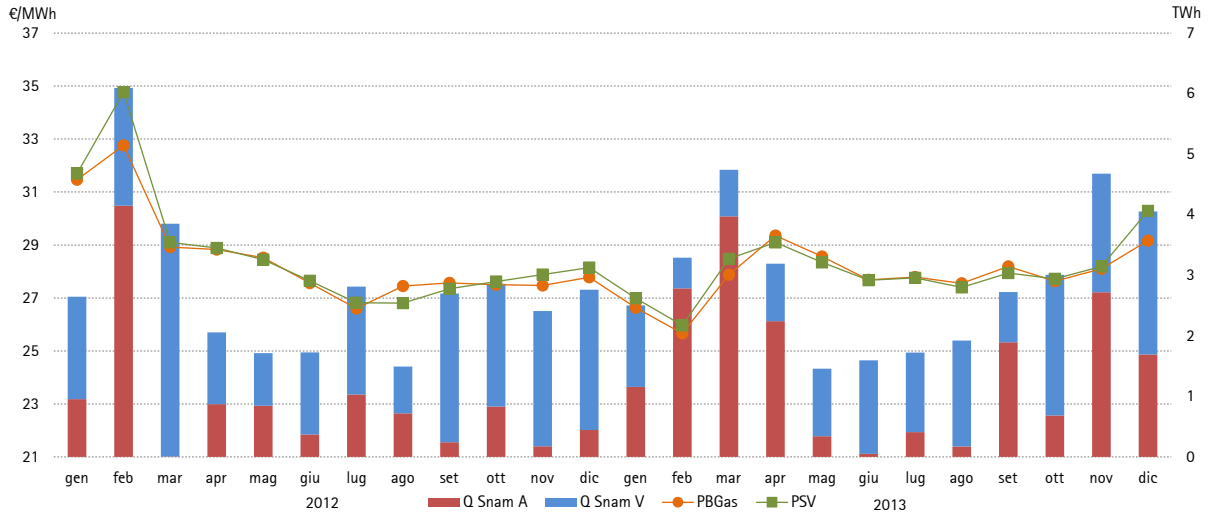
Tab. 2.3.1

Anno	Lato Snam: A		Lato Snam: V		Entrambi i lati		
	PB-Gas	PSV	PB-Gas	PSV	PB-Gas	PSV	PB-Gas**
2012	29,29	29,18	28,14	28,48	28,52	28,76	28,61
2013	28,28	28,23	27,52	27,67	27,86	27,98	27,93

\*\* media del prezzo PB-Gas calcolata in corrispondenza dei giorni gas nei quali sia disponibile la quotazione al PSV

Prezzo medio PB-GAS e volumi offerti da SRG

Fig. 2.3.2



Volatilità media del prezzo PB-Gas<sup>50</sup>

Tab. 2.3.2

Anno	Lato Snam: A		Lato Snam: V		Entrambi i lati		
	PB-Gas	PSV	PB-Gas	PSV	PB-Gas	PSV	PB-Gas**
2012	1,34%	3,48%	2,31%	0,97%	2,18%	2,53%	2,45%
2013	1,24%	1,33%	1,23%	0,95%	1,39%	1,31%	1,49%

\*\* volatilità del prezzo PB-Gas calcolata in corrispondenza dei giorni gas nei quali sia disponibile la quotazione al PSV

50 Laddove non diversamente specificato, la volatilità del prezzo è stata calcolata su tutte le sessioni utili del comparto PB-Gas G+1.

Tra gli elementi di maggiore interesse del 2013 vi è certamente l'andamento dei volumi scambiati sulla PB-Gas, che complessivamente hanno raggiunto i 41 TWh, segnando un consistente aumento di circa 6 TWh (+17%). Una quota sensibile dell'aumento è dipesa, ovviamente, dall'andamento delle transazioni riconducibili al bilanciamento del sistema, attestatesi a 35 TWh (+2 TWh, +5%) e rappresentative dell'85% dei volumi totali. Sebbene tali volumi siano risultati equamente divisi tra acquisti e vendite di SRG, in termini di frequenza il sistema si sia rivelato più spesso *lungo* che *corto* (201 sessioni vs 164 sessioni, su un totale di 365 sedute), a conferma di quanto già accaduto l'anno precedente (rispettivamente 244 e 122, su un totale di 366 sedute).

Piattaforma PB-Gas:  
verso una maggiore  
liquidità

Tuttavia, il maggior contributo alla crescita della liquidità è venuto dagli scambi volontari tra le parti, cresciuti da 1,8 a 5,9 TWh e che oggi rappresentano il 15% della liquidità complessiva. Tale variazione, se correttamente misurata con riferimento al periodo aprile-dicembre, significa un aumento di 3 TWh rispetto al 2012 (Fig. 2.3.3)<sup>51</sup>.

All'aumento della dimensione degli scambi complementari corrisponde peraltro anche una intensificazione della loro frequenza, che quest'anno è pari all'81% sul totale delle sedute di mercato (contro il 69% del 2012, su un totale di 366), equamente distribuita rispetto al lato del mercato sul quale agisce il RdB (Tab. 2.3.3).

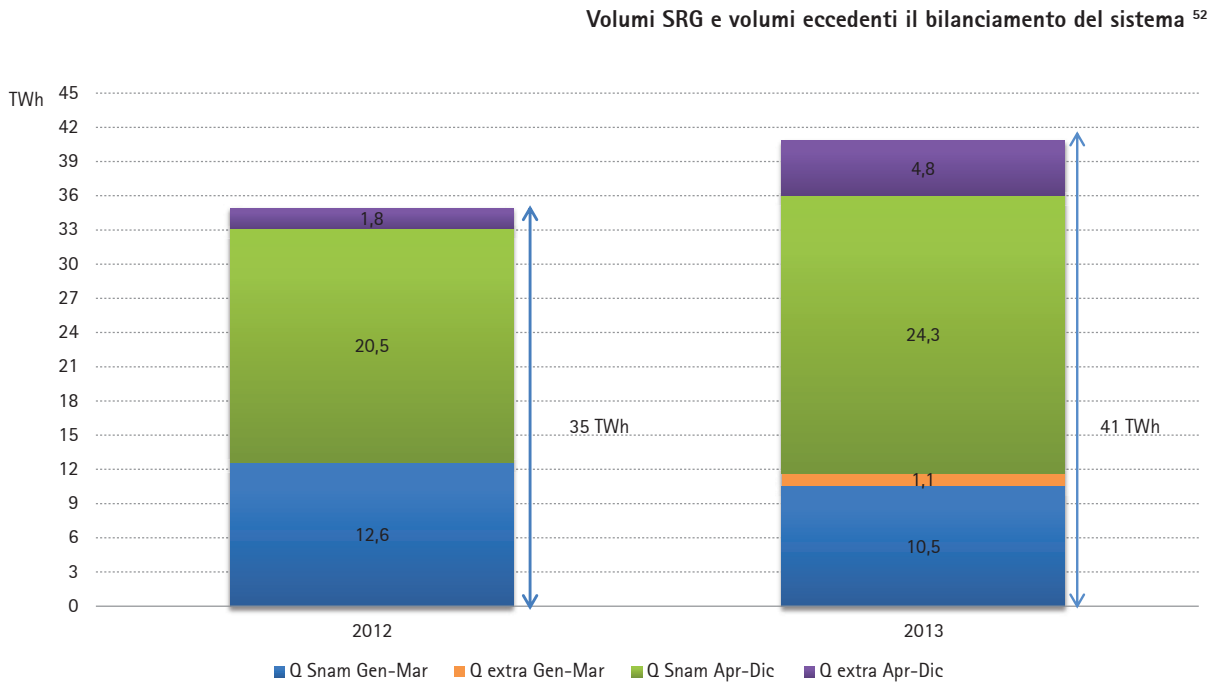


Fig. 2.3.3

**Frequenza delle sedute con scambi eccedenti il bilanciamento**

Anno	Lato Snam	Volumi Extra (TWh)	Freq. sedute	Freq. sul Totale
2012	A	1	47%	69%
	V	0,8	53%	
2013	A	2,4	47%	81%
	V	3,5	53%	

Tab. 2.3.3

<sup>51</sup> Nell'aprile del 2012, il mercato del bilanciamento del gas entra a regime definitivo, consentendo, in particolare, transazioni non dedicate al bilanciamento del sistema. Nel periodo aprile-dicembre 2013, la taglia di tali scambi è di 4,8 TWh, dunque, a parità di periodo di analisi, è circa tre volte quella rilevata nel 2012.

<sup>52</sup> Si veda nota precedente.

Questo dato – che riflette una tendenza degli operatori ad offrire spesso curve piatte al margine – contribuisce significativamente sia alla già citata proprietà dei prezzi, in termini di stabilità, bassa volatilità ed allineamento al PSV, sia alla loro bassa correlazione con le variazioni di segno del comportamento di SRG<sup>53</sup>. Per contro tali risultati, uniti peraltro all'allineamento delle quotazioni del punto di scambio italiano con quelle degli hub continentali, sembrerebbero segnalare un crescente utilizzo della piattaforma da parte degli operatori per opportunità commerciali.

Nel 2013 si rileva la presenza sulla piattaforma del bilanciamento del gas di 70 operatori attivi<sup>54</sup>, 70 utenti abilitati al servizio di stoccaggio ai quali è stata accettata almeno un'offerta in una delle 365 sedute di mercato, su un totale di 74 operatori che hanno presentato almeno un'offerta nel corso di una seduta del mercato. Le condizioni di mercato nelle quali essi agiscono risultano, come nel 2012, sostanzialmente concorrenziali, con un indice di concentrazione medio (HHI: 2.615)<sup>55</sup> lievemente più basso.

Gli operatori della PB-Gas

Da un'analisi più dettagliata della partecipazione attiva, emerge che il numero medio di operatori per sessione cresce, su entrambi i lati del mercato sui quali agisce il Responsabile di Bilanciamento (RdB), e con esso si intensifica anche il legame tra operatori attivi e taglia dei volumi ulteriori rispetto al bilanciamento. In particolare si evidenzia un rafforzamento di tale relazione nelle sessioni in cui il sistema risulta corto (correlazione pari all'80%; +2 p.p. rispetto al 2012).

La presenza degli operatori su i due lati del mercato risulta, salvo alcuni casi, omogenea e, guardando ai volumi dei primi dieci operatori (per quantità scambiate), un'analoga simmetria si rileva nelle rispettive quote di mercato (Tab. 2.3.4). Tali quote, calcolate sui volumi complessivamente scambiati, risultano naturalmente contenute<sup>56</sup>, rientrando nell'ordine del 10%.

Primi 10 operatori attivi sulla PB-Gas, quote di mercato per lato e frequenza di accettazione

Tab. 2.3.4

Operatori	Sistema lungo		Sistema corto		Entrambi i segni			Frequenza accettazione		
	A	V	A	V	A	V	Tot	A	V	Tot
SNAM RETE GAS	0%	83%	88%	0%	44%	41%	85%	100%	100%	100%
DUFENERGY TRADING SA	9%	1%	1%	9%	5%	5%	10%	30%	25%	53%
EDISON S.P.A.	6%	0%	0%	11%	3%	5%	9%	11%	11%	23%
SHELL ITALIA S.P.A.	7%	1%	0%	7%	3%	4%	7%	27%	49%	76%
ENI S.P.A.	1%	6%	1%	7%	1%	7%	7%	2%	22%	23%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	5%	1%	0%	7%	3%	4%	7%	25%	35%	61%
CONSORZIO TOSCANA ENERGIA S.P.A.	5%	1%	0%	5%	3%	3%	5%	27%	11%	33%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	4%	1%	1%	4%	3%	3%	5%	32%	35%	64%
E.ON GLOBAL COMMODITIES SE	6%	0%	0%	3%	3%	2%	4%	33%	26%	59%
GUNVOR INTERNATIONAL B.V., AMSTERDAM, GENEVA BRANCH	5%	0%	0%	3%	3%	2%	4%	18%	17%	35%
WORLDENERGY S.A.	2%	1%	0%	4%	1%	2%	4%	20%	43%	58%
altri	28%	22%	53%	9%	28%	22%	53%	n.d.	n.d.	n.d.
Volumi (GWh)	20.266		20.567		40.833			-	-	-
TOTALE	50%		50%		100%			200%		

53 La correlazione tra prezzo e "volumi Snam", senza distinguere rispetto al lato del mercato sul quale opera, calcolata sull'intero anno, risulta pari al 7%, in calo di 27 p.p. rispetto al 2012. Quella tra prezzo e volumi totali (9%) si riduce di 23 p.p. Si ottengono valori altrettanto trascurabili se si eliminano dal set di osservazioni valori considerati *outlier*. Meno debole, ma altrettanto inconsistente, è la relazione che intercorre tra prezzo di equilibrio e sbilanciamento complessivo del sistema, variabile che include il segno dell'attività del RdB (-38%, stabile rispetto al 2012).

54 Per operatore "attivo" si intende un operatore che abbia scambiato volumi in almeno una delle sessioni di mercato; la semplice presentazione delle offerte, infatti, non risulta significativa in quanto la partecipazione al mercato è obbligatoria.

55 Indice di Herfindal – Hirschman determinato in funzione delle quote degli operatori attivi sul lato del mercato opposto a quello sul quale agisce Snam, sul totale dei volumi scambiati.

56 La limitatezza di tali quote deriva dalla fisiologica dominanza dell'operatore di sistema Snam, *prevalente* (quota di mercato superiore al 50%) nella maggior parte delle sessioni (291 su 365, pari circa all'80% del totale).

Emerge, inoltre, che EDISON e DUFENERGY risultano essere le maggiori controparti di Snam su entrambi i lati del mercato, ove in particolare il secondo operatore registra una frequenza di accettazione tra le più elevate. ENI si distingue, oltre che per il maggior importo di vendite, anche per la gestione (sullo stesso lato) dell'ammontare più elevato di volumi non riconducibili al bilanciamento (distanziando di circa 1 TWh SHELL ITALIA, posizionato al secondo posto).

Ordini di grandezza e attori differenti si rilevano determinando l'impatto delle offerte degli operatori sui volumi eccedenti il bilanciamento, con riferimento allo stesso lato sul quale è presente SRG (Tab. 2.3.5).

Quota di mercato degli operatori extra-bilanciamento

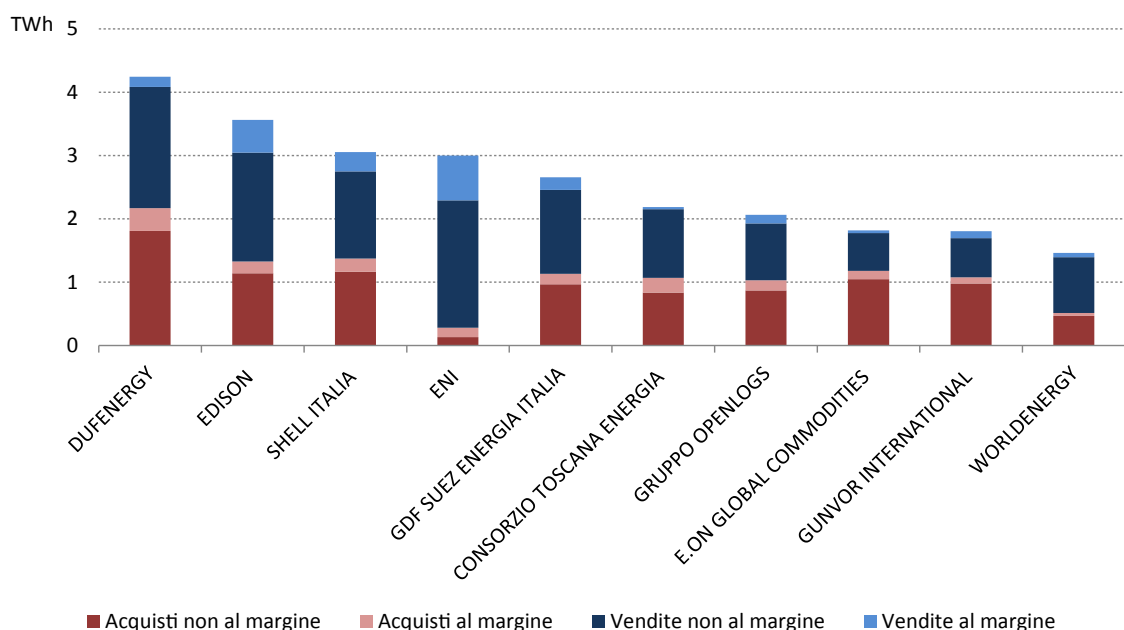
Tab. 2.3.5

Operatore	Lato del Mercato		Totale
	Vendita	Acquisto	
ENI S.P.A.	36%	5%	23%
SHELL ITALIA S.P.A.	7%	2%	5%
SPIGAS SRL	6%	5%	5%
DUFENERGY TRADING SA	6%	10%	8%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	5%	3%	4%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	3%	8%	5%
WORLDENERGY S.A.	3%	2%	3%
ARGOS ENERGIA SRL	3%	-	2%
CONSORZIO TOSCANA ENERGIA S.P.A.	3%	2%	3%
ENEL TRADE S.P.A.	3%	-	2%
ITALTRADING S.P.A.	-	7%	3%
STAToil ASA	0%	6%	2%
HB TRADING S.P.A.	2%	5%	3%
VITOL S.A.	-	3%	1%
CENTREX ITALIA S.p.A.	2%	3%	2%

Le posizioni in Tab. 2.3.4 si invertono leggermente se si considerano gli operatori che, nel corso dell'anno, sono risultati *price maker* con la quota maggiore di volumi (sul totale scambiato) o con la maggiore frequenza (Tab. 2.3.6, Tab. 2.3.7). Tra i primi 10 per volumi, GDF risulta essere l'operatore che con maggior frequenza (50%) si attesta al margine, con un volume complessivo offerto al prezzo di equilibrio delle sessioni di riferimento pari a circa 370 GWh, detenendo d'altra parte una quota al margine minima (1%) sul totale annuo dei volumi scambiati, come peraltro gli altri operatori analizzati (Tab. 2.3.6).

Volumi totali dei primi 10 operatori per "tipo di offerta" e marginalità

Fig. 2.3.4



## Primi 10 operatori per volumi offerti al margine

Tab. 2.3.6

Operatori	Volumi al margine (GWh)	% margine su volumi accettato	% margine sul totale
ENI S.P.A.	853,83	28%	2%
EDISON S.P.A.	705,07	20%	2%
DUFENERGY TRADING SA	521,4	12%	1%
SHELL ITALIA S.P.A.	516,02	17%	1%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	368,94	14%	1%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	296,23	14%	1%
VITOL S.A.	265,15	31%	1%
CONSORZIO TOSCANA ENERGIA S.P.A.	264,64	12%	1%
A2A TRADING S.r.l	256,63	27%	1%

## Frequenza di presenza al margine per i primi 10 operatori

Tab. 2.3.7

Operatori	Entrambi i lati	Sistema lungo		Sistema corto	
		Ruolo Operatore		Ruolo Operatore	
		Extra	Controparte	Extra	Controparte
DUFENERGY TRADING SA	20%	25%	18%	42%	16%
EDISON S.P.A.	33%	-	33%	20%	34%
SHELL ITALIA S.P.A.	34%	30%	39%	29%	32%
ENI S.P.A.	36%	35%	60%	100%	32%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	50%	58%	51%	63%	47%
CONSORZIO TOSCANA ENERGIA S.P.A.	42%	17%	50%	50%	27%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	40%	41%	42%	45%	37%
E.ON GLOBAL COMMODITIES SE	46%	44%	59%	67%	26%
GUNVOR INTERNATIONAL B.V., AMSTERDAM, GENEVA BRANCH	39%	38%	44%	20%	37%
WORLDENERGY S.A.	44%	48%	60%	50%	32%

Alla fine del 2013, in esito all'applicazione delle diverse disposizioni succedutesi in tema di bilanciamento del gas naturale, il GME ha istituito il comparto G-1 della PB-Gas. Concepito come strumento attraverso il quale gli operatori hanno la facoltà di modificare in anticipo (nel giorno G-1) la propria "posizione" – in termini di nomine sui volumi di gas da trasportare – al fine di non risultare *sbilanciati ex-post*, tale comparto, dalla data della sua entrata in esercizio, ha registrato una scarsa attività.

*L'avvio del comparto G-1: si continua a bilanciare "il giorno dopo"*

Il nuovo mercato è definito in modo tale che SRG presenti un'offerta in acquisto o in vendita a seconda che, sulla base delle stime sullo stato del sistema (SPS, Scostamento Previsionale di Sistema) disponibili entro le 19:00 del giorno gas G-1, si rilevino rispettivamente un fabbisogno o un eccesso di gas positivi<sup>57</sup>.

Dal 14 novembre 2013, data di avvio dell'operatività del mercato, ad oggi, solamente cinque sessioni si sono concluse con scambi, nelle date comprese tra il 28 novembre e il 9 dicembre, sostanzialmente per l'assenza in tutti gli altri casi di offerte di acquisto o vendita da parte di SRG<sup>58</sup>. In particolare nelle sessioni relative al 28 e 29 novembre, in corrispondenza di un volume complessivamente offerto in vendita non sufficiente a soddisfare per intero la richiesta di SRG (rispettivamente 8,4 GWh vs. 287,4 GWh e 9,6 GWh vs. 62,3 GWh), il mercato ha chiuso ad un prezzo regolato, pari al valore *cap* previsto dalla disciplina di riferimento (rispettivamente 82,80 €/MWh e 42,70 €/MWh)<sup>59</sup>. Successivamente nelle sedute del 2

57 Il fabbisogno e l'eccesso di gas sono determinati dal Responsabile del Bilanciamento ai sensi dell'art. 7 bis della delibera ARG/gas 45/11 come successivamente modificata ed integrata.

58 Secondo l'assetto transitorio del mercato, infatti, non è prevista la possibilità di scambi tra operatori.

59 Sulla base della deliberazione ARG/gas 45/11 come ss.mm.ii., viene stabilito che, in caso di difetto di offerta in vendita tale da non colmare la richiesta in acquisto del RdB, il prezzo di sessione viene fissato al prezzo offerto in acquisto dal RdB. Tale valore, fissato dall'AEEG a 23 €/GJ (82,80 €/MWh), è stato successivamente modificato dalla Delibera 552/2013/R/GAS del 28 novembre 2013 nella quale al punto 3) si dispone, in via transitoria, che il prezzo offerto in acquisto da SRG sia pari all'ultima quotazione disponibile, convertita in €/GJ, relativa all'ICE Endex TTF Day Ahead Index end-of-working-date, aumentata di 4 €/GJ (14,4 €/MWh). In virtù di quanto disposto da questa delibera il prezzo *cap* regolato della sessione del 29 novembre è risultato pari a 42,70 €/MWh.

e 5 dicembre, l'aumento delle offerte in vendita degli operatori e la contemporanea diminuzione della domanda di SRG ha favorito la chiusura del mercato ad un prezzo di equilibrio, risultato comunque superiore a quello espresso da altri riferimenti per i medesimi giorni gas (PSV: 33,20 €/MWh e 31,55 €/MWh). Infine nella sessione del 9 dicembre la rinnovata crescita dell'offerta in acquisto del Responsabile del Bilanciamento (117,8 GWh), non adeguatamente colmata dai volumi presentati in vendita dagli operatori (9,4 GWh), ha portato nuovamente le quotazioni al livello massimo previsti dalla normativa vigente, pari in questo caso a 42,5 €/MWh. Dal 9 dicembre nessun esito viene registrato sul comparto e solo sporadiche attività di presentazione di offerta si segnalano da parte degli operatori.

## 3.2 Altri mercati del gas

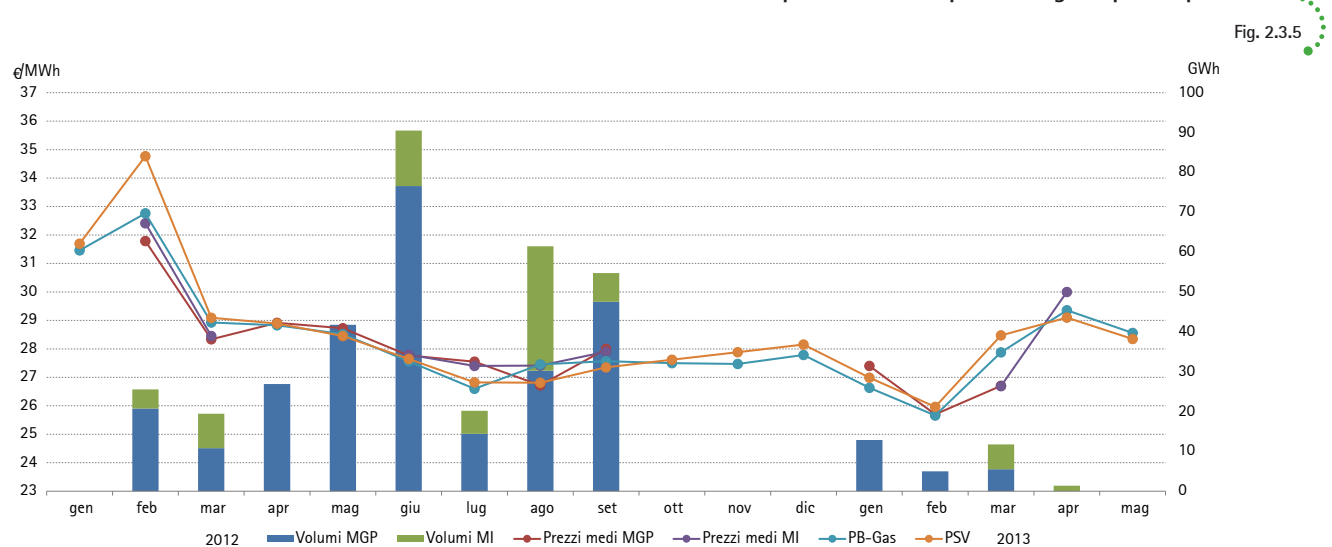
A fronte dell'avvio del nuovo mercato a termine del gas (MT-GAS)<sup>60</sup>, anche nel 2013 l'operatività sul M-GAS si è rivelata decisamente ridotta.

Il mercato del giorno prima in contrattazione continua (MGP-GAS) ha registrato solo quattro abbinamenti, uno in ognuna delle quattro sedute *significative* – in netto calo rispetto all'anno precedente (42 su 42 totali) – e una taglia complessiva di volumi scambiati (13 GWh) pari a poco meno del 10% di quanto era transitato nel 2012. Analogamente, sul mercato infra-giornaliero (MI-GAS) è crollato il numero di abbinamenti (4 vs. 15 del 2012, pari sempre alla totalità delle sedute con attività), concentrati prevalentemente nella prima settimana di marzo, e contestualmente i volumi ad essi associati, che ammontano a circa 4 GWh, a fronte dei 36 GWh scambiati nel 2012, peraltro in periodi dell'anno differenti (a cavallo tra il terzo e il quarto trimestre).

Dal confronto tra i mercati M-Gas con la PB-Gas e il PSV, si rileva che nelle sedute nelle quali si sono rilevati scambi sui due mercati a pronti (MGP-GAS e MI-GAS) i prezzi di abbinamento, compresi in un range tra 25,7 €/MWh e 30 €/MWh, risultano sostanzialmente allineati a quelli degli altri due riferimenti spot del gas in misura analoga rispetto al 2012. In media, infatti, nel 2013 il differenziale tra prezzi M-Gas e prezzi PB-Gas e PSV oscilla in valore assoluto tra 0,15 €/MWh e 0,54 €/MWh, attestandosi invece l'anno precedente tra 0,13 €/MWh e 0,62 €/MWh (Fig. 2.3.5).

Il mercato a termine del gas (MT-GAS), infine, il cui avvio coincide con l'inizio di settembre 2013, non ha registrato esiti, né presentazione di offerte.

Andamento mensile volumi e prezzi mercati a pronti del gas e prezzi spot



60 Il disegno iniziale del mercato risale alle disposizioni contenute nel decreto legislativo n.79 del 16 marzo 1999.

Come già nel 2012, anche nel 2013 i comparti "Import" e "Ex d.lgs. 130/10" non forniscono segnali di liquidità. Nessuna delle sedute di mercato del comparto Import, infatti, registra esiti, con una evidenza di sole 12 giornate nelle quali si rileva la partecipazione degli operatori, obbligati<sup>61</sup> ad offrire le quote prestabilite per l'anno termico 2013/14 delle importazioni di gas effettuate nell'anno termico 2012/13. La maggiore frequenza di adesione è rilevata nel mese di ottobre, nel corso del quale sono offerti in vendita 9 GWh, pari al 34% dei volumi complessivamente proposti.

*P-Gas: Nessun segnale di liquidità dai comparti Import e Ex.d.lgs.130/10, si arresta l'attività sul comparto Royalties*

Anche sul comparto Ex d.lgs. 130/10, le sole attività osservate sono le offerte presentate ai fini degli adempimenti da assolvere in materia di stoccaggio virtuale, entro l'anno termico 2013/2014, in riferimento all'anno termico precedente.

Gli unici scambi registrati nell'ambito della P-Gas sono, dunque, relativi al comparto aliquote, attraverso il quale gli operatori devono offrire, per il periodo ottobre – marzo, le quote relative all'anno termico precedente, prestabilite e connesse alla produzione proveniente da giacimenti nazionali.

D'altra parte, la taglia dei suddetti scambi che ricade nel 2013 (occorsi tutti all'inizio di gennaio) risulta molto ridotta rispetto allo scorso anno e pari a poco più di 620 GWh (circa 3 TWh nel 2012). Tali volumi, tutti afferenti al prodotto *Marzo 2013*, vengono peraltro riconosciuti a un prezzo medio di 27,25 €/MWh, in corrispondenza di una base d'asta<sup>62</sup> in acquisto pari a circa 34 €/MWh, decisamente più elevata dei livelli attesi per la quotazione PSV, relativa allo stesso mese (differenziale nell'ordine degli 8 €/MWh).

61 Da disposizioni e indicazioni espressi nella Legge 40/2007 e nel Decreto Ministeriale del 23/02/2012.

62 La base d'asta è comunicata periodicamente dal MiSE. In particolare, sul comparto in questione, non sono accettate offerte in acquisto inferiori alla media aritmetica dell'indice QE nei 4 trimestri dell'anno (solare) per il quale le aliquote sono dovute (ovvero l'anno solare precedente a quello del primo mese di contrattazione dell'anno termico considerato).

## 4. MERCATI AMBIENTALI

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

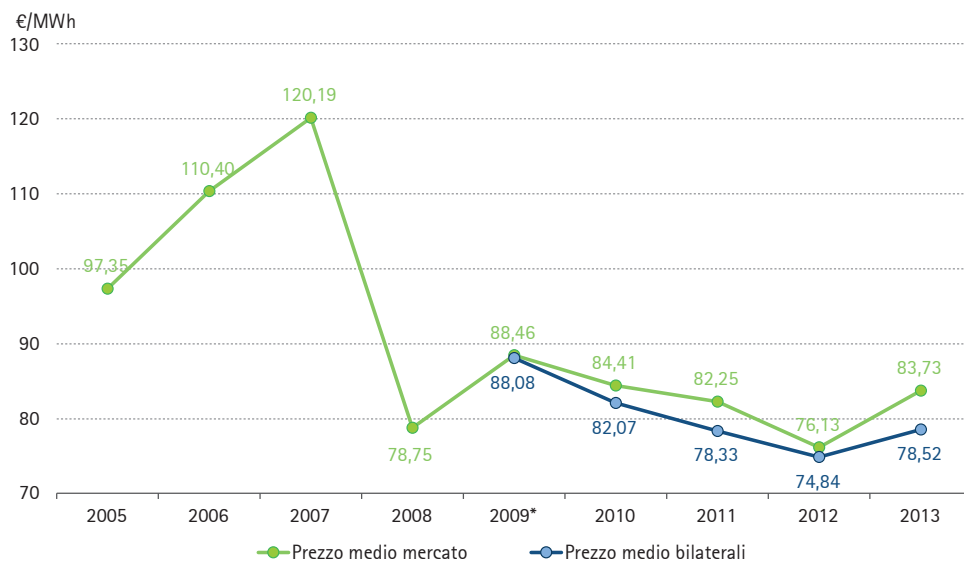
Nelle 48 sessioni del 2013 del Mercato dei Certificati Verdi (MCV), il prezzo medio ponderato dei certificati scambiati, a prescindere dalla tipologia e dal periodo di riferimento, ha registrato un aumento di 7,60 €/MWh rispetto all'anno precedente, portandosi a 83,73 €/MWh (+10,0%). Il 2013 ha pertanto posto fine alla tendenza ribassista osservata nei tre anni precedenti che ha condotto al minimo storico del 2012 (76,13 €/MWh).

*Prezzi medi in ripresa  
e volatilità in flessione*

Nella Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV) si riscontra un'analogia dinamica, con un rimbalzo del prezzo medio leggermente più contenuto (+3,68 €/MWh; +4,9%), con cui, nel 2013, si porta a 78,52 €/MWh e si conferma inferiore a quello del mercato organizzato. A tale riguardo va anche considerato che circa il 4% delle transazioni registrate sulla piattaforma presenta un prezzo pari a zero, al netto delle quali il prezzo medio dei bilaterali si attesterebbe a 81,65 €/MWh (Fig. 2.4.1).

CV – Prezzi Medi

Fig. 2.4.1



\* 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.

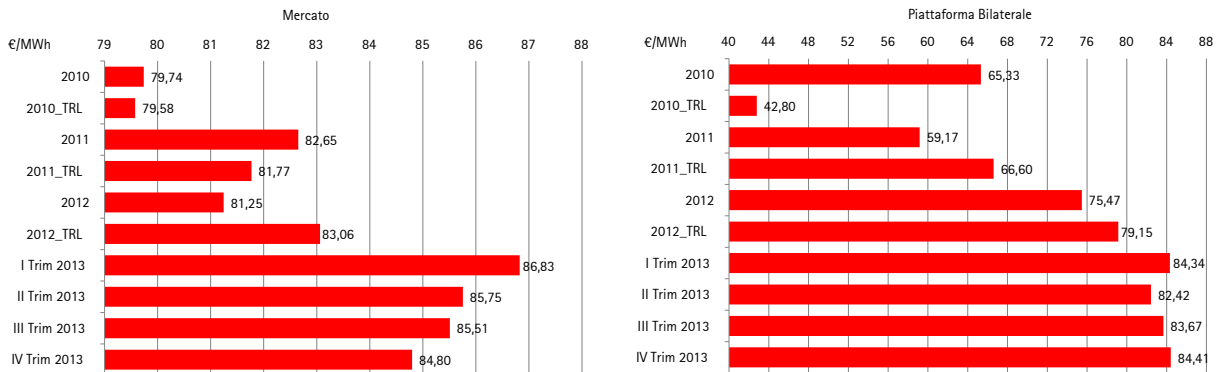
L'esame dei certificati scambiati nel 2013 per tipologia e periodo di riferimento evidenzia che nel mercato organizzato (MCV) i prezzi più bassi (inferiori agli 80 €/MWh) sono quelli dei CV e CV\_TRL con anno di riferimento 2010, il cui periodo di trading è terminato a marzo 2013. I prezzi più alti sono invece quelli relativi ai quattro trimestri del 2013, oscillati tra gli 84,80 del IV e gli 86,83 €/MWh del I, che hanno ampiamente superato quelli relativi agli anni 2012 e 2011.

Anche su PBCV si riscontrano prezzi più alti per i certificati trimestrali del 2013, tutti sopra gli 82 €/MWh e con un massimo di 84,41 €/MWh per i CV IV Trim 2013, mentre risultano più bassi per gli altri titoli, con un minimo a 42,80 €/MWh per i CV\_TRL 2010 (Fig. 2.4.2).



CV – Prezzi per tipologia e per periodo di riferimento. Anno 2013

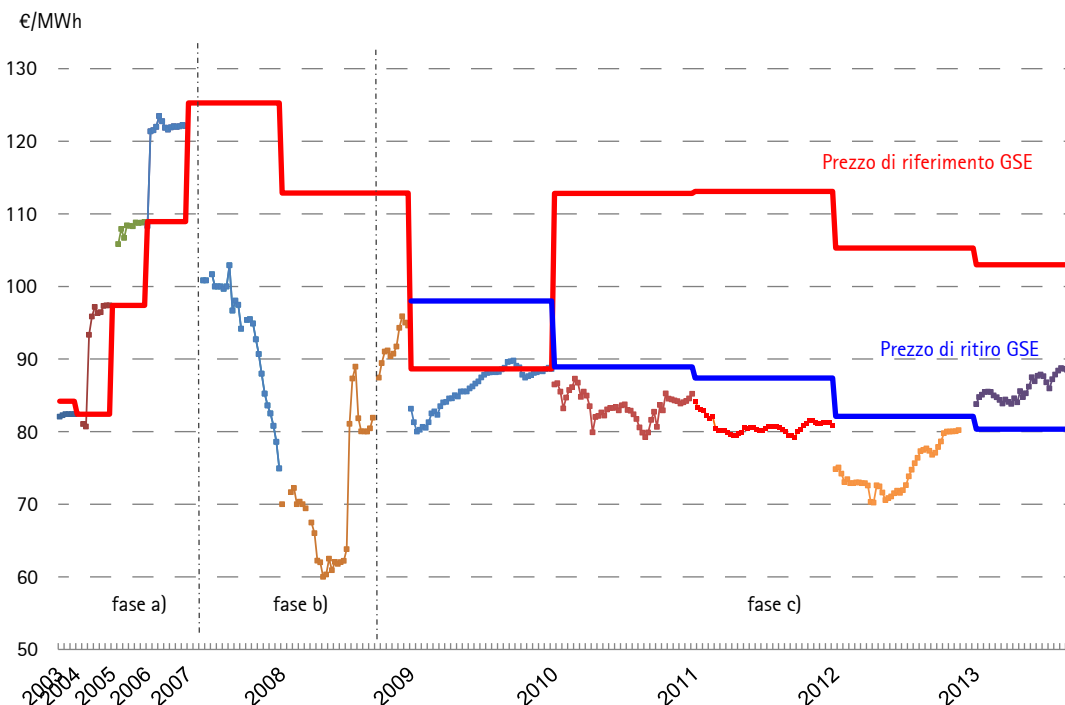
Fig.2.4.2



I prezzi di tutti i certificati verdi registrati nelle sessioni di mercato del 2013, ad esclusione di quelli con anno di riferimento 2010 con scadenza a marzo dello stesso anno, si sono collocati al di sopra del prezzo di ritiro, che nel 2013 è stato pari a 80,34 €/MWh<sup>63</sup> (Fig.2.4.3), al contrario di quanto avvenuto negli anni precedenti. Ciò si è verificato probabilmente in conseguenza dell'introduzione per la prima volta di un programma di ritiri trimestrali dei CV che ha consentito di anticipare la vendita degli stessi al GSE, con effetti sui prezzi.

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

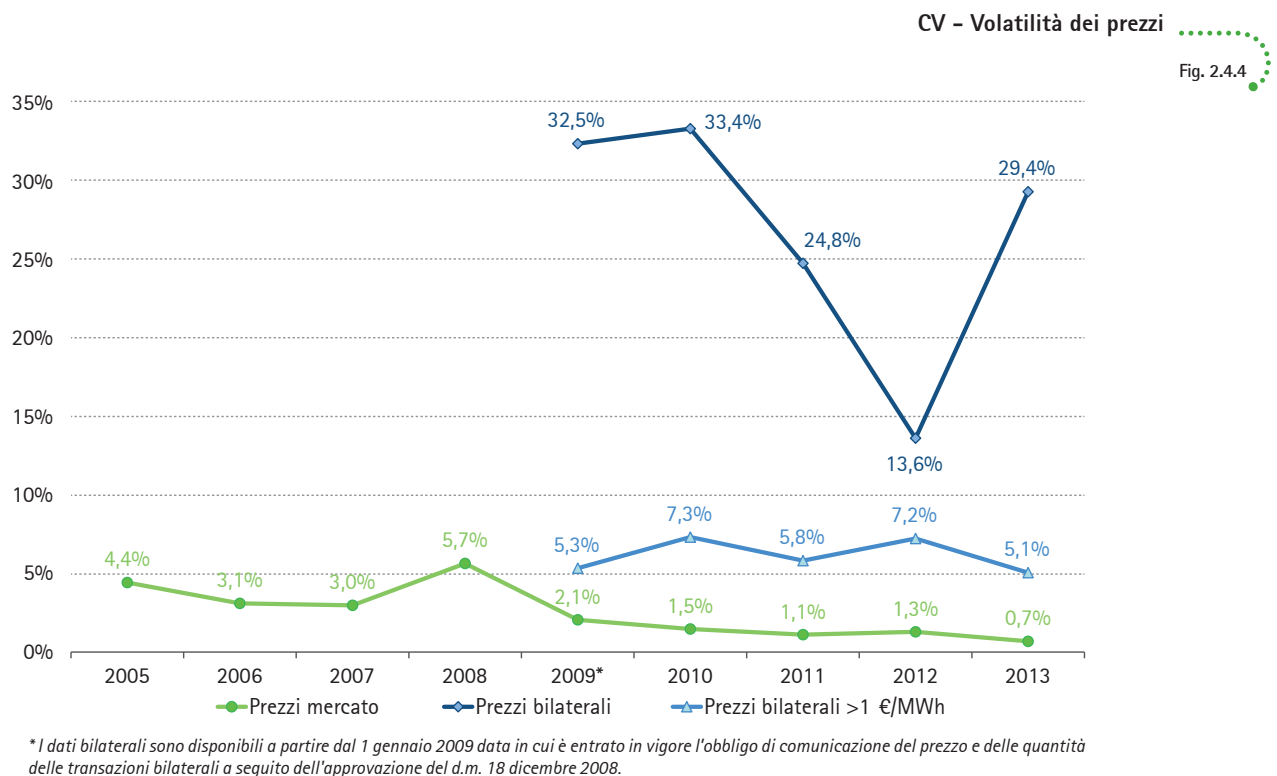
Fig.2.4.3



63 A partire dal 2009, con l'introduzione del decreto del 18 dicembre 2008, 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'AEEG. Nel 2013 il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2013 è stato pari a 103,00 €/MWh, da cui il prezzo di ritiro dei CV è risultato pari a 80,34 €/MWh.

La costante riduzione della volatilità ha caratterizzato, con rare eccezioni, il mercato dei CV che segna, nel 2013, un minimo storico a quota 0,7%.

Al contrario, la volatilità dei prezzi registrati su PBCV, influenzata dalle suddette transazioni registrate a prezzo zero, evidenzia una serie storica contrastata, su livelli molto più elevati rispetto al mercato organizzato e soprattutto con una vistosa crescita nel 2013 (+15,8 punti percentuali). Al netto delle transazioni registrate con prezzo minore di 1 €/MWh, l'andamento della serie storica della volatilità assume un profilo più regolare pur mantenendosi ancora superiore di qualche punto percentuale rispetto a quella del mercato organizzato (Fig. 2.4.4).



Nel 2013 i volumi scambiati su MCV, dopo il lieve calo registrato nel 2012, segnano un massimo storico, pari a 7,6 milioni di MWh, quasi il doppio rispetto all'anno precedente (+98,8%). Anche i volumi scambiati su PBCV, nel 2013 registrano un record assoluto a quota 37,2 milioni di MWh, con un aumento del 30,6% rispetto al già considerevole livello raggiunto nel 2012 (Fig. 2.4.5).

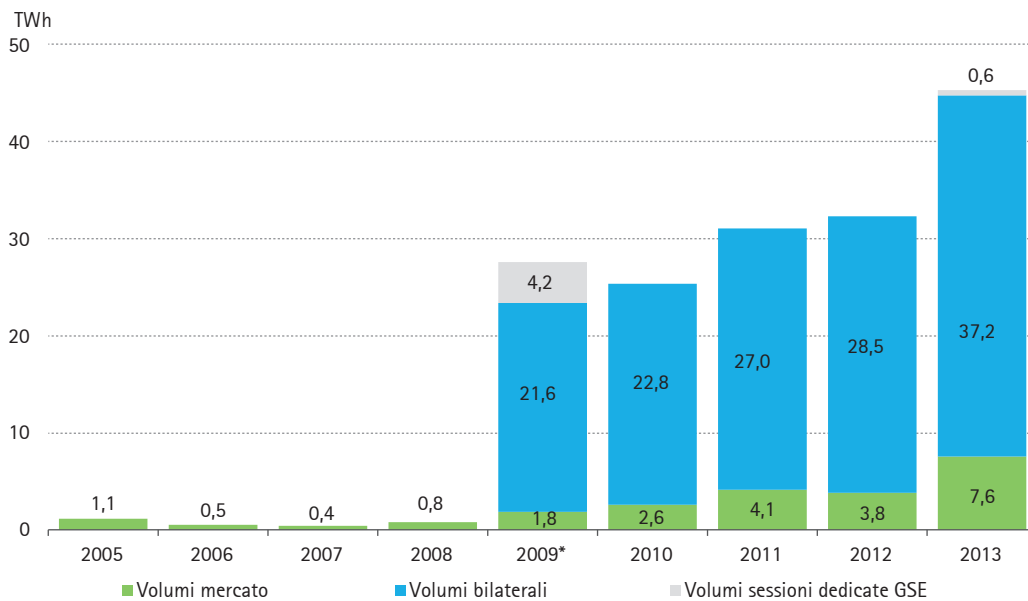
Volumi scambiati ai massimi storici

Nonostante la PBCV abbia da sempre incontrato i favori dei produttori e degli importatori di energia da fonti tradizionali soggetti all'obbligo che avevano la necessità di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili, la liquidità del mercato organizzato (MCV) è cresciuta negli anni fino a raggiungere il record storico nel 2013 con 16,9%, in aumento di 5,1 punti percentuali rispetto all'anno precedente.

Nel corso dell'anno sono state, inoltre, organizzate due sessioni di mercato dedicate al GSE riservate ai soggetti che devono adempiere l'obbligo, ai sensi dell'art.20, comma 5 del DM 6 luglio 2012, durante le quali sono stati assegnati 555 mila CV con anno di riferimento 2012, ad un prezzo pari a quello di ritiro (80,34 €/MWh).

CV - Volumi scambiati

Fig. 2.4.5

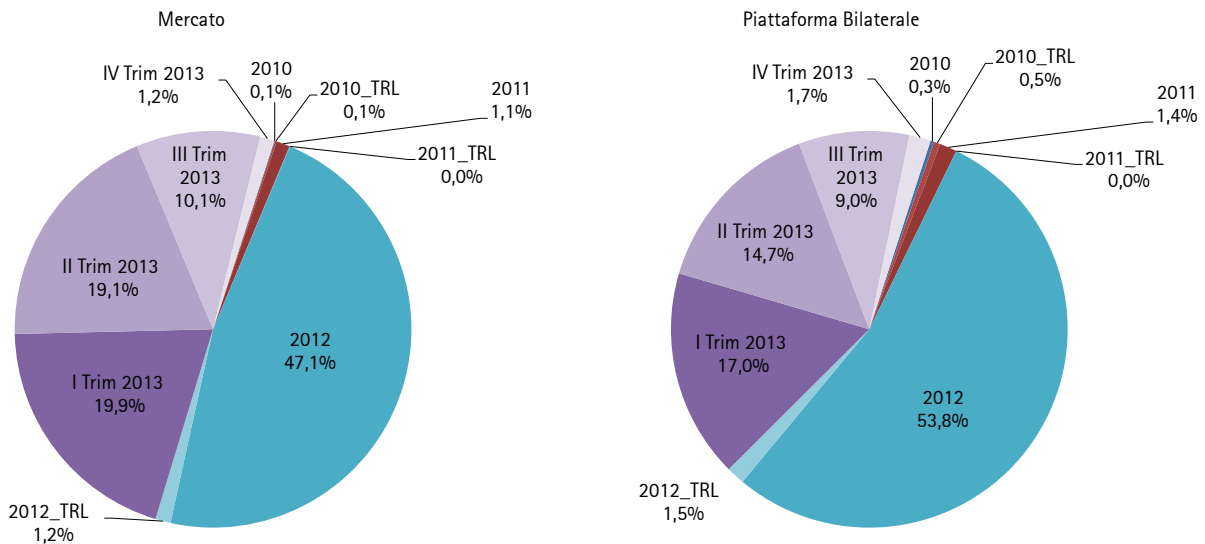


\* I dati bilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

I titoli maggiormente scambiati sul mercato organizzato sono stati i CV con anno di riferimento 2012, con un volume pari a 3,6 milioni di MWh (47,1% del totale scambiato), e quelli relativi ai quattro trimestri del 2013, con un numero complessivo di CV negoziati pari a 3,8 milioni di MWh (50,3%). Anche sulla piattaforma bilaterale la tipologia più scambiata e quella con anno di riferimento 2012, con 20,0 milioni di MWh (53,8% del totale bilaterale) negoziati, seguita dai trimestrali 2013, i cui scambi ammontano a 15,8 milioni di MWh (42,5%) (Fig. 2.4.6).

CV - Volumi scambiati per tipologia e periodo di riferimento. Anno 2013

Fig 2.4.6

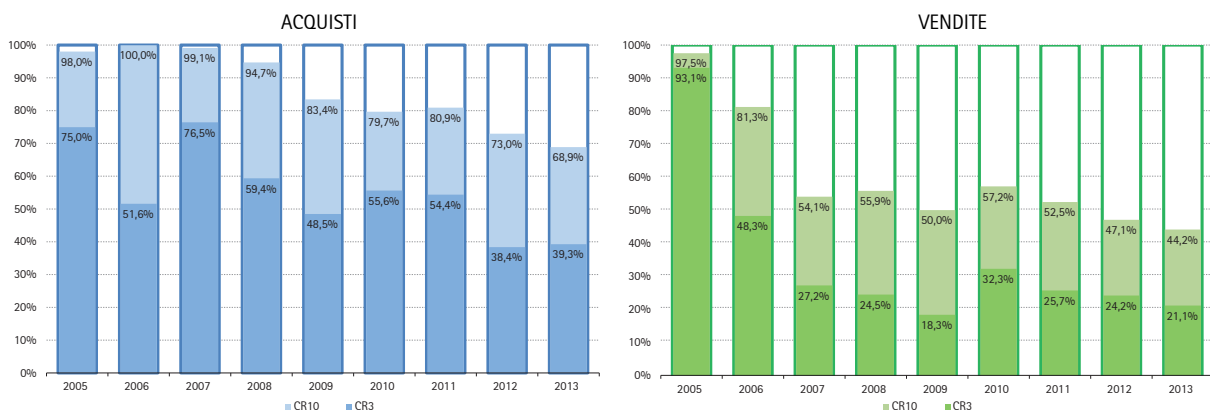


Come noto, il mercato organizzato (MCV) presenta una minore concentrazione sul lato offerta, caratterizzata da una pluralità di produttori da fonti rinnovabili, rispetto al lato domanda, rappresentata soprattutto dai maggiori produttori di energia da fonti tradizionali soggetti all'obbligo. Nel 2013, la quota percentuale dei primi tre operatori (CR3) sul lato acquisti, pressoché in linea con l'anno precedente, è stata pari a 39,3%. Lo stesso indicatore di concentrazione (CR3) mostra invece un 21,1% sul lato vendita, in calo di oltre 3 punti percentuali sul 2012. Il diverso grado di concentrazione appare ancor più evidente se si considera la quota dei primi dieci operatori (CR10), pari al 68,9% lato acquisto e 44,2% lato vendita (Fig. 2.4.7).

*Concorrenzialità in lieve miglioramento, ma sempre più alta lato offerta*

CV - Mercato: Quote operatori

Fig. 2.4.7



## 4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): Mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

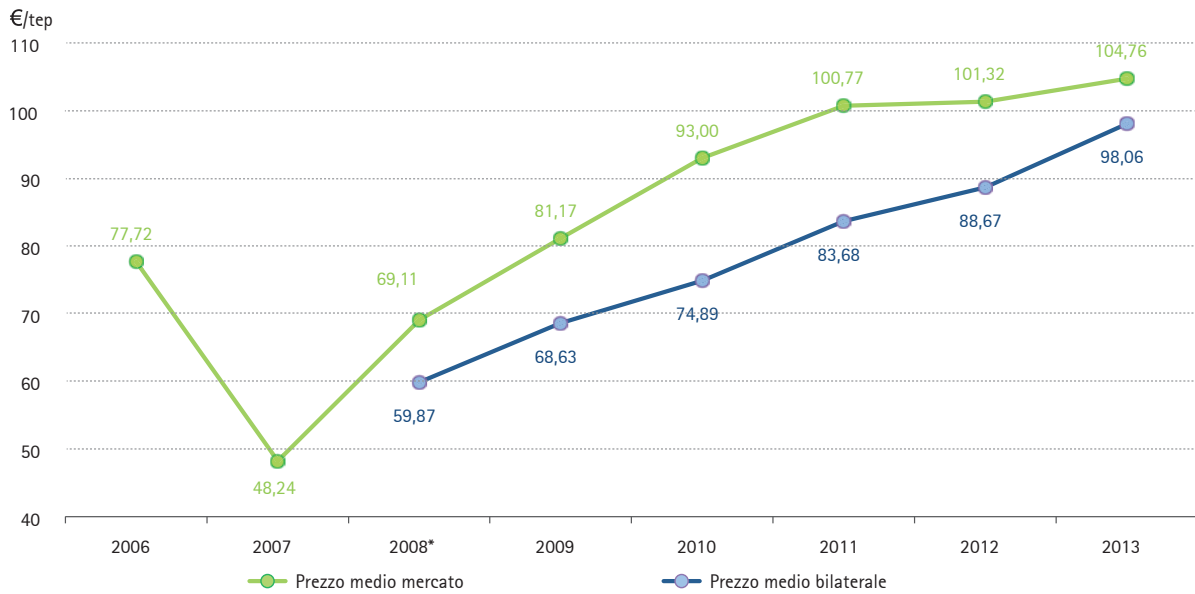
Nel 2013, il prezzo medio ponderato registrato sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica si porta a 104,76 €/tep, con un aumento di 3,45 €/tep sull'anno precedente, segnando per il sesto anno consecutivo un nuovo massimo storico. L'andamento crescente degli ultimi anni è ben evidenziato dalla serie storica, con una considerevole ascesa dei prezzi passati dai 48,24 €/tep del 2007 ai 100,77 €/tep del 2011 e, dopo un anno di sostanziale stabilità, la suddetta ripresa del 2013.

*Prezzi in crescita ai massimi storici*

Anche i prezzi medi delle contrattazioni bilaterali esibiscono nel periodo 2009-2013 una crescita costante, con una media del 2013 pari a 98,06 €/tep (+9,39 €/tep; +10,6% rispetto al 2012). I prezzi bilaterali sono sempre stati storicamente più bassi di quelli del mercato organizzato, a causa principalmente della presenza di transazioni registrate a prezzo zero (4,5% del totale dei volumi scambiati bilateralmente nel 2013), ma il differenziale si è progressivamente ridotto negli ultimi tre anni (Fig. 2.4.8).

TEE – Prezzi Medi

Fig. 2.4.8



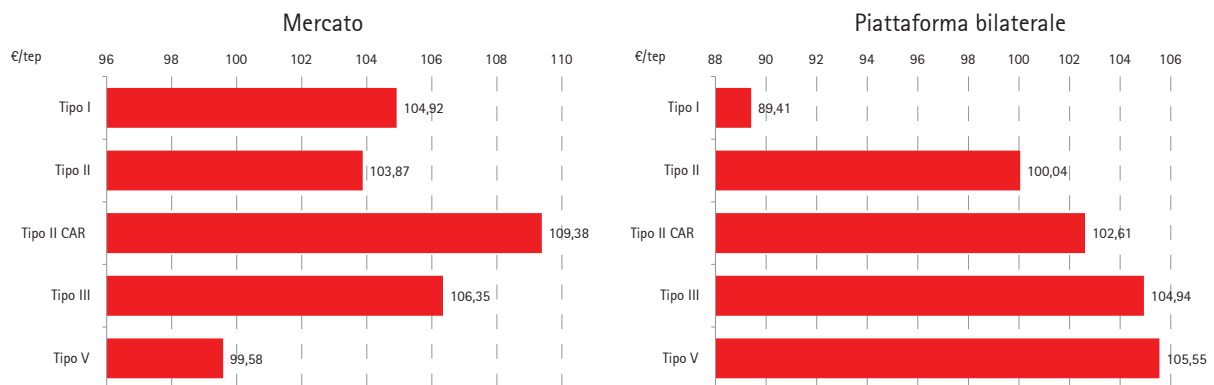
\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

L'analisi per tipologia di TEE rivela che, nel mercato organizzato, i prezzi medi sono oscillati tra 99,58 €/tep dei Tipo V e 109,38 €/tep dei Tipo II CAR, scambiati ambedue per la prima volta nel 2013. I prezzi delle storiche tipologie I, II e III hanno mostrato, come negli anni precedenti, un sostanziale allineamento dei prezzi.

Le transazioni bilaterali registrano, invece, prezzi medi ponderati nettamente più bassi per i titoli di Tipo I, pari a 89,41 €/tep, rispetto a quelli delle altre tipologie che superano tutti i 100 €/tep, con un massimo pari a 105,55 €/tep per i titoli di Tipo V. Inoltre, i prezzi bilaterali dei titoli di Tipo I sono sensibilmente inferiori anche a quelli registrati sul mercato organizzato (-15,51 €/tep) a causa della maggiore concentrazione di transazioni registrate a prezzo zero (3,1% del totale scambiato sulla piattaforma bilaterale) (Fig 2.4.9). Il prezzo medio dei bilaterali con esclusione delle transazioni a prezzo zero è stato pari a 105,53 €/MWh.

TEE – Prezzi per Tipologia. Anno 2013

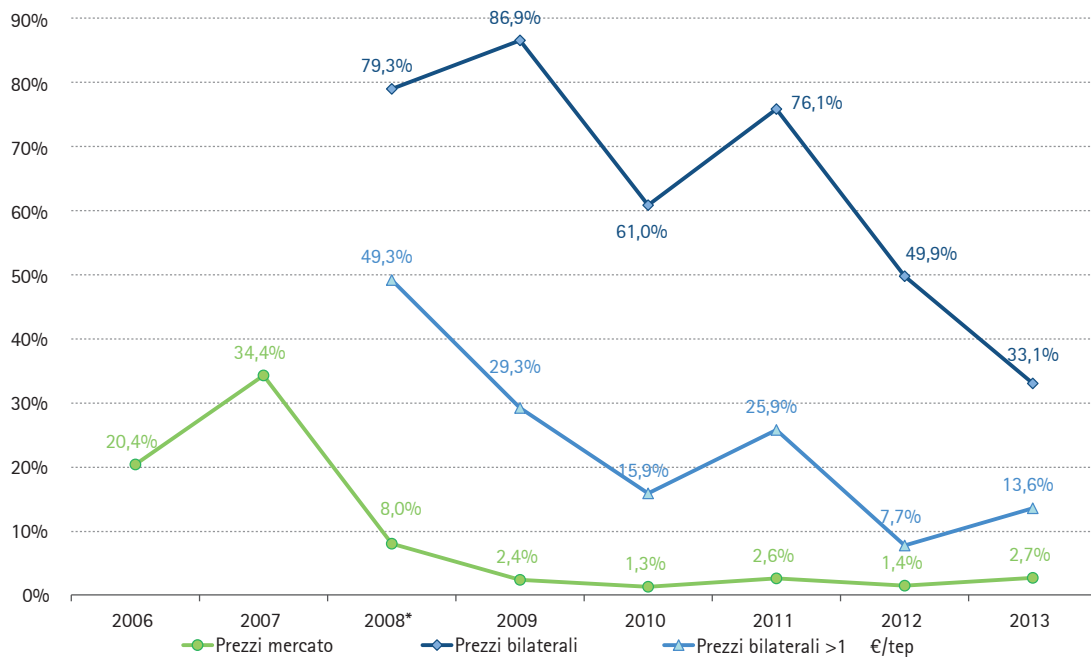
Fig. 2.4.9



Dal 2009 la volatilità dei prezzi sul mercato organizzato si mantiene stabilmente su livelli molto contenuti (inferiori al 3%) e registra il valore più alto (2,7%) nel 2013, influenzata dall'introduzione delle due nuove tipologie. Molto più elevata e variabile rispetto al mercato, ma con un trend comunque calante negli anni, la volatilità dei prezzi bilaterali che, come mostra con evidenza l'esame della serie storica, è molto influenzata, almeno nel livello, dalle registrazioni a prezzo zero (Fig. 2.4.10).

TEE - Volatilità dei prezzi

Fig. 2.4.10

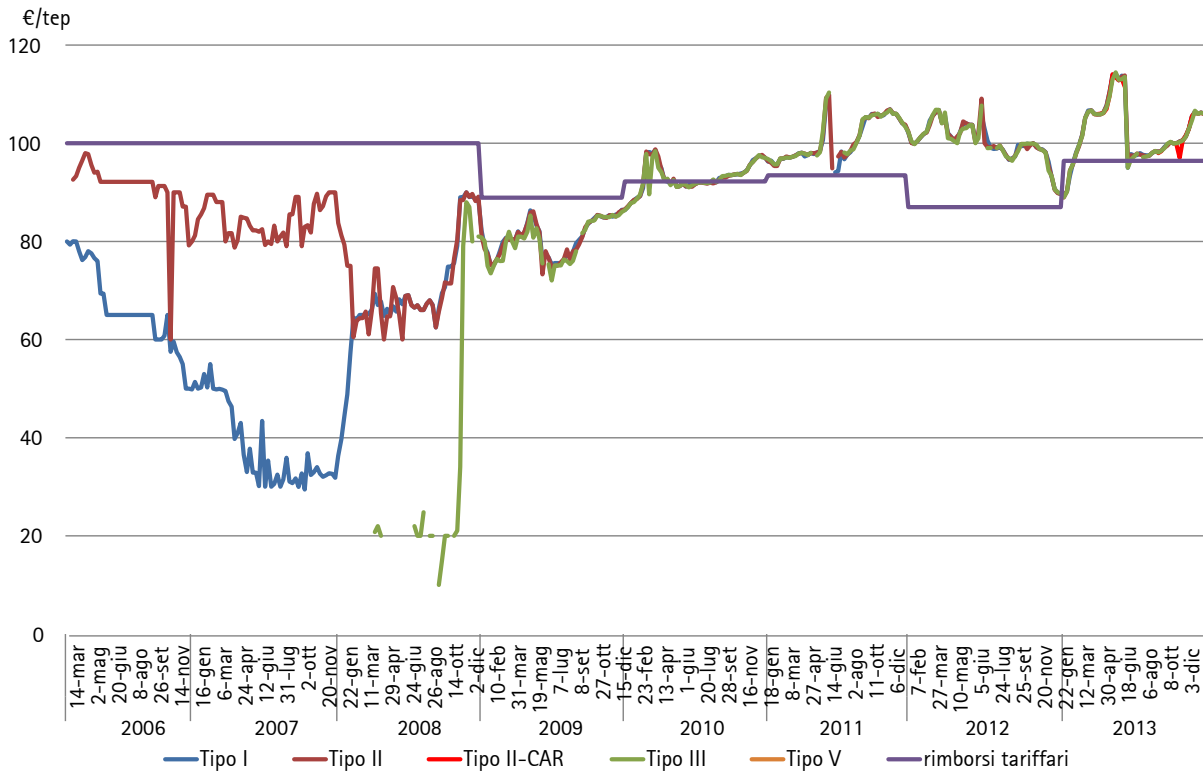


\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Il livello dei prezzi, va ricordato, è guidato dal rimborso tariffario riconosciuto, per ogni TEE annullato, ai distributori che hanno assolto all'obbligo, a titolo di parziale copertura dei costi. Tale rimborso, fissato dall'AEEG, per l'anno 2012 è stato pari a 86,98 €/tep mentre il contributo tariffario unitario preventivo per l'anno d'obbligo 2013, definito nella delibera n. 13/2014 dell'AEEG, è pari a 96,43 €/tep. Il livello di prezzi, nel 2013, è risultato più elevato del relativo valore di rimborso, a causa di una situazione di eccesso di domanda dei soggetti obbligati rispetto all'offerta, rappresentata dal numero dei TEE emessi, sempre inferiore rispetto all'obiettivo di risparmio cumulato (Fig. 2.4.11).

TEE – Prezzi di mercato e rimborsi tariffari

Fig. 2.4.11



Tale situazione di scarsità di titoli è ben rappresentata nella tabella successiva (Tab. 2.4.1) che evidenzia appunto, l'andamento dei volumi espressi in Tonnellate Equivalenti Petrolio risparmiate dagli operatori e indicate nel numero dei titoli emessi a livello cumulato, confrontate con i titoli necessari per adempiere agli obblighi.

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

Tab. 2.4.1

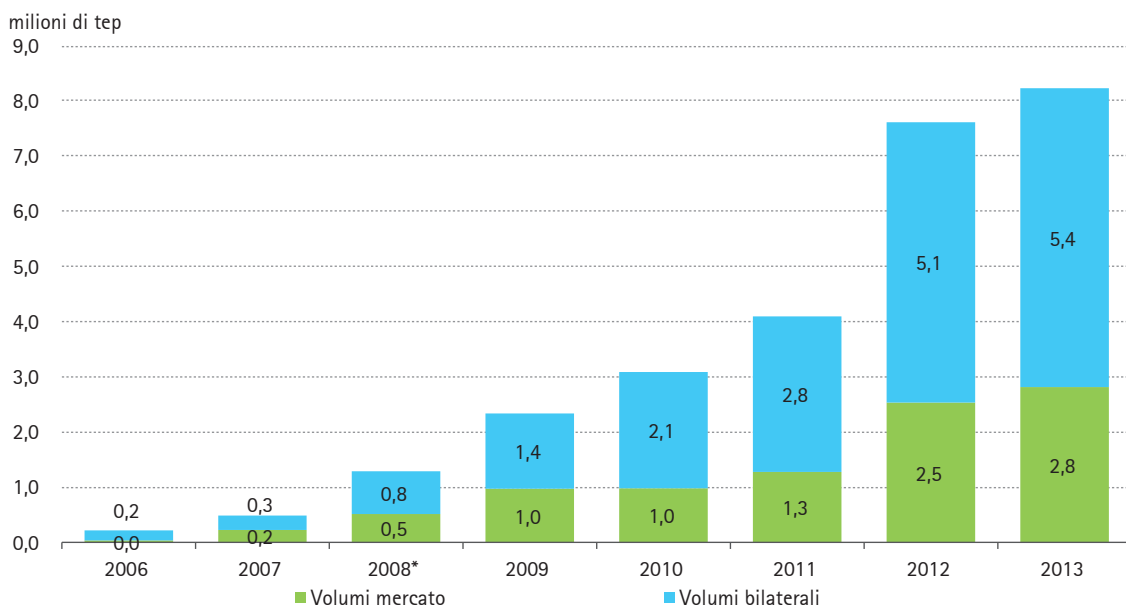
Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica ( Mtep/a)	Obblighi effettivi Distributori Gas ( Mtep/a)	Totale cumulato per l'adempimento ( Mtep/a)	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo ( Mtep)
2005	0,10	0,06	0,16	-
2006	0,19	0,12	0,47	-
2007	0,39	0,25	1,11	1,26
2008	1,20	1,00	3,31	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

Nel 2013, i Titoli di Efficienza Energetica scambiati, sia sul mercato organizzato che nelle contrattazioni bilaterali, confermano il trend crescente toccando entrambi nuovi massimi storici. I volumi dei TEE scambiati sul mercato, in crescita dell'11,0% sull'anno precedente, si portano a 2,8 milioni di tep mentre quelli scambiati nelle contrattazioni bilaterali, con un aumento del 6,7% (il più basso degli ultimi anni) si attestano a 5,4 milioni di tep. La predominanza degli scambi bilaterali, la cui percentuale sul totale degli scambi nel 2013 è scesa al 65,8% (-0,9 punti percentuali sul 2012), deriva probabilmente dalla necessità dei grandi distributori soggetti all'obbligo, di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili; l'offerta sul mercato organizzato, infatti, è piuttosto frammentata in quanto costituita principalmente da ESCO, ciascuna con un numero di titoli limitato (Fig. 2.4.12).

*Continua il trend positivo dei volumi, scambi su livelli record*

TEE - Volumi scambiati

Fig. 2.4.12



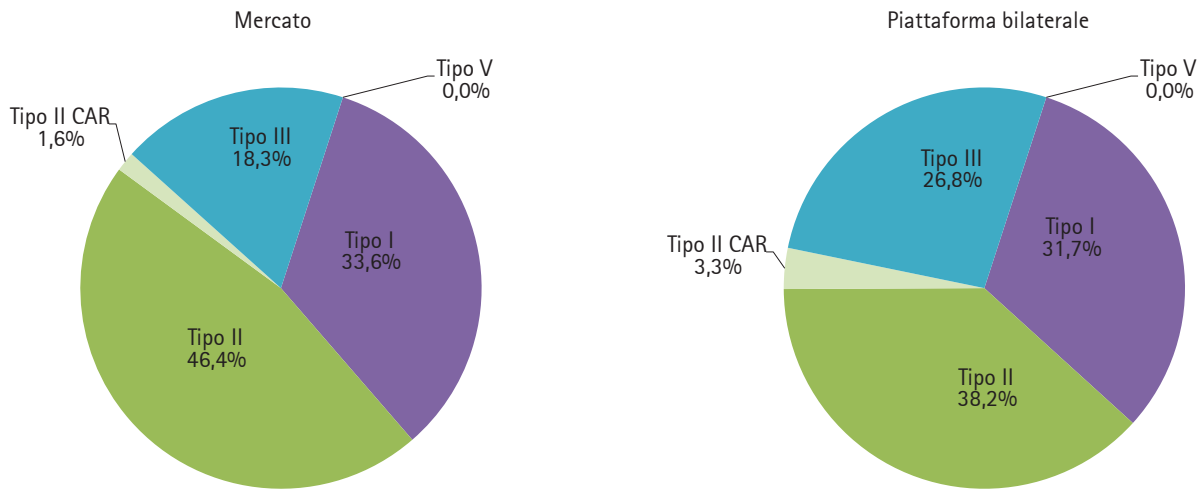
\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Per quanto riguarda le diverse tipologie, i TEE maggiormente scambiati sono stati quelli di Tipo II sia sul mercato organizzato, con 1,3 milioni di tep (46,4% del totale), sia nelle contrattazioni bilaterali, pari a 2,1 milioni di tep (38,2% del totale). Per la prima volta, nel 2013, sono stati scambiati i titoli di Tipo II CAR, pari complessivamente a 223 mila tep, e di Tipo V, pari a soli 346 tep (Fig. 2.4.13).



TEE – Struttura dei volumi scambiati. Anno 2013

Fig. 2.4.13



Nel 2013, il grado di concentrazione del mercato ha mostrato sul lato domanda una riduzione (-4,6 punti percentuali) della quota dei primi tre operatori (CR3) che scende al 57,2%;

*Concorrenzialità stabile lato domanda, in miglioramento lato offerta*

tal miglioramento non si ravvisa se invece si considera la quota dei primi dieci (CR10), salita al 79,2% (era 77,9% nel 2012). Tale risultato conferma i limiti strutturali della domanda, caratterizzata da un numero ristretto di operatori, per lo più distributori di energia elettrica e di gas con più di 50.000 utenti connessi, e la necessità per tali soggetti di acquistare un numero maggiore di titoli sul mercato, al fine di compensare il minor apporto di titoli propri, conseguente

al graduale esaurimento del ciclo di vita dei progetti da essi già attuati.

Lato offerta, invece, gli indicatori di concentrazione CR3 e CR10, storicamente più bassi rispetto al lato domanda, hanno segnato un nuovo calo, attestandosi al 13,0% il primo ed al 35,2% il secondo, ambedue al minimo storico. L'offerta si conferma, quindi, costituita da un numero considerevole di operatori (principalmente ESCO ma anche distributori non obbligati) i quali hanno realizzato progetti di risparmio energetico e, relativamente ad essi, beneficiano dell'emissione di TEE, che possono vendere sul mercato (Fig 2.4.14).

TEE – Mercato: Quote operatori

Fig. 2.4.14



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

Il 2013 ha rappresentato l'anno di transizione dalle Certificazioni di Origine per Impianti alimentati da Fonti di Energia Rinnovabile (CO-FER), istituite in base al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 31 luglio 2009, alle Garanzie di Origine (GO), in attuazione dell'art. 31, comma 1 del DM 6 luglio 2012.

In seguito all'approvazione da parte del MiSE della "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle Garanzie d'Origine (Procedura Tecnica)", aggiornata dal GSE come stabilito dell'articolo 31, comma 1, del decreto interministeriale 6 luglio 2012, a partire dal 2013 il GSE ha iniziato ad emettere le Garanzie di Origine (GO) in sostituzione dei titoli CO-FER per certificare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE. Per tale ragione il Mercato COFER (M-COFER) ha cessato la propria attività a fine marzo del 2013, in corrispondenza con la data ultima per l'adempimento dell'obbligo 2012, mentre a partire da settembre dello stesso anno è stato avviato il Mercato GO (M-GO); data la forte analogia tra i due, gli esiti di entrambi i mercati sono analizzati congiuntamente.

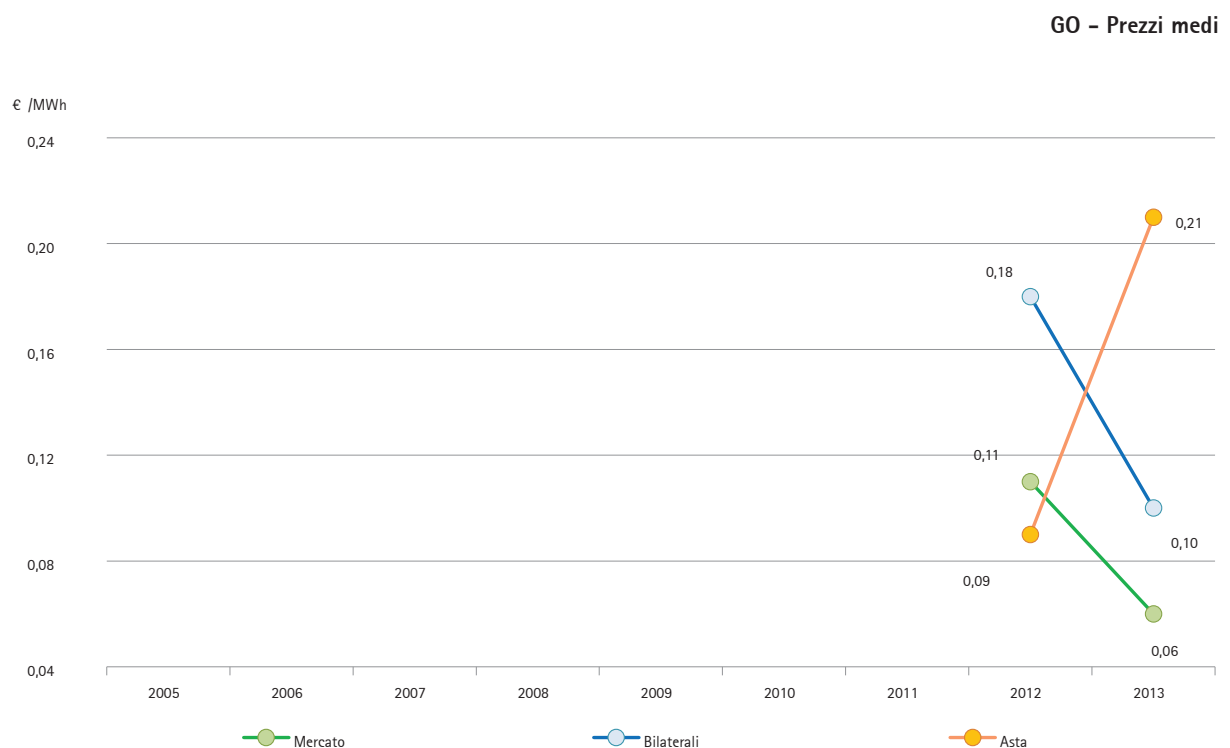
Nel 2013, il prezzo medio ponderato registrato su M-GO, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 0,06 €/MWh, in calo rispetto a 0,11 €/MWh del 2012. La stessa dinamica, ma su livelli più elevati, è stata registrata sulla Piattaforma Bilaterale delle GO (PB-GO), in cui i prezzi sono scesi da 0,18 €/MWh del 2012 a 0,10 €/MWh del 2013.

In controtendenza i prezzi delle GO assegnate attraverso le Aste del GSE, che registrano un aumento di 0,12 €/MWh (+133,3%), portandosi a 0,21 €/MWh (Fig. 2.4.15).

In generale, l'evoluzione dei prezzi, per quanto concerne il mercato, potrebbe essere associata ad un eccesso di offerta di GO da parte dei sempre più numerosi operatori da fonti rinnovabili, in possesso delle GO, rispetto alla richiesta degli operatori che hanno deciso di caratterizzare le loro offerte commerciali e hanno dovuto, di conseguenza, adempiere all'obbligo 2013.

Riguardo l'andamento delle aste, invece, la differenza si è avuta soprattutto perché il GSE ha fissato il prezzo base d'asta ad un livello superiore a quello presente sul mercato organizzato.

*Prezzi in calo  
sul mercato organizzato  
e sulla piattaforma  
bilaterale*

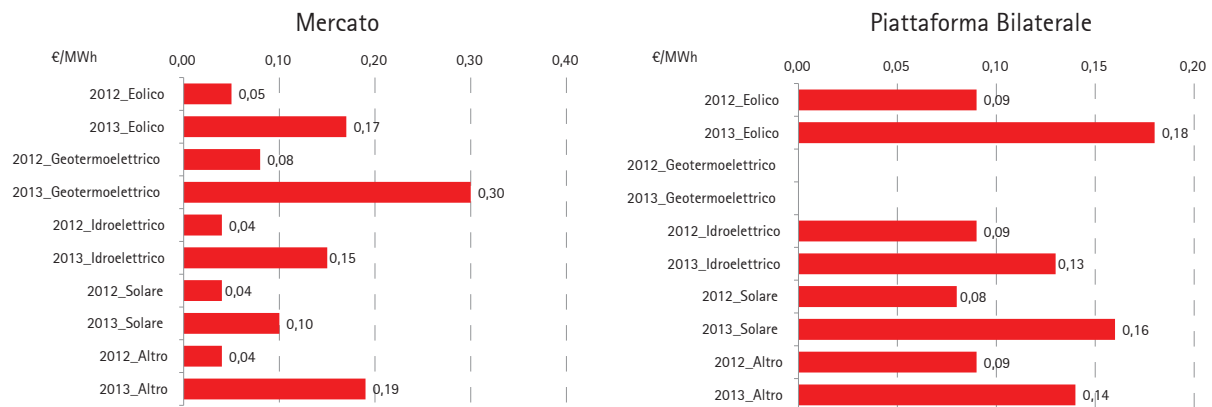


L'analisi per tipologia mostra prezzi più bassi per i titoli con anno di produzione 2012, tutti scambiati nel precedente M-COFER e attestatisi sotto gli 0,08 €/MWh. I titoli con anno di produzione 2013, negoziati nel nuovo M-GO, si collocano invece tutti sopra i 0,10 €/MWh, con un massimo per la garanzia 2013\_Geotermoelettrico, pari a 0,30 €/MWh.

Anche PB-GO mostra prezzi inferiori per i titoli riferiti alla produzione del 2012, compresi tra 0,08 e 0,09 €/MWh, e più elevati per quella del 2013, con un massimo di 0,18 €/MWh per il titolo 2013\_Eolico (Fig. 2.4.16).

GO - Prezzi per tipologia e anno di produzione. Anno 2013

Fig. 2.4.16

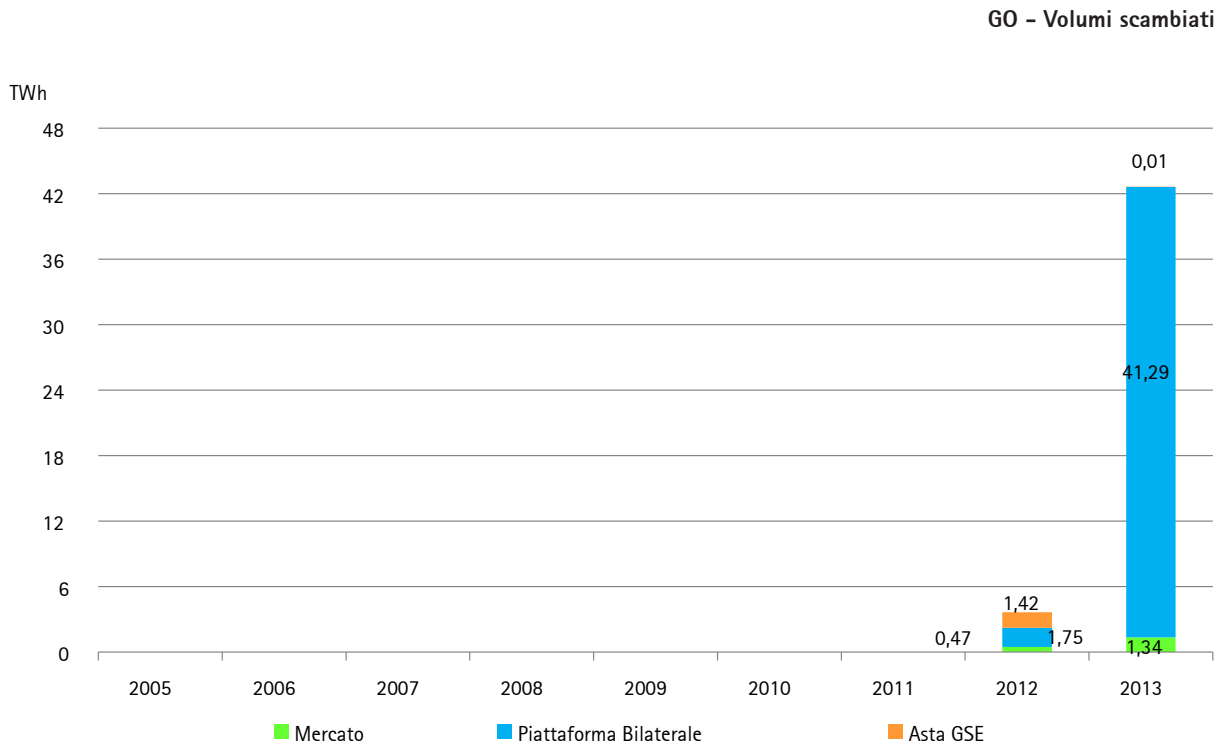


Nel 2013, nelle quattro sessioni di M-COFER e nelle quattro sessioni di M-GO, sono stati scambiati complessivamente 1,3 milioni di MWh, in crescita rispetto al 2012 (+183,2%); va ricordato che tutti i dati del 2012 si riferiscono al periodo di contrattazione che inizia da luglio, mese di avvio del mercato e della piattaforma COFER, a dicembre. Nella PB-GO, invece, si assiste ad un'espansione esponenziale degli scambi che da 1,75 milioni di MWh del 2012 salgono a 41,3 milioni di MWh del 2013, al netto degli infragruppo, rendendo poco significativa la liquidità del mercato organizzato.

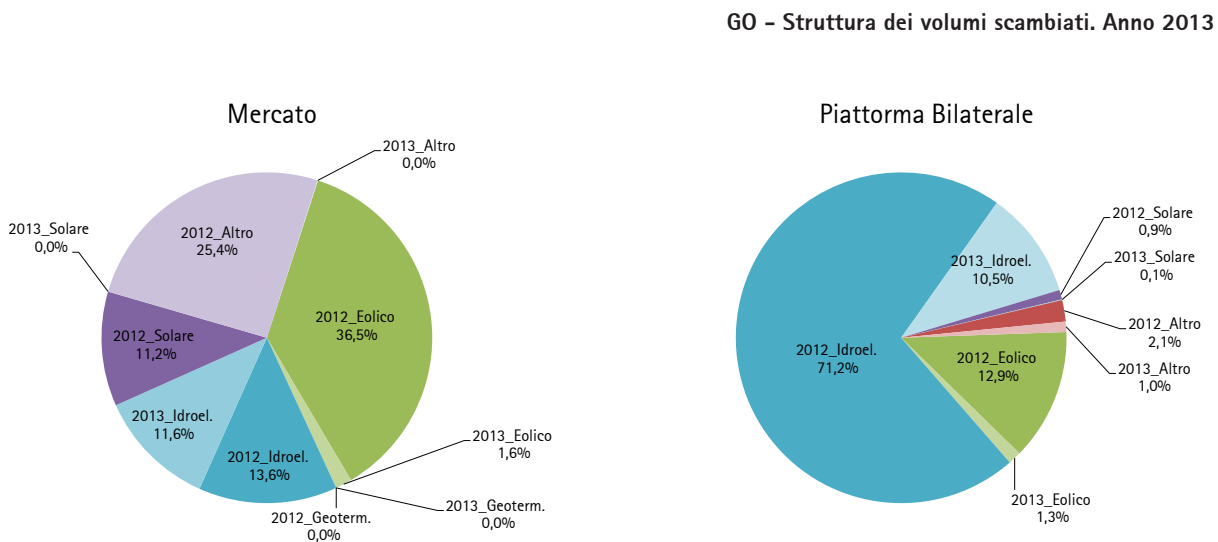
*Volumi in netta espansione*

In controtendenza i volumi assegnati tramite asta, pari a 7.000 MWh, che nel 2013 registrano una drastica riduzione su base annua (-99,5%) (Fig. 2.4.17), probabilmente a causa del prezzo d'asta elevato rispetto ai prezzi di mercato.

Il nuovo mercato e la nuova piattaforma delle GO hanno evidenziato una minore attività degli operatori; infatti, circa l'87% dei volumi scambiati complessivamente nel 2013 è stato registrato nei primi tre mesi dell'anno quando erano ancora attivi il Mercato e la Piattaforma Bilaterale COFER. Ciò è dovuto principalmente alla concentrazione degli scambi in prossimità del 31 marzo, data entro la quale i soggetti interessati debbono inviare i titoli al GSE per l'annullamento.



La tipologia più scambiata nel mercato organizzato è stata 2012\_Eolico, con 489 mila MWh (36,5% del totale), seguita da 2012\_Altro che ha pesato per oltre il 25%. Nella Piattaforma Bilaterale, invece, gli scambi si sono concentrati sulla tipologia 2012\_Idroelettrico con 29,4 milioni di MWh, pari al 71,2% del totale (Fig. 2.4.18).





# RELAZIONE ANNUALE 2013

RELAZIONE ANNUALE 2013



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Largo Giuseppe Tartini, 3/4

00198 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)



# APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2013





# APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2013





INTRODUZIONE.....	p.	III
1. MGP - Mercato del Giorno Prima.....	p.	1
2. MA/MI - Mercato di Aggiustamento e Infragiornaliero.....	p.	47
3. MTE - Mercato Elettrico a Termine.....	p.	59
4. PCE - Piattaforma per Conti Energia.....	p.	61
5. MA - Mercati Ambientali .....	p.	65
INDICE DELLE TABELLE.....	p.	77



# INDICE

# INTRODUZIONE

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2013 del Gestore dei Mercati Energetici (GME), attraverso una ricca serie di tabelle, illustra l'andamento delle serie storiche annuali delle principali variabili del Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato Infragiornaliero (MI), per quanto riguarda il mercato elettrico a pronti, del Mercato Elettrico a Termine (MTE), della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) e dei Mercati Ambientali.

L'appendice si articola in quattro sezioni:

- **Mercato del Giorno Prima.** Offre dettagliate informazioni sui principali indicatori del mercato distinti per:
  - » *Prezzi - livello e volatilità del prezzo di acquisto (PUN) e dei prezzi di vendita zonali;*
  - » *Domanda - volumi di energia elettrica offerti in acquisto, acquisti a livello Sistema Italia ed a livello zonale, nel mercato organizzato dal GME ed al di fuori di esso (contrattazione bilaterale);*
  - » *Offerta - volumi di energia elettrica offerti in vendita, vendite a livello Sistema Italia ed a livello zonale, nel mercato organizzato dal GME ed al di fuori di esso (contrattazione bilaterale) e vendite per tipologia di impianto;*
  - » *Liquidità e struttura degli acquisti e delle vendite;*
  - » *Configurazione zonale - zone di mercato, transiti interzonali, rendita del sistema e Corrispettivi di assegnazione dei diritti di transito (CCT);*
  - » *Concentrazione del mercato - indice di Hirschman-Herfindahl (HHI), indice di determinazione del prezzo per operatore (IOM) e tecnologia (ITM), indice dell'operatore residuale (IOR) e quote di mercato degli operatori.*
- **Mercato di Aggiustamento** (fino al 31/10/2009) e **Mercato Infragiornaliero** (a partire dal 01/11/2009) - livello e volatilità dei prezzi, acquisti e vendite per tipologia di impianto.
- **Mercato Elettrico a Termine** - prodotti scambiati, volumi e posizione aperta.
- **Piattaforma per Conti Energia** - transazioni registrate, posizione netta e programmi fisici.
- **Mercati Ambientali** - Prezzi e volumi del mercato e della piattaforma bilaterale dei:
  - » *Certificati Verdi (CV)*
  - » *Titoli di Efficienza Energetica (TEE)*
  - » *Garanzie di Origine (GO).*



# 1

## MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

PREZZI .....	p.	3
DOMANDA .....	p.	9
OFFERTA .....	p.	15
LIQUIDITÀ.....	p.	31
CONFIGURAZIONI ZONALI.....	p.	35
CONCENTRAZIONE .....	p.	43





1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

PREZZI



Tabella 1

**MPG - Prezzo di acquisto**

€/MWh		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Media</b>	Baseload	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99
	Picco	108,73	104,90	114,38	83,05	76,77	82,71	86,28	70,97
	Fuori picco	57,06	53,00	72,53	53,41	57,34	66,71	69,77	58,75
€/MWh									
<b>Minimo</b>	Baseload	15,06	21,44	21,54	9,07	10,00	10,00	12,14	0,00
	Picco	50,57	47,70	40,96	35,15	46,52	57,99	47,22	17,65
	Fuori picco	15,06	21,44	21,54	9,07	10,00	10,00	12,14	0,00
€/MWh									
<b>Massimo</b>	Baseload	378,47	242,42	211,99	172,25	174,62	164,80	324,20	151,88
	Picco	378,47	242,42	211,99	172,25	174,62	164,80	222,25	151,88
	Fuori picco	160,04	162,63	172,09	134,23	154,70	146,89	324,20	150,00
<b>Volatilità</b>	Baseload	7,7%	8,0%	9,1%	13,1%	11,0%	7,3%	8,8%	7,7%
	Picco	5,6%	8,8%	10,1%	14,3%	12,6%	8,0%	8,7%	8,7%
	Fuori picco	5,8%	7,4%	10,3%	13,1%	9,4%	7,6%	9,5%	9,7%

MGP – Prezzo di vendita zonale: *baseload*

€/MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	73,63	68,47	82,92	60,82	61,98	70,18	74,05	61,58
Centro Nord	74,98	72,80	84,99	62,26	62,47	71,17	73,87	61,05
Centro Sud	74,99	73,05	87,63	62,40	62,60	70,86	73,16	59,26
Sud	74,98	73,04	87,39	59,49	59,00	69,04	70,34	57,22
Calabria	75,67	73,22	87,99					
Sicilia	78,96	79,51	119,63	88,09	89,71	93,11	95,28	92,00
Sardegna	80,55	75,00	91,84	82,01	73,51	79,93	81,67	61,52
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	73,49	68,37	82,90	60,82	61,98	70,18		
Turbigo R.	73,57	68,47						
Piombino	77,62							
Brindisi	74,28	72,98	86,93	57,04	57,66	68,20	68,49	56,86
Foggia	71,55	69,96	86,79	59,31	58,99	67,16	67,81	56,75
Rossano	74,61	73,00	86,99	58,75	58,47	69,01	70,00	57,20
Priolo G.	76,68	78,44	118,46	87,95	89,58	93,11	95,28	92,00
<i>Zone estere</i>								
Francia	64,34	-	-	60,82	61,98	70,18	74,05	61,58
Svizzera	64,66	50,47	-	60,78	61,98	70,18	74,05	61,58
Austria	58,32	-	-	60,82	61,98	70,18	74,05	61,58
Slovenia	70,94	41,08	-	60,82	61,98	70,18	74,05	61,58
BSP						57,20	53,02	43,18
Grecia	67,96	-	-	57,04	57,66	68,20	68,49	56,86
Corsica	73,33	71,07	87,25	61,33	91,58	74,60	81,60	58,53
Corsica AC	81,53	75,00	91,84	82,01	73,36	80,94	81,67	61,52
Esterio Corsica	81,53	75,00	91,84					
Esterio Nord-Est	73,63	68,22	82,92					
Esterio Nord-Ovest	73,63	68,45	82,92					
Esterio Sud	68,48	64,62	80,35					

Tabella 2

MGP – Volatilità dei prezzi di vendita zonali: *baseload*

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	8,6%	11,6%	10,7%	13,5%	11,9%	7,2%	8,8%	7,5%
Centro Nord	7,5%	6,3%	10,0%	15,3%	12,6%	8,6%	9,1%	8,6%
Centro Sud	7,5%	5,9%	10,1%	16,5%	14,0%	9,2%	10,2%	12,9%
Sud	7,5%	5,8%	10,0%	16,6%	12,3%	9,1%	12,0%	17,1%
Calabria	9,3%	6,2%	10,8%					
Sicilia	10,8%	10,9%	18,2%	17,1%	22,9%	15,1%	15,1%	16,7%
Sardegna	10,6%	10,7%	15,6%	29,0%	20,9%	16,4%	20,0%	16,8%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	8,7%	11,6%	10,7%	13,5%	11,9%	7,2%		
Turbigo R.	8,9%	11,6%						
Piombino	6,5%							
Brindisi	8,2%	5,9%	9,8%	18,6%	12,7%	9,5%	13,2%	17,0%
Foggia	13,1%	11,6%	10,0%	16,6%	12,3%	19,5%	30,3%	17,8%
Rossano	6,8%	5,9%	9,8%	18,6%	15,0%	9,3%	13,9%	17,1%
Priolo G.	8,6%	10,5%	18,7%	17,4%	22,5%	15,1%	15,1%	16,7%
<i>Zone estere</i>								
Francia	38,2%	-	-	13,4%	11,9%	7,2%	8,8%	7,5%
Svizzera	19,6%	12,3%	-	13,6%	11,9%	7,2%	8,8%	7,5%
Austria	82,4%	-	-	13,4%	11,9%	7,2%	8,8%	7,5%
Slovenia	39,3%	20,4%	-	13,4%	11,9%	7,2%	8,8%	7,5%
BSP						9,2%	17,3%	13,8%
Grecia	12,8%	-	-	18,5%	12,7%	9,5%	13,2%	17,0%
Corsica	12,3%	21,6%	16,3%	25,2%	44,4%	19,3%	22,6%	24,6%
Corsica AC	12,0%	10,7%	15,6%	29,0%	23,2%	16,4%	20,0%	16,8%
Esterio Corsica	12,0%	10,7%	15,6%					
Esterio Nord-Est	8,6%	12,7%	10,7%					
Esterio Nord-Ovest	8,6%	11,6%	10,7%					
Esterio Sud	11,1%	16,4%	15,8%					

Tabella 3

**MGP – Prezzo di vendita zonale: *picco***

Tabella 4

€/MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	107,49	100,44	108,94	79,06	73,39	79,90	85,24	70,59
Centro Nord	109,41	109,41	113,29	81,26	74,29	81,96	84,96	68,72
Centro Sud	109,36	109,81	115,47	81,36	74,98	81,31	83,96	67,13
Sud	109,35	109,80	114,83	74,01	66,83	76,48	77,38	61,98
Calabria	109,82	109,95	115,66					
Sicilia	113,26	116,95	161,57	123,85	120,16	114,15	111,20	98,16
Sardegna	113,49	109,24	118,19	108,30	93,38	92,84	88,96	69,68
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	107,29	100,37	108,89	79,06	73,39	79,90		
Turbigo R.	107,42	100,44						
Piombino	109,27							
Brindisi	108,13	109,72	114,38	70,84	64,98	75,13	76,06	61,14
Foggia	106,39	105,72	114,83	73,87	66,81	73,08	74,42	61,56
Rossano	108,84	109,72	114,43	72,26	65,96	76,44	76,90	61,95
Priolo G.	110,26	115,42	159,07	123,48	119,77	114,15	111,19	98,16
<i>Zone estere</i>								
Francia	93,49	-	-	79,06	73,39	79,90	85,24	70,59
Svizzera	89,68	68,79	-	78,97	73,39	79,90	85,24	70,59
Austria	83,83	-	-	79,06	73,39	79,90	85,24	70,59
Slovenia	103,20	58,50	-	79,06	73,39	79,90	85,24	70,59
BSP						69,79	68,81	55,11
Grecia	96,29	-	-	70,84	64,98	75,13	76,06	61,14
Corsica	103,96	103,67	113,56	80,22	121,87	86,09	85,70	66,71
Corsica AC	114,97	109,24	118,19	108,30	93,10	92,84	88,96	69,68
Esterio Corsica	114,97	109,24	118,19					
Esterio Nord-Est	107,49	100,11	108,94					
Esterio Nord-Ovest	107,49	100,38	108,94					
Esterio Sud	97,78	95,41	104,77					

**MGP – Volatilità dei prezzi di vendita zonali: *picco***

Tabella 5

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	6,7%	13,9%	12,1%	15,8%	13,9%	8,2%	9,3%	8,2%
Centro Nord	5,5%	6,5%	10,8%	17,8%	15,3%	10,4%	9,2%	10,7%
Centro Sud	5,4%	5,9%	10,9%	19,8%	17,2%	10,7%	9,8%	15,4%
Sud	5,5%	5,9%	10,8%	20,3%	15,5%	11,1%	13,4%	23,3%
Calabria	8,2%	6,3%	11,6%					
Sicilia	8,7%	9,6%	18,4%	15,1%	24,6%	16,4%	14,4%	21,0%
Sardegna	8,4%	10,7%	16,1%	30,0%	23,6%	19,6%	18,3%	19,6%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	6,8%	13,9%	12,1%	15,8%	13,9%	8,2%		
Turbigo R.	7,0%	13,9%						
Piombino	4,3%							
Brindisi	6,5%	6,0%	10,5%	23,4%	14,9%	12,5%	14,5%	23,5%
Foggia	11,3%	12,1%	10,8%	20,2%	15,5%	25,2%	46,1%	26,5%
Rossano	4,6%	6,0%	10,6%	24,0%	15,2%	11,2%	13,4%	23,3%
Priolo G.	6,0%	9,2%	19,0%	15,7%	24,2%	16,4%	14,4%	21,0%
<i>Zone estere</i>								
Francia	49,4%	-	-	15,6%	13,9%	8,2%	9,3%	8,2%
Svizzera	45,6%	15,8%	-	16,2%	13,9%	8,2%	9,3%	8,2%
Austria	128,2%	-	-	15,6%	13,9%	8,2%	9,3%	8,2%
Slovenia	52,7%	42,2%	-	15,6%	13,9%	8,2%	9,3%	8,2%
BSP						10,2%	18,4%	15,9%
Grecia	14,6%	-	-	23,3%	14,9%	12,5%	14,5%	23,5%
Corsica	9,2%	11,0%	17,2%	22,7%	42,3%	24,7%	16,9%	24,9%
Corsica AC	9,8%	10,7%	16,1%	30,0%	27,5%	19,6%	18,3%	19,6%
Esterio Corsica	9,8%	10,7%	16,1%					
Esterio Nord-Est	6,7%	15,0%	12,1%					
Esterio Nord-Ovest	6,7%	13,9%	12,1%					
Esterio Sud	16,0%	13,2%	13,2%					



MGP – Prezzo di vendita zonale: *fuori picco*

€/MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	55,99	51,52	69,18	51,09	55,86	65,05	68,14	56,81
Centro Nord	57,05	53,38	70,04	52,13	56,12	65,48	68,01	56,98
Centro Sud	57,09	53,55	72,92	52,28	55,95	65,36	67,46	55,08
Sud	57,09	53,55	72,90	51,75	54,80	65,12	66,62	54,69
Calabria	57,89	53,75	73,38					
Sicilia	61,09	59,65	97,48	69,01	73,37	82,02	86,87	88,73
Sardegna	63,40	56,83	77,91	67,99	62,84	73,13	77,82	57,19
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	55,88	51,39	69,17	51,09	55,86	65,05		
Turbigo R.	55,93	51,52						
Piombino	60,15							
Brindisi	56,66	53,48	72,44	49,68	53,73	64,55	64,49	54,59
Foggia	53,75	50,99	71,98	51,53	54,80	64,05	64,32	54,19
Rossano	56,79	53,52	72,49	51,54	54,45	65,08	66,35	54,69
Priolo G.	59,19	58,82	97,01	68,99	73,37	82,02	86,87	88,73
<i>Zone estere</i>								
Francia	49,15	-	-	51,09	55,86	65,05	68,14	56,81
Svizzera	51,62	40,75	-	51,08	55,86	65,05	68,14	56,81
Austria	45,03	-	-	51,09	55,86	65,05	68,14	56,81
Slovenia	54,14	31,83	-	51,09	55,86	65,05	68,14	56,81
BSP						50,56	44,68	36,85
Grecia	53,21	-	-	49,68	53,73	64,55	64,49	54,59
Corsica	57,38	53,78	73,35	51,25	75,32	68,55	79,44	54,20
Corsica AC	64,45	56,83	77,91	67,99	62,77	74,67	77,82	57,19
Esterio Corsica	64,45	56,83	77,91					
Esterio Nord-Est	55,99	51,30	69,18					
Esterio Nord-Ovest	55,99	51,52	69,18					
Esterio Sud	53,22	48,28	67,46					

Tabella 6

MGP – Volatilità dei prezzi di vendita zonali: *fuori picco*

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	7,3%	8,7%	11,2%	13,3%	9,9%	7,6%	9,6%	10,2%
Centro Nord	4,8%	7,6%	11,3%	13,9%	9,8%	8,0%	9,6%	10,6%
Centro Sud	4,8%	7,4%	11,5%	14,1%	11,0%	8,7%	10,3%	15,3%
Sud	4,8%	7,4%	11,5%	14,2%	10,9%	8,8%	11,2%	16,2%
Calabria	6,6%	7,6%	12,5%					
Sicilia	11,6%	13,5%	22,1%	18,5%	21,6%	17,9%	17,2%	16,2%
Sardegna	10,2%	13,3%	18,1%	31,1%	17,8%	15,0%	23,2%	18,8%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	7,3%	8,7%	11,2%	13,3%	9,9%	7,6%		
Turbigo R.	7,5%	8,7%						
Piombino	4,7%							
Brindisi	5,4%	7,5%	11,6%	14,6%	12,0%	8,9%	12,7%	16,2%
Foggia	7,2%	9,9%	11,5%	14,2%	10,9%	17,6%	26,5%	16,2%
Rossano	4,7%	7,5%	11,6%	14,9%	12,0%	8,9%	11,4%	16,2%
Priolo G.	10,4%	13,4%	22,4%	18,6%	21,6%	17,9%	17,2%	16,2%
<i>Zone estere</i>								
Francia	26,5%	-	-	13,1%	9,9%	7,6%	9,6%	10,2%
Svizzera	13,4%	9,0%	-	13,0%	9,9%	7,6%	9,6%	10,2%
Austria	93,6%	-	-	13,1%	9,9%	7,6%	9,6%	10,2%
Slovenia	35,0%	12,7%	-	13,1%	9,9%	7,6%	9,6%	10,2%
BSP						8,8%	18,5%	15,9%
Grecia	5,5%	-	-	14,5%	12,0%	8,9%	12,7%	16,2%
Corsica	9,9%	18,7%	18,0%	20,0%	41,6%	16,0%	22,2%	22,2%
Corsica AC	12,0%	13,3%	18,1%	31,1%	18,6%	15,0%	23,2%	18,8%
Esterio Corsica	12,0%	13,3%	18,1%					
Esterio Nord-Est	7,3%	10,1%	11,2%					
Esterio Nord-Ovest	7,3%	8,7%	11,2%					
Esterio Sud	5,4%	15,5%	11,9%					

Tabella 7

**MGP – Percentuale dei volumi venduti su cui la zona ha fissato il prezzo**

Tabella 8

Zona price maker	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nord	47,4%	47,7%	46,3%	51,0%	48,0%	56,3%	49,3%	47,0%
Centro Nord	5,9%	8,2%	7,1%	2,1%	3,6%	3,1%	2,8%	3,3%
Centro Sud	18,4%	13,6%	11,0%	7,8%	7,1%	6,3%	8,8%	10,6%
Sud	16,3%	15,7%	13,0%	11,8%	15,9%	15,4%	17,3%	16,3%
Sicilia	6,7%	7,7%	6,0%	6,7%	5,6%	6,6%	6,8%	6,2%
Sardegna	3,0%	2,7%	3,8%	4,3%	2,3%	2,3%	1,8%	1,2%
Estero	2,3%	4,4%	12,9%	16,3%	17,4%	10,0%	13,1%	15,5%
<b>Totale</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**MGP – Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee**

Tabella 9

e/MWh	Borsa	Area di riferimento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Baseload	GME	Italia	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99
	EPEX	Germania	50,79	37,99	65,76	38,85	44,49	51,12	42,60	37,78
	EPEX	Francia	49,29	40,88	69,15	43,01	47,50	48,89	46,94	43,24
	EPEX	Svizzera		45,99	74,38	47,92	51,02	56,18	49,52	44,73
	EXAA	Austria	50,97	38,97	66,18	38,95	44,81	51,81	43,22	37,43
	NORDPOOL	Area scandinava*	48,59	27,93	44,73	35,02	53,06	47,05	31,20	38,35
	OMEL	Spagna	50,53	39,35	64,44	36,96	37,01	49,93	47,23	44,26
	BSP	Slovenia**					46,21	57,20	53,15	43,18
Picco	GME	Italia	108,73	104,90	114,38	83,05	76,77	82,71	86,28	70,97
	EPEX	Germania	74,59	57,10	89,36	51,56	55,25	61,51	54,15	49,34
	EPEX	Francia	70,45	59,29	93,03	58,67	59,29	61,17	60,37	55,87
	EPEX	Svizzera		63,09	96,94	61,24	62,03	65,90	62,35	56,50
	EXAA	Austria	74,27	58,96	90,47	52,01	55,96	62,09	54,41	49,13
	NORDPOOL	Area scandinava*	52,32	31,03	50,16	38,37	59,01	50,50	36,04	41,87
	OMEL	Spagna	61,49	46,44	71,29	40,37	42,08	54,54	53,44	51,45
	BSP	Slovenia**					57,11	69,79	69,02	55,11
Fuori picco	GME	Italia	57,06	53,00	72,53	53,41	57,34	66,71	69,77	58,75
	EPEX	Germania	38,39	27,85	53,29	32,07	38,71	45,64	36,49	31,64
	EPEX	Francia	38,27	31,11	56,54	34,66	41,17	42,42	39,85	36,53
	EPEX	Svizzera		36,93	62,47	40,81	45,10	51,06	42,75	38,48
	EXAA	Austria	38,84	28,36	53,36	31,97	38,83	46,39	37,32	31,22
	NORDPOOL	Area scandinava*	46,65	26,28	41,86	33,23	49,86	45,22	28,64	36,48
	OMEL	Spagna	44,83	35,58	60,82	35,14	34,28	47,49	43,96	40,45
	BSP	Slovenia**					40,31	50,56	44,77	36,85
Fuori picco lavorativo	GME	Italia	54,12	48,06	67,75	48,29	54,20	64,32	69,82	59,40
	EPEX	Germania	41,28	29,67	55,87	33,28	40,07	47,27	39,86	35,28
	EPEX	Francia	40,08	31,91	58,18	34,78	42,09	44,02	42,94	40,44
	EPEX	Svizzera		37,01	63,04	39,81	46,12	52,60	46,45	42,44
	EXAA	Austria	41,65	30,01	55,96	32,51	39,96	47,72	40,16	34,69
	NORDPOOL	Area scandinava*	47,35	26,38	42,84	33,49	50,70	45,56	29,08	37,07
	OMEL	Spagna	44,47	34,32	59,47	34,30	34,18	47,30	45,13	41,57
	BSP	Slovenia**					41,15	52,58	47,59	38,81
Festivo	GME	Italia	60,25	58,58	77,88	59,27	60,98	69,37	69,71	58,02
	EPEX	Germania	35,24	25,79	50,41	30,69	37,14	43,84	32,72	27,54
	EPEX	Francia	36,30	30,21	54,71	34,52	40,11	40,64	36,38	32,13
	EPEX	Svizzera		36,83	61,82	41,95	43,92	49,33	38,60	34,01
	EXAA	Austria	35,77	26,50	50,44	31,35	37,51	44,91	34,16	27,31
	NORDPOOL	Area scandinava*	45,89	26,17	40,76	32,94	48,89	44,85	28,15	35,81
	OMEL	Spagna	45,21	37,01	62,33	36,10	34,40	47,72	42,65	39,19
	BSP	Slovenia**					39,33	48,31	41,61	34,62

\* comprende Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca, Estonia

\*\* i dati relativi all'anno 2010 si riferiscono al periodo da marzo a dicembre

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

**DOMANDA**



**MGP – Offerte di acquisto**

Tabella 10

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	177.975.401	179.533.755	181.622.010	168.281.460	172.426.210	165.559.483	159.553.221	160.154.848
Centro Nord	35.967.590	36.583.045	36.423.862	34.050.494	34.510.467	33.985.543	31.876.478	29.971.346
Centro Sud	32.397.598	32.673.492	33.349.287	49.740.985	50.437.099	49.611.468	47.833.628	45.235.351
Sud	41.013.470	41.745.127	42.661.271	26.109.079	25.609.410	25.548.161	25.120.187	26.214.427
Calabria	3.637.318	3.624.502	3.950.983	-	-	-	-	-
Sicilia	19.299.280	19.355.979	20.130.439	19.428.168	19.701.151	19.604.279	19.950.006	19.636.103
Sardegna	13.239.487	12.463.267	12.522.979	12.044.453	11.876.453	13.522.990	12.745.288	11.009.155
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	992.397	44.550	-	-	-	-	-	-
Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	709.086	687.718	642.679	470.774	355.715	253.792	97.630	7.135
<b>Totale nazionale</b>	<b>325.231.627</b>	<b>326.711.435</b>	<b>331.303.510</b>	<b>310.125.413</b>	<b>314.916.505</b>	<b>308.085.714</b>	<b>297.176.437</b>	<b>292.228.365</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	5.448.808	-	-	9.306.006	8.783.050	8.405.712	10.524.580	14.286.806
Svizzera	4.273.552	4.264.060	-	13.748.884	16.235.210	16.938.873	15.885.695	18.476.258
Austria	549.370	-	-	1.143.049	1.017.230	1.322.203	1.709.545	1.905.706
Slovenia	506.930	318.568	-	233.890	364.022	99.064	40.024	39.783
<i>di cui Market Coupling</i>	-	-	-	-	-	98.799	2.685	23.798
Grecia	379.546	-	-	4.242.060	3.333.445	2.620.448	4.388.463	2.228.942
Corsica	437.070	414.280	419.841	416.408	403.468	415.850	417.400	345.573
Corsica AC	-	-	-	-	-	322.325	349.794	302.603
Esteri Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Esteri Nord-Est	-	368.464	1.400.828	-	-	-	-	-
Esteri Nord-Ovest	130.731	1.546.772	17.471.898	-	-	-	-	-
Esteri Sud	131.575	1.801.512	3.722.274	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>11.857.582</b>	<b>8.713.656</b>	<b>23.014.841</b>	<b>29.090.296</b>	<b>30.136.425</b>	<b>30.124.475</b>	<b>33.315.501</b>	<b>37.585.670</b>
<b>TOTALE</b>	<b>337.089.209</b>	<b>335.425.092</b>	<b>354.318.351</b>	<b>339.215.709</b>	<b>345.052.930</b>	<b>338.210.189</b>	<b>330.491.938</b>	<b>329.814.036</b>

## MGP – Offerte di acquisto: media oraria

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	20.317	20.495	20.676	19.210	19.683	18.899	18.164	18.283
Centro Nord	4.106	4.176	4.147	3.887	3.940	3.880	3.629	3.421
Centro Sud	3.698	3.730	3.797	5.678	5.758	5.663	5.446	5.164
Sud	4.682	4.765	4.857	2.980	2.923	2.916	2.860	2.993
Calabria	415	414	450					
Sicilia	2.203	2.210	2.292	2.218	2.249	2.238	2.271	2.242
Sardegna	1.511	1.423	1.426	1.375	1.356	1.544	1.451	1.257
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	113	98						
Piombino	-							
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	81	79	73	54	41	29	11	1
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.127</b>	<b>37.388</b>	<b>37.717</b>	<b>35.402</b>	<b>35.949</b>	<b>35.170</b>	<b>33.832</b>	<b>33.359</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	622	-	-	1.062	1.003	960	1.198	1.631
Svizzera	488	487	-	1.570	1.853	1.934	1.808	2.109
Austria	63	-	-	130	116	151	195	218
Slovenia	58	36	-	27	42	11	5	5
<i>di cui Market Coupling</i>						11	0	3
Grecia	43	-	-	484	381	299	500	254
Corsica	50	47	48	48	46	47	48	39
Corsica AC	-	-	-	-	-	37	40	35
Estero Corsica	-	-	-					
Estero Nord-Est	-	42	159					
Estero Nord-Ovest	15	177	1.989					
Estero Sud	15	206	424					
<b>Totale estero</b>	<b>1.354</b>	<b>995</b>	<b>2.620</b>	<b>3.321</b>	<b>3.440</b>	<b>3.439</b>	<b>3.793</b>	<b>4.291</b>
<b>TOTALE</b>	<b>38.481</b>	<b>38.383</b>	<b>40.337</b>	<b>38.723</b>	<b>39.390</b>	<b>38.608</b>	<b>37.624</b>	<b>37.650</b>

Tabella 11

**MGP – Acquisti**

Tabella 12

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	177.907.171	179.275.590	180.998.747	168.005.227	172.394.609	165.481.797	158.351.840	156.536.860
Centro Nord	35.965.481	36.462.474	35.914.137	33.747.416	34.470.690	33.978.128	31.611.127	28.518.061
Centro Sud	32.397.437	32.673.490	33.348.807	49.740.985	50.437.091	49.611.153	47.710.311	44.346.044
Sud	41.013.468	41.745.125	42.661.257	26.109.067	25.609.409	25.548.161	25.033.579	25.702.111
Calabria	3.637.303	3.624.502	3.950.983	-	-	-	-	-
Sicilia	19.298.312	19.252.295	19.861.027	19.246.272	19.658.717	19.604.133	19.915.228	19.324.454
Sardegna	13.237.399	12.399.707	12.324.901	11.843.298	11.806.837	13.497.630	12.687.869	10.895.046
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	992.397	44.550	-	-	-	-	-	-
Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	709.086	687.549	642.679	470.774	355.715	253.792	97.630	7.135
<b>Totale nazionale</b>	<b>325.158.054</b>	<b>326.165.281</b>	<b>329.702.540</b>	<b>309.163.039</b>	<b>314.733.069</b>	<b>307.974.793</b>	<b>295.407.583</b>	<b>285.329.711</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	1.298.617	-	-	949.925	1.161.420	720.777	456.594	1.072.465
Svizzera	2.085.197	853.505	-	2.267.392	1.912.436	1.552.980	1.170.990	1.755.680
Austria	35.045	-	-	32.020	14.895	6.595	3.089	22.011
Slovenia	152.205	214.882	-	21.665	15.533	24.242	36.134	30.362
<i>di cui Market Coupling</i>						24.017	1.549	17.438
Grecia	379.470	-	-	574.718	325.144	476.391	827.519	295.662
Corsica	437.070	413.430	419.041	416.408	399.068	415.850	417.175	345.052
Corsica AC	-	-	-	-	-	322.250	349.750	302.603
Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	-	324.547	363.652	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	130.731	815.479	4.581.451	-	-	-	-	-
Estero Sud	113.641	1.162.083	1.894.613	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>4.631.976</b>	<b>3.783.926</b>	<b>7.258.757</b>	<b>4.262.128</b>	<b>3.828.496</b>	<b>3.519.084</b>	<b>3.261.252</b>	<b>3.823.835</b>
<b>TOTALE</b>	<b>329.790.030</b>	<b>329.949.207</b>	<b>336.961.297</b>	<b>313.425.166</b>	<b>318.561.565</b>	<b>311.493.877</b>	<b>298.668.836</b>	<b>289.153.546</b>

## MGP – Acquisti: media oraria


 Tabella 13

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	20.309	20.465	20.606	19.179	19.680	18.891	18.027	17.870
Centro Nord	4.106	4.162	4.089	3.852	3.935	3.879	3.599	3.255
Centro Sud	3.698	3.730	3.797	5.678	5.758	5.663	5.432	5.062
Sud	4.682	4.765	4.857	2.980	2.923	2.916	2.850	2.934
Calabria	415	414	450					
Sicilia	2.203	2.198	2.261	2.197	2.244	2.238	2.267	2.206
Sardegna	1.511	1.415	1.403	1.352	1.348	1.541	1.444	1.244
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	113	98						
Piombino	-							
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	81	78	73	54	41	29	11	1
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.118</b>	<b>37.326</b>	<b>37.534</b>	<b>35.293</b>	<b>35.928</b>	<b>35.157</b>	<b>33.630</b>	<b>32.572</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	148	-	-	108	133	82	52	122
Svizzera	238	97	-	259	218	177	133	200
Austria	4	-	-	4	2	1	0	3
Slovenia	17	25	-	2	2	3	4	3
<i>di cui Market Coupling</i>						3	0	2
Grecia	43	-	-	66	37	54	94	34
Corsica	50	47	48	48	46	47	47	39
Corsica AC	-	-	-	-	-	37	40	35
Esteri Corsica	-	-	-					
Esteri Nord-Est	-	37	41					
Esteri Nord-Ovest	15	93	522					
Esteri Sud	13	133	216					
<b>Totale estero</b>	<b>529</b>	<b>432</b>	<b>826</b>	<b>487</b>	<b>437</b>	<b>402</b>	<b>371</b>	<b>437</b>
<b>TOTALE</b>	<b>37.647</b>	<b>37.758</b>	<b>38.361</b>	<b>35.779</b>	<b>36.365</b>	<b>35.559</b>	<b>34.001</b>	<b>33.008</b>

**MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO**

Tabella 14

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) - Austria	35.045	12.526	84.336	32.020	14.895	6.595	3.089	22.011
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	1.298.617	337.764	1.689.237	951.252	1.162.570	720.777	456.594	1.072.465
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	493.111	1.162.083	1.894.613	574.718	325.144	476.391	827.519	295.662
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	152.205	526.903	279.316	21.665	15.533	24.242	36.134	30.362
di cui Market Coupling						24.017	1.549	17.438
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	2.085.197	1.244.699	2.767.011	2.181.987	1.772.676	1.465.204	1.116.620	1.751.114
Electricité De France (EDF) - Corsica	437.070	413.430	419.041	416.408	399.068	738.100	766.925	647.655
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	130.731	86.521	125.204	84.078	138.610	87.776	54.370	4.566
<b>Totale</b>	<b>4.631.976</b>	<b>3.783.926</b>	<b>7.258.757</b>	<b>4.262.128</b>	<b>3.828.496</b>	<b>3.519.084</b>	<b>3.261.252</b>	<b>3.823.835</b>

**MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria**

Tabella 15

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) - Austria	4	1	10	4	2	1	0	3
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	148	39	192	109	133	82	52	122
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	56	133	216	66	37	54	94	34
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	17	60	32	2	2	3	4	3
di cui Market Coupling						3	0	2
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	238	142	315	249	202	167	127	200
Electricité De France (EDF) - Corsica	50	47	48	48	46	84	87	74
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	15	10	14	10	16	10	6	1
<b>Totale</b>	<b>529</b>	<b>432</b>	<b>826</b>	<b>487</b>	<b>437</b>	<b>402</b>	<b>371</b>	<b>437</b>

**MGP – Acquisti in borsa sulle zone estere per TSO**

Tabella 16

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) - Austria	35.045	4.651	84.336	32.020	14.895	6.595	3.089	22.011
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	905.192	276.969	1.564.797	950.242	1.158.659	720.777	437.380	1.071.985
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	404.541	920.913	1.894.613	574.718	325.144	476.391	827.519	291.582
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	152.205	526.903	279.316	21.665	15.533	24.242	36.134	30.362
di cui Market Coupling						24.017	1.549	17.438
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	1.718.294	1.240.233	2.750.791	2.157.016	1.766.786	1.464.664	1.087.719	1.655.339
Electricité De France (EDF) - Corsica	400	1.284	-	6.000	-	322.250	349.750	647.655
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	130.731	86.521	125.204	84.078	138.610	87.776	54.370	4.566
<b>Totale</b>	<b>3.346.408</b>	<b>3.057.474</b>	<b>6.699.056</b>	<b>3.825.739</b>	<b>3.419.627</b>	<b>3.102.694</b>	<b>2.795.962</b>	<b>3.723.500</b>

**MGP – Acquisti fuori borsa sulle zone estere per TSO**

Tabella 17

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) - Austria	-	7.875	-	-	-	-	-	-
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	393.425	60.795	124.440	1.010	3.911	-	19.214	480
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	88.570	241.170	-	-	-	-	-	4.080
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	366.902	4.466	16.220	24.971	5.890	540	28.901	95.775
Electricité De France (EDF) - Corsica	436.670	412.146	419.041	410.408	399.068	415.850	417.175	-
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>1.285.567</b>	<b>726.452</b>	<b>559.701</b>	<b>436.389</b>	<b>408.869</b>	<b>416.390</b>	<b>465.290</b>	<b>100.335</b>



## 1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

**OFFERTA**



**MGP – Offerte di vendita**

Tabella 18	MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>									
Nord		195.668.655	207.823.405	219.168.818	217.651.897	216.946.559	235.537.008	254.032.251	239.804.349
Centro Nord		32.810.273	38.237.118	38.384.890	38.216.476	39.420.819	40.447.794	39.651.279	33.364.540
Centro Sud		40.525.125	40.054.106	40.688.988	61.643.732	66.756.714	71.389.804	77.685.411	77.553.582
Sud		17.822.100	21.438.202	25.751.387	13.140.115	14.266.173	17.096.135	20.173.964	22.278.514
Calabria		1.332.636	1.467.373	2.254.898					
Sicilia		21.789.345	23.328.983	23.977.773	23.509.195	25.835.071	23.622.593	25.283.552	26.129.566
Sardegna		18.669.358	18.552.158	18.119.533	17.222.096	17.725.933	18.358.255	18.599.432	15.949.228
<i>Poli di produzione limitata</i>									
Monfalcone		9.581.656	11.733.177	10.615.787	9.091.169	6.720.727	8.105.258		
Turbigo R.		5.905.899	302.748						
Piombino		1.190.852							
Brindisi		30.323.711	30.402.595	29.910.445	29.177.533	32.927.530	31.841.405	27.018.601	27.435.617
Foggia		3.791.912	7.757.727	7.771.679	9.751.047	7.660.749	11.025.022	11.073.616	12.618.398
Rossano		16.029.289	17.031.258	20.451.744	19.076.513	20.850.298	22.043.152	25.379.924	20.180.509
Priolo G.		7.523.318	6.225.123	5.705.764	5.722.104	6.525.051	6.411.786	6.711.715	6.878.939
<b>Totale nazionale</b>		<b>402.964.130</b>	<b>424.353.973</b>	<b>442.801.705</b>	<b>444.201.876</b>	<b>455.635.623</b>	<b>485.878.212</b>	<b>505.609.746</b>	<b>482.193.241</b>
<i>Zone estere</i>									
Francia		3.944.822	-	-	20.184.098	18.381.096	16.882.325	16.017.774	17.344.475
Svizzera		9.898.509	16.967.314	-	26.509.582	27.576.496	26.997.981	24.351.183	24.256.293
Austria		892.308	-	-	1.738.750	1.630.837	1.500.455	1.531.405	2.002.876
Slovenia		1.609.832	940.038	-	3.051.929	2.868.505	4.122.493	4.003.592	3.875.175
<i>di cui Market Coupling</i>							1.226.235	3.822.810	3.830.715
Grecia		394.166	-	-	3.545.593	3.403.405	2.755.903	3.915.175	2.435.503
Corsica		-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC		-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica		-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est		2.482.012	3.286.510	4.847.231					
Estero Nord-Ovest		32.866.061	34.437.592	46.269.630					
Estero Sud		779.829	237.990	1.433.505					
<b>Totale estero</b>		<b>52.867.539</b>	<b>55.869.444</b>	<b>52.550.366</b>	<b>55.029.952</b>	<b>53.860.339</b>	<b>52.259.157</b>	<b>49.819.128</b>	<b>49.914.321</b>
<b>TOTALE</b>		<b>455.831.669</b>	<b>480.223.417</b>	<b>495.352.071</b>	<b>499.231.829</b>	<b>509.495.962</b>	<b>538.137.369</b>	<b>555.428.874</b>	<b>532.107.562</b>

## MGP – Offerte di vendita: media oraria


 Tabella 19

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	22.337	23.724	24.951	24.846	24.766	26.888	28.920	27.375
Centro Nord	3.745	4.365	4.370	4.363	4.500	4.617	4.514	3.809
Centro Sud	4.626	4.572	4.632	7.037	7.621	8.150	8.844	8.853
Sud	2.034	2.447	2.932	1.500	1.629	1.952	2.297	2.543
Calabria	152	168	257					
Sicilia	2.487	2.663	2.730	2.684	2.949	2.697	2.878	2.983
Sardegna	2.131	2.118	2.063	1.966	2.024	2.096	2.117	1.821
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	1.094	1.339	1.209	1.038	767	925		
Turbigo R.	674	664						
Piombino	552							
Brindisi	3.462	3.471	3.405	3.331	3.759	3.635	3.076	3.132
Foggia	574	886	885	1.113	875	1.259	1.261	1.440
Rossano	1.830	1.944	2.328	2.178	2.380	2.516	2.889	2.304
Priolo G.	859	711	650	653	745	732	764	785
<b>Totale nazionale</b>	<b>46.558</b>	<b>49.072</b>	<b>50.410</b>	<b>50.708</b>	<b>52.013</b>	<b>55.466</b>	<b>57.560</b>	<b>55.045</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	450	-	-	2.304	2.098	1.927	1.824	1.980
Svizzera	1.130	1.937	-	3.026	3.148	3.082	2.772	2.769
Austria	102	-	-	198	186	171	174	229
Slovenia	184	107	-	348	327	471	456	442
<i>di cui Market Coupling</i>						140	435	437
Grecia	45	-	-	405	389	315	446	278
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-
Esteri Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Esteri Nord-Est	283	375	552					
Esteri Nord-Ovest	3.752	3.931	5.267					
Esteri Sud	89	27	163					
<b>Totale estero</b>	<b>6.035</b>	<b>6.378</b>	<b>5.983</b>	<b>6.282</b>	<b>6.148</b>	<b>5.966</b>	<b>5.672</b>	<b>5.698</b>
<b>TOTALE</b>	<b>52.593</b>	<b>55.449</b>	<b>56.393</b>	<b>56.990</b>	<b>58.162</b>	<b>61.431</b>	<b>63.232</b>	<b>60.743</b>

## MPG - Vendite

Tabella 20

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	139.781.448	141.580.972	148.187.648	130.220.200	131.617.125	125.103.392	120.527.862	118.169.122
Centro Nord	23.677.020	24.412.608	22.908.060	20.498.599	21.995.540	20.158.701	20.848.610	18.434.577
Centro Sud	25.194.961	16.788.750	16.376.297	24.811.493	28.605.812	31.207.373	31.544.874	30.262.403
Sud	9.592.512	12.182.665	15.827.133	9.064.218	9.337.576	10.318.458	13.584.729	17.093.957
Calabria	1.332.467	1.467.373	2.232.589					
Sicilia	14.612.735	14.096.181	14.866.946	14.048.269	14.706.523	15.060.677	15.084.679	14.473.206
Sardegna	12.995.012	13.008.471	11.867.205	11.440.879	11.089.283	11.585.702	12.800.012	10.161.346
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	6.206.963	7.264.162	6.054.483	5.967.363	5.976.310	4.820.179		
Turbigo R.	2.306.952	24.147						
Piombino	838.615							
Brindisi	28.556.726	29.650.986	29.089.303	27.367.352	27.643.183	26.315.158	21.063.504	19.456.477
Foggia	3.672.732	7.082.067	6.930.011	7.616.129	5.549.310	6.350.376	5.477.972	5.169.449
Rossano	5.640.952	6.161.200	9.574.207	7.103.953	8.648.158	6.598.402	7.253.117	5.810.984
Priolo G.	5.411.227	5.660.433	5.245.559	4.963.158	4.638.701	4.105.747	3.944.846	3.663.325
<b>Totale nazionale</b>	<b>279.820.323</b>	<b>279.380.017</b>	<b>289.159.443</b>	<b>263.101.613</b>	<b>269.807.522</b>	<b>261.624.164</b>	<b>252.130.204</b>	<b>242.694.846</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	3.310.379	-	-	19.340.953	17.337.641	16.784.260	15.480.952	16.533.070
Svizzera	7.842.260	12.650.643	-	23.720.731	24.318.226	25.367.430	22.546.927	22.102.745
Austria	889.260	-	-	1.733.244	1.624.073	1.496.504	1.528.303	1.991.938
Slovenia	1.609.341	889.016	-	3.042.055	2.853.932	4.028.699	3.822.389	3.726.447
<i>di cui Market Coupling</i>						1.132.441	3.641.607	3.681.987
Grecia	393.980	-	-	2.486.571	2.620.170	2.192.820	3.160.059	2.104.501
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	2.480.794	3.040.096	4.792.213					
Estero Nord-Ovest	32.836.935	33.789.761	42.710.960					
Estero Sud	606.756	199.673	298.681					
<b>Totale estero</b>	<b>49.969.706</b>	<b>50.569.189</b>	<b>47.801.854</b>	<b>50.323.553</b>	<b>48.754.043</b>	<b>49.869.713</b>	<b>46.538.632</b>	<b>46.458.700</b>
<b>TOTALE</b>	<b>329.790.030</b>	<b>329.949.207</b>	<b>336.961.297</b>	<b>313.425.166</b>	<b>318.561.565</b>	<b>311.493.877</b>	<b>298.668.836</b>	<b>289.153.546</b>

## MGP – Vendite: media oraria


 Tabella 21

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	15.957	16.162	16.870	14.865	15.025	14.281	13.721	13.490
Centro Nord	2.703	2.787	2.608	2.340	2.511	2.301	2.373	2.104
Centro Sud	2.876	1.917	1.864	2.832	3.266	3.562	3.591	3.455
Sud	1.095	1.391	1.802	1.035	1.066	1.178	1.547	1.951
Calabria	152	168	254					
Sicilia	1.668	1.609	1.693	1.604	1.679	1.719	1.717	1.652
Sardegna	1.483	1.485	1.351	1.306	1.266	1.323	1.457	1.160
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	709	829	689	681	682	550		
Turbigo R.	263	53						
Piombino	388							
Brindisi	3.260	3.385	3.312	3.124	3.156	3.004	2.398	2.221
Foggia	419	808	789	869	633	725	624	590
Rossano	644	703	1.090	811	987	753	826	663
Priolo G.	618	646	597	567	530	469	449	418
<b>Totale nazionale</b>	<b>32.236</b>	<b>31.943</b>	<b>32.919</b>	<b>30.034</b>	<b>30.800</b>	<b>29.866</b>	<b>28.703</b>	<b>27.705</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	378	-	-	2.208	1.979	1.916	1.762	1.887
Svizzera	895	1.444	-	2.708	2.776	2.896	2.567	2.523
Austria	102	-	-	198	185	171	174	227
Slovenia	184	101	-	347	326	460	435	425
<i>di cui Market Coupling</i>						129	415	420
Grecia	45	-	-	284	299	250	360	240
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	283	347	546					
Estero Nord-Ovest	3.749	3.857	4.862					
Estero Sud	69	23	34					
<b>Totale estero</b>	<b>5.704</b>	<b>5.773</b>	<b>5.442</b>	<b>5.745</b>	<b>5.566</b>	<b>5.693</b>	<b>5.298</b>	<b>5.304</b>
<b>TOTALE</b>	<b>37.940</b>	<b>37.716</b>	<b>38.361</b>	<b>35.779</b>	<b>36.365</b>	<b>35.559</b>	<b>34.001</b>	<b>33.008</b>

**MGP – Offerte di vendita non accettate**

Tabella 22	MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>									
Nord		55.887.207	66.242.433	70.981.170	87.431.697	85.329.434	110.433.615	133.504.389	121.635.227
Centro Nord		9.133.252	13.824.510	15.476.830	17.717.877	17.425.279	20.289.093	18.802.669	14.929.964
Centro Sud		15.330.164	23.265.356	24.312.691	36.832.239	38.150.902	40.182.432	46.140.538	47.291.179
Sud		8.229.588	9.255.537	9.924.254	4.075.897	4.928.596	6.777.677	6.589.235	5.184.556
Calabria		169	-	22.308					
Sicilia		7.176.610	9.232.801	9.110.827	9.460.926	11.128.548	8.561.916	10.198.874	11.656.360
Sardegna		5.674.346	5.543.686	6.252.327	5.781.217	6.636.650	6.772.554	5.799.420	5.787.881
<i>Poli di produzione limitata</i>									
Monfalcone		3.374.693	4.469.014	4.561.303	3.123.806	744.417	3.285.079		
Turbigo R.		3.598.947	278.601						
Piombino		352.237							
Brindisi		1.766.985	751.609	821.141	1.810.181	5.284.346	5.526.247	5.955.097	7.979.140
Foggia		119.180	675.660	841.668	2.134.918	2.111.439	4.674.646	5.595.644	7.448.949
Rossano		10.388.337	10.870.058	10.877.537	11.972.560	12.202.140	15.444.750	18.126.808	14.369.525
Priolo G.		2.112.091	564.689	460.205	758.946	1.886.349	2.306.039	2.766.869	3.215.614
<b>Totale nazionale</b>		<b>123.143.807</b>	<b>144.973.956</b>	<b>153.642.263</b>	<b>181.100.263</b>	<b>185.828.102</b>	<b>224.254.048</b>	<b>253.479.542</b>	<b>239.498.395</b>
<i>Zone estere</i>									
Francia		634.443	-	-	843.145	1.043.455	98.065	536.822	811.405
Svizzera		2.056.249	4.316.670	-	2.788.852	3.258.270	1.630.551	1.804.255	2.153.548
Austria		3.048	-	-	5.506	6.764	3.951	3.101	10.938
Slovenia		491	51.022	-	9.874	14.573	93.794	181.203	148.728
<i>di cui Market Coupling</i>							93.794	181.203	148.728
Grecia		187	-	-	1.059.022	783.235	563.083	755.116	331.002
Corsica		-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC		-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica		-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est		1.217	246.415	55.018					
Estero Nord-Ovest		29.126	647.831	3.558.669					
Estero Sud		173.073	38.317	1.134.824					
<b>Totale estero</b>		<b>2.897.832</b>	<b>5.300.255</b>	<b>4.748.512</b>	<b>4.706.400</b>	<b>5.106.296</b>	<b>2.389.444</b>	<b>3.280.497</b>	<b>3.455.621</b>
<b>TOTALE</b>		<b>126.041.639</b>	<b>150.274.210</b>	<b>158.390.774</b>	<b>185.806.663</b>	<b>190.934.397</b>	<b>226.643.492</b>	<b>256.760.038</b>	<b>242.954.016</b>

## MGP – Offerte di vendita non accettate: % sul venduto


 Tabella 23

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	40,0%	46,8%	47,9%	67,1%	64,8%	88,3%	110,8%	102,9%
Centro Nord	38,6%	56,6%	67,6%	86,4%	79,2%	100,6%	90,2%	81,0%
Centro Sud	60,8%	138,6%	148,5%	148,4%	133,4%	128,8%	146,3%	156,3%
Sud	85,8%	76,0%	62,7%	45,0%	52,8%	65,7%	48,5%	30,3%
Calabria	0,0%	-	1,0%					
Sicilia	49,1%	65,5%	61,3%	67,3%	75,7%	56,8%	67,6%	80,5%
Sardegna	43,7%	42,6%	52,7%	50,5%	59,8%	58,5%	45,3%	57,0%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	54,4%	61,5%	75,3%	52,3%	12,5%	68,2%		
Turbigo R.	156,0%	1153,8%						
Piombino	42,0%							
Brindisi	6,2%	2,5%	2,8%	6,6%	19,1%	21,0%	28,3%	41,0%
Foggia	3,2%	9,5%	12,1%	28,0%	38,0%	73,6%	102,1%	144,1%
Rossano	184,2%	176,4%	113,6%	168,5%	141,1%	234,1%	249,9%	247,3%
Priolo G.	39,0%	10,0%	8,8%	15,3%	40,7%	56,2%	70,1%	87,8%
<b>Totale nazionale</b>	<b>44,0%</b>	<b>51,9%</b>	<b>53,1%</b>	<b>68,8%</b>	<b>68,9%</b>	<b>85,7%</b>	<b>100,5%</b>	<b>98,7%</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	19,2%	-	-	4,4%	6,0%	0,6%	3,5%	4,9%
Svizzera	26,2%	34,1%	-	11,8%	13,4%	6,4%	8,0%	9,7%
Austria	0,3%	-	-	0,3%	0,4%	0,3%	0,2%	0,5%
Slovenia	0,0%	5,7%	-	0,3%	0,5%	2,3%	4,7%	4,0%
<i>di cui Market Coupling</i>						8,3%	5,0%	4,0%
Grecia	0,0%	-	-	42,6%	29,9%	25,7%	23,9%	15,7%
Corsica	-	-	-					
Corsica AC	-	-	-					
Esterio Corsica								
Esterio Nord-Est	0,0%	8,1%	1,1%					
Esterio Nord-Ovest	0,1%	1,9%	8,3%					
Esterio Sud	28,5%	19,2%	379,9%					
<b>Totale estero</b>	<b>5,8%</b>	<b>10,5%</b>	<b>9,9%</b>	<b>9,4%</b>	<b>10,5%</b>	<b>4,8%</b>	<b>7,0%</b>	<b>7,4%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>38,2%</b>	<b>45,5%</b>	<b>47,0%</b>	<b>59,3%</b>	<b>59,9%</b>	<b>72,8%</b>	<b>86,0%</b>	<b>84,0%</b>

**MGP – Vendite sulle zone estere per TSO**

Tabella 24

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) – Austria	1.795.886	1.649.226	1.726.063	1.733.244	1.624.073	1.496.504	1.528.303	1.991.938
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) – Francia	19.075.149	20.498.344	19.559.506	19.344.090	17.344.530	16.784.260	15.480.952	16.533.070
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) – Grecia	1.000.736	199.673	298.681	2.486.571	2.620.170	2.192.820	3.160.059	2.104.501
Elektro Slovenija (ELES) – Slovenia	3.183.510	2.274.030	3.066.150	3.042.055	2.853.932	4.028.699	3.822.389	3.726.447
<i>di cui Market Coupling</i>						1.132.441	3.641.607	3.681.987
Swiss Grid (SWG) – Svizzera	24.819.942	25.834.040	23.027.536	23.560.190	24.077.621	25.201.206	22.471.687	22.092.555
<i>Terna – Compensazioni e soccorsi</i>	94.483	113.876	123.919	157.404	233.716	166.224	75.240	10.190
<b>Totale</b>	<b>49.969.706</b>	<b>50.569.190</b>	<b>47.801.854</b>	<b>50.323.553</b>	<b>48.754.043</b>	<b>49.869.713</b>	<b>46.538.632</b>	<b>46.458.700</b>

**MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria**

Tabella 25

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) – Austria	205	188	197	198	185	171	174	227
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) – Francia	2.178	2.340	2.227	2.208	1.980	1.916	1.762	1.887
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) – Grecia	114	23	34	284	299	250	360	240
Elektro Slovenija (ELES) – Slovenia	363	260	349	347	326	460	435	425
<i>di cui Market Coupling</i>						129	415	420
Swiss Grid (SWG) – Svizzera	2.833	2.949	2.622	2.690	2.749	2.877	2.558	2.522
<i>Terna – Compensazioni e soccorsi</i>	11	13	14	18	27	19	9	1
<b>Totale</b>	<b>5.704</b>	<b>5.773</b>	<b>5.442</b>	<b>5.745</b>	<b>5.566</b>	<b>5.693</b>	<b>5.298</b>	<b>5.304</b>

**MGP – Vendite in borsa sulle zone estere per TSO**

Tabella 26

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) – Austria	5.355	734.964	961.798	1.262.051	1.386.178	1.320.235	1.175.401	1.678.904
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) – Francia	4.936.633	8.556.357	9.886.259	13.251.262	12.068.228	9.668.034	11.255.205	13.229.061
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) – Grecia	519.647	194.836	298.062	2.414.748	2.510.186	1.936.950	3.157.899	2.104.501
Elektro Slovenija (ELES) – Slovenia	691.417	1.289.637	1.946.504	1.387.038	814.983	2.270.524	3.771.249	3.692.571
<i>di cui Market Coupling</i>						1.132.441	3.641.607	3.681.987
Swiss Grid (SWG) – Svizzera	1.721.797	5.896.602	8.572.017	12.742.999	14.618.236	16.702.921	13.561.442	14.749.051
<i>Terna – Compensazioni e soccorsi</i>	94.483	113.876	123.919	157.404	233.716	166.224	75.240	10.190
<b>Totale</b>	<b>7.969.332</b>	<b>16.786.271</b>	<b>21.788.559</b>	<b>31.215.502</b>	<b>31.631.528</b>	<b>32.064.887</b>	<b>32.996.437</b>	<b>35.464.279</b>

**MGP – Vendite fuori borsa sulle zone estere per TSO**

Tabella 27

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) – Austria	1.790.531	914.262	764.265	471.193	237.895	176.270	352.902	313.034
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) – Francia	14.138.516	11.941.987	9.673.247	6.092.828	5.276.303	7.116.226	4.225.747	3.304.009
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) – Grecia	481.090	4.838	618	71.823	109.984	255.870	2.160	-
Elektro Slovenija (ELES) – Slovenia	2.492.092	984.393	1.119.646	1.655.017	2.038.950	1.758.174	51.140	33.876
Swiss Grid (SWG) – Svizzera	23.098.145	19.937.438	14.455.519	10.817.191	9.459.384	8.498.285	8.910.245	7.343.504
<i>Terna – Compensazioni e soccorsi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>42.000.374</b>	<b>33.782.919</b>	<b>26.013.295</b>	<b>19.108.051</b>	<b>17.122.515</b>	<b>17.804.825</b>	<b>13.542.195</b>	<b>10.994.422</b>

**MGP – Saldo vendite/acquisti per TSO**

Tabella 28

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austrian Power Grid (APG) – Austria	1.760.841	1.636.700	1.641.727	1.701.224	1.609.178	1.489.909	1.525.214	1.969.927
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) – Francia	17.776.532	20.160.580	17.870.269	18.392.837	16.181.960	16.063.483	15.024.358	15.460.605
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) – Grecia	507.625	-962.410	-1.595.932	1.911.853	2.295.026	1.716.429	2.332.540	1.808.838
Elektro Slovenija (ELES) – Slovenia	3.031.305	1.747.127	2.786.834	3.020.390	2.838.399	4.004.457	3.786.255	3.696.085
<i>di cui Market Coupling</i>						1.108.424	3.640.058	3.664.550
Swiss Grid (SWG) – Svizzera	22.734.746	24.589.342	20.260.525	21.378.202	22.304.944	23.736.002	21.355.067	20.341.440
Electricité De France (EDF) – Corsica	-437.070	-413.430	-419.041	-416.408	-399.068	-738.100	-766.925	-647.655
<i>Terna – Compensazioni e soccorsi</i>	-36.248	27.355	-1.285	73.326	95.106	78.448	20.870	5.624
<b>Totale</b>	<b>45.337.730</b>	<b>46.785.263</b>	<b>40.543.097</b>	<b>46.061.425</b>	<b>44.925.547</b>	<b>46.350.629</b>	<b>43.277.379</b>	<b>42.634.866</b>



## MGP – Vendite nazionali per fonte

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	232.817.694	236.701.694	226.686.302	199.989.813	204.591.717	197.945.188	175.083.417	147.941.069
Gas	136.964.075	146.777.373	148.573.635	128.642.230	149.636.450	138.645.623	114.265.571	92.794.421
Carbone	24.309.949	24.066.453	22.698.171	23.009.110	24.445.791	29.304.433	32.250.068	26.211.526
Altre	71.543.670	65.857.868	55.414.496	48.338.474	30.509.477	29.995.132	28.567.778	28.935.122
<b>Fonti rinnovabili</b>	37.337.613	34.731.424	48.416.442	57.708.629	59.465.662	59.539.377	74.090.694	91.423.535
Idraulica	27.949.256	26.102.797	33.169.370	40.576.088	42.150.854	37.861.680	35.204.629	45.315.561
Geotermica	5.345.842	5.263.553	5.197.930	5.059.575	5.086.129	5.351.817	5.296.694	5.332.230
Eolica	2.036.598	2.195.082	5.057.575	6.107.261	5.639.151	7.218.629	10.312.231	14.081.569
Solare e altre	2.005.917	1.169.991	4.991.567	5.965.705	6.589.528	9.107.251	23.277.141	26.694.174
<b>Pompaggio</b>	6.648.466	4.789.294	6.434.493	5.403.171	5.750.143	4.139.600	2.956.039	3.330.242
<b>TOTALE</b>	276.803.773	276.222.412	281.537.237	263.101.613	269.807.522	261.624.164	252.130.151	242.694.846
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	3.016.550	3.157.605	7.622.206	-	-	-	54	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	279.820.323	279.380.017	289.159.443	263.101.613	269.807.522	261.624.164	252.130.204	242.694.846

Tabella 29

## MGP – Vendite nazionali per fonte: media oraria

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	26.577	27.021	25.807	22.830	23.355	22.596	19.932	16.888
Gas	15.635	16.755	16.914	14.685	17.082	15.827	13.008	10.593
Carbone	2.775	2.747	2.584	2.627	2.791	3.345	3.671	2.992
Altre	8.167	7.518	6.309	5.518	3.483	3.424	3.252	3.303
<b>Fonti rinnovabili</b>	4.262	3.965	5.512	6.588	6.788	6.797	8.435	10.436
Idraulica	3.191	2.980	3.776	4.632	4.812	4.322	4.008	5.173
Geotermica	610	601	592	578	581	611	603	609
Eolica	232	251	576	697	644	824	1.174	1.607
Solare e altre	229	134	568	681	752	1.040	2.650	3.047
<b>Pompaggio</b>	759	547	733	617	656	473	337	380
<b>TOTALE</b>	31.599	31.532	32.051	30.034	30.800	29.866	28.703	27.705
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	344	360	868	-	-	-	0	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	31.943	31.893	32.919	30.034	30.800	29.866	28.703	27.705

Tabella 30

## MGP – Vendite nazionali per fonte: % di successo

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	71,7%	68,9%	67,7%	60,1%	60,6%	55,3%	48,7%	46,5%
Gas	72,1%	70,6%	69,9%	60,2%	64,0%	55,6%	44,5%	39,6%
Carbone	90,1%	92,2%	88,2%	81,1%	71,8%	74,8%	83,5%	79,0%
Altre	66,5%	60,2%	57,3%	53,3%	43,8%	43,0%	44,6%	57,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	76,5%	72,0%	75,9%	79,5%	76,3%	72,0%	76,0%	79,4%
Idraulica	70,8%	65,9%	68,4%	73,1%	69,6%	62,1%	60,1%	66,6%
Geotermica	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Eolica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	93,7%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%
<b>Pompaggio</b>	25,0%	16,2%	17,7%	14,0%	14,4%	9,2%	6,1%	6,8%
<b>TOTALE</b>	69,2%	65,6%	64,7%	59,2%	59,2%	53,8%	49,9%	50,3%
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	100,0%	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	69,4%	65,8%	65,3%	59,2%	59,2%	53,8%	49,9%	50,3%

Tabella 31

## MGP – Vendite nazionali per fonte: struttura

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	83,2%	84,7%	78,4%	76,0%	75,8%	75,7%	69,4%	61,0%
Gas	48,9%	52,5%	51,4%	48,9%	55,5%	53,0%	45,3%	38,2%
Carbone	8,7%	8,6%	7,8%	8,7%	9,1%	11,2%	12,8%	10,8%
Altre	25,6%	23,6%	19,2%	18,4%	11,3%	11,5%	11,3%	11,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	13,3%	12,4%	16,7%	21,9%	22,0%	22,8%	29,4%	37,7%
Idraulica	10,0%	9,3%	11,5%	15,4%	15,6%	14,5%	14,0%	18,7%
Geotermica	1,9%	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%	2,1%	2,2%
Eolica	0,7%	0,8%	1,7%	2,3%	2,1%	2,8%	4,1%	5,8%
Solare e altre	0,7%	0,4%	1,7%	2,3%	2,4%	3,5%	9,2%	11,0%
<b>Pompaggio</b>	2,4%	1,7%	2,2%	2,1%	2,1%	1,6%	1,2%	1,4%
<b>TOTALE</b>	98,9%	98,9%	97,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	1,1%	1,1%	2,6%	-	-	-	0,0%	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 32

**MGP - Vendite per fonte – Nord**

Tabella 33

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	120.412.947	122.177.350	114.534.156	96.067.531	96.855.348	91.453.551	77.478.120	67.348.373
Gas	71.844.861	77.933.511	76.844.014	65.462.781	78.156.462	73.597.921	57.372.504	47.389.345
Carbone	14.079.413	13.067.859	13.319.214	11.208.802	9.139.778	8.731.911	11.761.281	10.807.837
Altre	34.488.673	31.175.979	24.370.928	19.395.949	9.559.108	9.123.719	8.344.335	9.151.191
<b>Fonti rinnovabili</b>	22.820.991	22.786.995	31.576.562	36.465.643	36.454.174	35.474.497	40.660.096	48.119.761
Idraulica	21.702.792	22.138.693	27.899.023	32.278.624	32.259.812	30.384.513	29.102.922	34.781.388
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	32.985	30.240	59.594	119.490	81.086
solare e altre	1.118.199	648.302	3.677.539	4.154.034	4.164.122	5.030.390	11.437.684	13.257.286
<b>Pompaggio</b>	3.589.012	2.657.544	4.368.687	3.654.389	4.283.913	2.995.523	2.389.646	2.700.988
<b>TOTALE</b>	146.822.950	147.621.889	150.479.405	136.187.563	137.593.435	129.923.571	120.527.862	118.169.122
Offerte Integrative/VENF	1.472.414	1.247.392	3.762.726	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	148.295.364	148.869.281	154.242.131	136.187.563	137.593.435	129.923.571	120.527.862	118.169.122

**MGP - Vendite per fonte – Nord: media oraria**

Tabella 34

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	13.746	13.947	13.039	10.967	11.057	10.440	8.820	7.688
Gas	8.201	8.897	8.748	7.473	8.922	8.402	6.531	5.410
Carbone	1.607	1.492	1.516	1.280	1.043	997	1.339	1.234
Altre	3.937	3.559	2.774	2.214	1.091	1.042	950	1.045
<b>Fonti rinnovabili</b>	2.605	2.601	3.595	4.163	4.161	4.050	4.629	5.493
Idraulica	2.477	2.527	3.176	3.685	3.683	3.469	3.313	3.970
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	4	3	7	14	9
solare e altre	128	74	419	474	475	574	1.302	1.513
<b>Pompaggio</b>	410	303	497	417	489	342	272	308
<b>TOTALE</b>	16.761	16.852	17.131	15.547	15.707	14.831	13.721	13.490
Offerte Integrative/VENF	168	142	428	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	16.929	16.994	17.559	15.547	15.707	14.831	13.721	13.490

**MGP - Vendite per fonte – Nord: % di successo**

Tabella 35

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	76,1%	75,3%	74,0%	64,0%	66,4%	57,0%	46,8%	47,1%
Gas	75,6%	79,1%	78,5%	67,1%	72,2%	60,7%	45,1%	40,6%
Carbone	87,6%	91,6%	89,0%	74,7%	57,4%	56,5%	73,8%	74,1%
Altre	73,2%	63,1%	58,0%	51,8%	44,0%	38,6%	37,3%	79,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	67,5%	63,6%	68,8%	73,1%	70,3%	66,6%	70,0%	73,1%
Idraulica	66,4%	62,9%	66,1%	70,7%	67,7%	63,0%	62,5%	66,4%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	100,0%	100,0%	99,4%	91,5%	65,2%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%
<b>Pompaggio</b>	20,4%	12,9%	17,3%	13,6%	16,5%	10,0%	7,8%	8,7%
<b>TOTALE</b>	70,0%	67,5%	66,6%	60,1%	61,5%	53,3%	47,4%	49,3%
Offerte Integrative/VENF	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	70,2%	67,7%	67,1%	60,1%	61,5%	53,3%	47,4%	49,3%

**MGP - Vendite per fonte – Nord: struttura**

Tabella 36

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	81,2%	82,1%	74,3%	70,5%	70,4%	70,4%	64,3%	57,0%
Gas	48,4%	52,4%	49,8%	48,1%	56,8%	56,6%	47,6%	40,1%
Carbone	9,5%	8,8%	8,6%	8,2%	6,6%	6,7%	9,8%	9,1%
Altre	23,3%	20,9%	15,8%	14,2%	6,9%	7,0%	6,9%	7,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	15,4%	15,3%	20,5%	26,8%	26,5%	27,3%	33,7%	40,7%
Idraulica	14,6%	14,9%	18,1%	23,7%	23,4%	23,4%	24,1%	29,4%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Solare e altre	0,8%	0,4%	2,4%	3,1%	3,0%	3,9%	9,5%	11,2%
<b>Pompaggio</b>	2,4%	1,8%	2,8%	2,7%	3,1%	2,3%	2,0%	2,3%
<b>TOTALE</b>	99,0%	99,2%	97,6%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative/VENF	1,0%	0,8%	2,4%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## MGP - Vendite per fonte - Centro Nord

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	16.642.298	17.342.782	14.832.036	12.514.229	12.835.605	11.258.092	10.986.665	6.670.431
Gas	11.618.789	14.275.049	12.824.477	10.636.941	12.083.801	10.768.076	10.327.249	5.812.985
Carbone	1.083.142	998.115	770.530	1.054.954	232.682	118.024	266.227	329.398
Altre	3.940.367	2.069.618	1.237.029	822.333	519.122	371.992	393.189	528.048
<b>Fonti rinnovabili</b>	7.437.789	6.628.975	7.326.377	7.828.378	8.901.923	8.648.536	9.665.921	11.760.537
Idraulica	1.864.466	1.238.007	1.643.120	2.140.512	3.065.743	2.287.022	1.738.708	3.313.399
Geotermica	5.331.063	5.249.207	5.197.930	5.014.023	5.064.256	5.337.802	5.283.836	5.324.686
Eolica	-	7.496	80.772	16.037	37.292	29.383	35.333	115.927
Solare e altre	242.260	134.265	404.556	657.806	734.632	994.329	2.608.043	3.006.526
<b>Pompaggio</b>	305.409	291.139	227.478	155.992	258.012	252.074	196.024	3.608
<b>TOTALE</b>	24.385.497	24.262.895	22.385.891	20.498.599	21.995.540	20.158.701	20.848.610	18.434.577
Offerte Integrative/VENF	130.138	149.713	522.169	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	24.515.635	24.412.608	22.908.060	20.498.599	21.995.540	20.158.701	20.848.610	18.434.577

Tabella 37

## MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: media oraria

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	1.900	1.980	1.689	1.429	1.465	1.285	1.251	761
Gas	1.326	1.630	1.460	1.214	1.379	1.229	1.176	664
Carbone	124	114	88	120	27	13	30	38
Altre	450	236	141	94	59	42	45	60
<b>Fonti rinnovabili</b>	849	757	834	894	1.016	987	1.100	1.343
Idraulica	213	141	187	244	350	261	198	378
Geotermica	609	599	592	572	578	609	602	608
Eolica	-	1	9	2	4	3	4	13
Solare e altre	28	15	46	75	84	114	297	343
<b>Pompaggio</b>	35	33	26	18	29	29	22	0
<b>TOTALE</b>	2.784	2.770	2.548	2.340	2.511	2.301	2.373	2.104
Offerte Integrative/VENF	15	17	59	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	2.799	2.787	2.608	2.340	2.511	2.301	2.373	2.104

Tabella 38

## MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: % di successo

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	65,8%	58,7%	52,4%	44,3%	45,7%	37,8%	40,7%	35,5%
Gas	85,8%	78,4%	70,7%	62,3%	65,5%	57,3%	53,1%	40,4%
Carbone	96,2%	97,3%	99,4%	95,9%	21,4%	10,6%	25,1%	32,2%
Altre	37,0%	20,1%	13,1%	8,2%	6,1%	3,8%	6,1%	15,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	97,3%	97,2%	93,7%	95,8%	94,6%	95,2%	92,7%	96,5%
Idraulica	90,1%	86,5%	77,0%	86,3%	85,8%	84,0%	69,7%	88,6%
Geotermica	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Eolica	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	32,8%	17,0%	13,2%	8,7%	13,3%	15,7%	8,7%	0,2%
<b>TOTALE</b>	72,0%	63,7%	59,1%	53,6%	55,8%	49,8%	52,6%	55,3%
Offerte Integrative/VENF	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	72,1%	63,8%	59,7%	53,6%	55,8%	49,8%	52,6%	55,3%

Tabella 39

## MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: struttura

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	67,9%	71,0%	64,7%	61,0%	58,4%	55,8%	52,7%	36,2%
Gas	47,4%	58,5%	56,0%	51,9%	54,9%	53,4%	49,5%	31,5%
Carbone	4,4%	4,1%	3,4%	5,1%	1,1%	0,6%	1,3%	1,8%
Altre	16,1%	8,5%	5,4%	4,0%	2,4%	1,8%	1,9%	2,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	30,3%	27,2%	32,0%	38,2%	40,5%	42,9%	46,4%	63,8%
Idraulica	7,6%	5,1%	7,2%	10,4%	13,9%	11,3%	8,3%	18,0%
Geotermica	21,7%	21,5%	22,7%	24,5%	23,0%	26,5%	25,3%	28,9%
Eolica	-	0,0%	0,4%	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%	0,6%
Solare e altre	1,0%	0,5%	1,8%	3,2%	3,3%	4,9%	12,5%	16,3%
<b>Pompaggio</b>	1,2%	1,2%	1,0%	0,8%	1,2%	1,3%	0,9%	0,0%
<b>TOTALE</b>	99,5%	99,4%	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative/VENF	0,5%	0,6%	2,3%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 40

**MGP - Vendite per fonte - Centro Sud**

Tabella 41

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	21.634.457	14.446.175	12.260.693	18.625.275	22.694.302	25.615.580	24.614.790	19.725.704
Gas	20.051.502	12.972.901	11.233.449	14.116.933	12.263.014	10.612.016	9.240.295	5.911.061
Carbone	-	-	-	3.596.232	8.711.385	13.212.591	13.513.198	11.771.728
Altre	1.582.955	1.473.274	1.027.244	912.109	1.719.904	1.790.974	1.861.297	2.042.915
<b>Fonti rinnovabili</b>	2.780.808	1.745.180	2.852.881	5.321.107	5.245.778	5.191.354	6.816.452	9.957.550
Idraulica	2.308.642	1.250.732	2.093.951	3.328.828	3.546.141	2.821.977	2.272.378	3.970.907
Geotermica	14.779	14.346	-	-	-	-	-	-
Eolica	247.529	331.134	361.563	1.452.693	1.007.149	1.337.993	1.717.690	2.627.821
Solare e altre	209.858	148.969	397.366	539.586	692.487	1.031.385	2.826.384	3.358.822
<b>Pompaggio</b>	528.085	193.388	201.844	865.112	665.732	400.438	113.631	579.149
<b>TOTALE</b>	24.943.350	16.384.743	15.315.418	24.811.493	28.605.812	31.207.373	31.544.874	30.262.403
Offerte Integrative/VENF	251.612	404.007	1.060.879	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	25.194.961	16.788.750	16.376.297	24.811.493	28.605.812	31.207.373	31.544.874	30.262.403

**MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: media oraria**

Tabella 42

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	2.470	1.649	1.396	2.126	2.591	2.924	2.802	2.252
Gas	2.289	1.481	1.279	1.612	1.400	1.211	1.052	675
Carbone	-	-	-	411	994	1.508	1.538	1.344
Altre	181	168	117	104	196	204	212	233
<b>Fonti rinnovabili</b>	317	199	325	607	599	593	776	1.137
Idraulica	264	143	238	380	405	322	259	453
Geotermica	2	2	-	-	-	-	-	-
Eolica	28	38	41	166	115	153	196	300
Solare e altre	24	17	45	62	79	118	322	383
<b>Pompaggio</b>	60	22	23	99	76	46	13	66
<b>TOTALE</b>	2.847	1.870	1.744	2.832	3.266	3.562	3.591	3.455
Offerte Integrative/VENF	29	46	121	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	2.876	1.917	1.864	2.832	3.266	3.562	3.591	3.455

**MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: % di successo**

Tabella 43

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	58,6%	38,6%	35,5%	39,1%	44,3%	46,5%	42,9%	36,3%
Gas	57,0%	36,5%	33,7%	32,9%	30,3%	26,7%	22,3%	15,1%
Carbone	-	-	-	95,3%	96,5%	97,8%	97,0%	90,3%
Altre	93,9%	81,3%	82,6%	91,7%	95,0%	96,9%	95,9%	96,1%
<b>Fonti rinnovabili</b>	98,0%	91,2%	93,4%	92,9%	89,6%	88,5%	86,0%	89,5%
Idraulica	97,6%	88,1%	91,3%	89,1%	85,3%	80,8%	67,1%	79,3%
Geotermica	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-	-
Eolica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	95,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	96,5%	54,5%	9,9%	10,5%	6,9%	3,8%	0,9%	4,8%
<b>TOTALE</b>	61,9%	41,3%	38,6%	40,2%	42,9%	43,7%	40,6%	39,0%
Offerte Integrative/VENF	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	62,2%	41,9%	40,2%	40,2%	42,9%	43,7%	40,6%	39,0%

**MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: struttura**

Tabella 44

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	85,9%	86,0%	74,9%	75,1%	79,3%	82,1%	78,0%	65,2%
Gas	79,6%	77,3%	68,6%	56,9%	42,9%	34,0%	29,3%	19,5%
Carbone	-	-	-	14,5%	30,5%	42,3%	42,8%	38,9%
Altre	6,3%	8,8%	6,3%	3,7%	6,0%	5,7%	5,9%	6,8%
<b>Fonti rinnovabili</b>	11,0%	10,4%	17,4%	21,4%	18,3%	16,6%	21,6%	32,9%
Idraulica	9,2%	7,4%	12,8%	13,4%	12,4%	9,0%	7,2%	13,1%
Geotermica	0,1%	0,1%	-	-	-	-	-	-
Eolica	1,0%	2,0%	2,2%	5,9%	3,5%	4,3%	5,4%	8,7%
Solare e altre	0,8%	0,9%	2,4%	2,2%	2,4%	3,3%	9,0%	11,1%
<b>Pompaggio</b>	2,1%	1,2%	1,2%	3,5%	2,3%	1,3%	0,4%	1,9%
<b>TOTALE</b>	99,0%	97,6%	93,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative/VENF	1,0%	2,4%	6,5%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## MGP - Vendite per fonte - Sud

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	43.828.131	52.479.173	57.082.101	45.691.712	45.360.572	42.978.939	36.767.402	32.877.146
Gas	17.221.590	24.692.843	29.933.366	21.444.734	27.990.460	24.878.966	19.813.219	17.085.991
Carbone	2.663.885	2.966.411	2.772.225	1.516.166	1.270.951	1.305.270	771.695	-
Altre	23.942.655	24.819.918	24.376.510	22.730.812	16.099.161	16.794.703	16.182.488	15.791.155
<b>Fonti rinnovabili</b>	3.221.806	2.396.043	4.675.745	5.459.940	5.817.655	6.603.454	10.611.920	14.653.721
Idraulica	1.784.338	1.161.146	1.204.121	2.283.877	2.671.700	1.780.589	1.644.960	2.451.798
Geotermica	-	-	-	45.552	21.873	14.014	12.858	7.545
Eolica	1.074.841	1.049.441	3.118.311	2.694.369	2.329.027	3.335.345	4.519.670	7.249.299
Solare e altre	362.627	185.456	353.313	436.142	795.055	1.473.506	4.434.433	4.945.080
<b>Pompaggio</b>	1.144.058	887.271	864.221	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	48.193.994	55.762.487	62.622.067	51.151.652	51.178.227	49.582.393	47.379.322	47.530.868
Offerte Integrative/VENF	601.395	781.805	1.031.176	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	48.795.389	56.544.292	63.653.244	51.151.652	51.178.227	49.582.393	47.379.322	47.530.868

Tabella 45

## MGP - Vendite per fonte - Sud: media oraria

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	5.003	5.991	6.498	5.216	5.178	4.906	4.186	3.753
Gas	1.966	2.819	3.408	2.448	3.195	2.840	2.256	1.950
Carbone	304	339	316	173	145	149	88	-
Altre	2.733	2.833	2.775	2.595	1.838	1.917	1.842	1.803
<b>Fonti rinnovabili</b>	368	274	532	623	664	754	1.208	1.673
Idraulica	204	133	137	261	305	203	187	280
Geotermica	-	-	-	5	2	2	1	1
Eolica	123	120	355	308	266	381	515	828
Solare e altre	41	21	40	50	91	168	505	565
<b>Pompaggio</b>	131	101	98	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	5.502	6.366	7.129	5.839	5.842	5.660	5.394	5.426
Offerte Integrative/VENF	69	89	117	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	5.570	6.455	7.246	5.839	5.842	5.660	5.394	5.426

Tabella 46

## MGP - Vendite per fonte - Sud: % di successo

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	71,9%	75,2%	76,5%	70,3%	66,3%	59,8%	52,6%	50,9%
Gas	65,1%	70,9%	72,8%	63,2%	66,5%	56,5%	47,3%	44,9%
Carbone	99,9%	100,0%	100,0%	88,1%	82,3%	86,4%	90,1%	-
Altre	75,3%	77,6%	79,2%	77,4%	64,9%	63,9%	59,6%	59,5%
<b>Fonti rinnovabili</b>	93,3%	98,5%	95,5%	89,0%	79,8%	65,1%	77,0%	81,7%
Idraulica	88,6%	96,9%	84,7%	77,2%	64,4%	33,5%	34,2%	46,2%
Geotermica	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Eolica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	94,4%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	26,5%	17,3%	15,5%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	70,2%	72,1%	73,6%	71,9%	67,6%	60,5%	56,6%	57,6%
Offerte Integrative/VENF	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	70,4%	72,4%	73,9%	71,9%	67,6%	60,5%	56,6%	57,6%

Tabella 47

## MGP - Vendite per fonte - Sud: struttura

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	89,8%	92,8%	89,7%	89,3%	88,6%	86,7%	77,6%	69,2%
Gas	35,3%	43,7%	47,0%	41,9%	54,7%	50,2%	41,8%	35,9%
Carbone	5,5%	5,2%	4,4%	3,0%	2,5%	2,6%	1,6%	-
Altre	49,1%	43,9%	38,3%	44,4%	31,5%	33,9%	34,2%	33,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	6,6%	4,2%	7,3%	10,7%	11,4%	13,3%	22,4%	30,8%
Idraulica	3,7%	2,1%	1,9%	4,5%	5,2%	3,6%	3,5%	5,2%
Geotermica	-	-	-	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Eolica	2,2%	1,9%	4,9%	5,3%	4,6%	6,7%	9,5%	15,3%
Solare e altre	0,7%	0,3%	0,6%	0,9%	1,6%	3,0%	9,4%	10,4%
<b>Pompaggio</b>	2,3%	1,6%	1,4%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	98,8%	98,6%	98,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative/VENF	1,2%	1,4%	1,6%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 48

**MGP - Vendite per fonte - Sicilia**

Tabella 49

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	18.780.885	18.258.995	17.607.072	17.045.999	17.088.008	16.520.624	14.777.649	13.598.646
Gas	11.683.132	12.460.991	13.403.370	12.860.969	14.784.893	14.759.190	13.310.634	12.357.406
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	7.097.753	5.798.004	4.203.702	4.185.030	2.303.115	1.761.434	1.467.015	1.241.240
<b>Fonti rinnovabili</b>	400.633	524.355	1.191.569	1.520.815	1.921.214	2.376.062	4.121.898	4.523.807
Idraulica	42.948	81.119	117.239	157.958	221.537	192.655	241.382	371.147
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	300.225	390.716	950.475	1.226.318	1.559.416	1.780.889	2.495.142	2.640.504
Solare e altre	57.460	52.520	123.855	136.538	140.261	402.518	1.385.374	1.512.157
<b>Pompaggio</b>	670.799	548.805	551.096	444.613	336.003	269.737	129.924	14.077
<b>TOTALE</b>	19.852.317	19.332.154	19.349.737	19.011.427	19.345.225	19.166.424	19.029.471	18.136.530
Offerte Integrative/VENF	171.644	424.460	762.768	-	-	-	54	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	20.023.961	19.756.615	20.112.505	19.011.427	19.345.225	19.166.424	19.029.525	18.136.530

**MGP - Vendite per fonte - Sicilia: media oraria**

Tabella 50

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	2.144	2.084	2.004	1.946	1.951	1.886	1.682	1.552
Gas	1.334	1.422	1.526	1.468	1.688	1.685	1.515	1.411
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	810	662	479	478	263	201	167	142
<b>Fonti rinnovabili</b>	46	60	136	174	219	271	469	516
Idraulica	5	9	13	18	25	22	27	42
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	34	45	108	140	178	203	284	301
Solare e altre	7	6	14	16	16	46	158	173
<b>Pompaggio</b>	77	63	63	51	38	31	15	2
<b>TOTALE</b>	2.266	2.207	2.203	2.170	2.208	2.188	2.166	2.070
Offerte Integrative/VENF	20	48	87	-	-	-	0	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	2.286	2.255	2.290	2.170	2.208	2.188	2.166	2.070

**MGP - Vendite per fonte - Sicilia: % di successo**

Tabella 51

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	70,9%	65,4%	65,0%	63,1%	58,8%	63,8%	58,0%	51,3%
Gas	85,0%	82,3%	81,1%	75,9%	77,4%	73,3%	63,1%	59,6%
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	55,7%	45,4%	39,8%	41,6%	23,1%	30,7%	33,5%	21,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	96,8%	93,5%	96,7%	100,0%	100,0%	99,0%	96,7%	94,2%
Idraulica	77,4%	68,9%	74,3%	100,0%	99,7%	89,1%	63,0%	78,9%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	99,8%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	94,2%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,1%
<b>Pompaggio</b>	29,8%	84,0%	90,2%	64,8%	24,5%	15,3%	5,8%	0,8%
<b>TOTALE</b>	68,1%	66,4%	66,9%	65,0%	59,8%	63,8%	59,5%	54,9%
Offerte Integrative/VENF	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	100,0%	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	68,3%	66,8%	67,8%	65,0%	59,8%	63,8%	59,5%	54,9%

**MGP - Vendite per fonte - Sicilia: struttura**

Tabella 52

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	93,8%	92,4%	87,5%	89,7%	88,3%	86,2%	77,7%	75,0%
Gas	58,3%	63,1%	66,6%	67,6%	76,4%	77,0%	69,9%	68,1%
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	35,4%	29,3%	20,9%	22,0%	11,9%	9,2%	7,7%	6,8%
<b>Fonti rinnovabili</b>	2,0%	2,7%	5,9%	8,0%	9,9%	12,4%	21,7%	24,9%
Idraulica	0,2%	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	1,0%	1,3%	2,0%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	1,5%	2,0%	4,7%	6,5%	8,1%	9,3%	13,1%	14,6%
Solare e altre	0,3%	0,3%	0,6%	0,7%	0,7%	2,1%	7,3%	8,3%
<b>Pompaggio</b>	3,3%	2,8%	2,7%	2,3%	1,7%	1,4%	0,7%	0,1%
<b>TOTALE</b>	99,1%	97,9%	96,2%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative/VENF	0,9%	2,1%	3,8%	-	-	-	0,0%	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## MGP - Vendite per fonte - Sardegna

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	11.518.977	11.997.220	10.370.243	10.045.068	9.757.881	10.118.402	10.458.791	7.720.767
Gas	4.544.201	4.442.078	4.334.958	4.119.872	4.357.820	4.029.454	4.201.670	4.237.633
Carbone	6.483.509	7.034.067	5.836.203	5.632.956	5.090.995	5.936.637	5.937.667	3.302.562
Altre	491.267	521.075	199.082	292.240	309.067	152.311	319.454	180.573
<b>Fonti rinnovabili</b>	675.586	649.877	793.308	1.112.746	1.124.919	1.245.472	2.214.407	2.408.159
Idraulica	246.070	233.101	211.916	386.288	385.920	394.924	204.279	426.922
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	414.004	416.297	546.453	684.859	676.027	675.425	1.424.905	1.366.933
Solare e altre	15.512	480	34.939	41.599	62.972	175.124	585.222	614.303
<b>Pompaggio</b>	411.103	211.146	221.167	283.064	206.483	221.828	126.814	32.421
<b>TOTALE</b>	12.605.666	12.858.243	11.384.718	11.440.879	11.089.283	11.585.702	12.800.012	10.161.346
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	389.347	150.228	482.488	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	12.995.012	13.008.471	11.867.205	11.440.879	11.089.283	11.585.702	12.800.012	10.161.346

Tabella 53

## MGP - Vendite per fonte - Sardegna: media oraria

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	1.315	1.370	1.181	1.147	1.114	1.155	1.191	881
Gas	519	507	494	470	497	460	478	484
Carbone	740	803	664	643	581	678	676	377
Altre	56	59	23	33	35	17	36	21
<b>Fonti rinnovabili</b>	77	74	90	127	128	142	252	275
Idraulica	28	27	24	44	44	45	23	49
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	47	48	62	78	77	77	162	156
Solare e altre	2	0	4	5	7	20	67	70
<b>Pompaggio</b>	47	24	25	32	24	25	14	4
<b>TOTALE</b>	1.439	1.468	1.296	1.306	1.266	1.323	1.457	1.160
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	44	17	55	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	1.483	1.485	1.351	1.306	1.266	1.323	1.457	1.160

Tabella 54

## MGP - Vendite per fonte - Sardegna: % di successo

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	69,2%	72,5%	66,8%	67,6%	65,0%	66,4%	73,5%	71,0%
Gas	76,5%	78,3%	76,6%	76,9%	76,9%	76,8%	73,9%	76,9%
Carbone	90,9%	89,7%	80,8%	83,3%	78,7%	78,2%	87,0%	72,7%
Altre	13,7%	17,3%	7,6%	10,6%	10,8%	6,3%	18,5%	22,3%
<b>Fonti rinnovabili</b>	97,2%	97,3%	90,2%	91,5%	72,6%	66,6%	74,0%	74,3%
Idraulica	92,7%	92,8%	71,0%	79,0%	47,7%	38,7%	20,8%	39,4%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	88,5%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,7%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	43,9%	17,7%	17,8%	24,8%	17,6%	17,9%	9,3%	1,8%
<b>TOTALE</b>	69,0%	69,9%	64,6%	66,4%	62,6%	63,1%	68,8%	63,7%
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	69,6%	70,1%	65,5%	66,4%	62,6%	63,1%	68,8%	63,7%

Tabella 55

## MGP - Vendite per fonte - Sardegna: struttura

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Fonti tradizionali</b>	88,6%	92,2%	87,4%	87,8%	88,0%	87,3%	81,7%	76,0%
Gas	35,0%	34,1%	36,5%	36,0%	39,3%	34,8%	32,8%	41,7%
Carbone	49,9%	54,1%	49,2%	49,2%	45,9%	51,2%	46,4%	32,5%
Altre	3,8%	4,0%	1,7%	2,6%	2,8%	1,3%	2,5%	1,8%
<b>Fonti rinnovabili</b>	5,2%	5,0%	6,7%	9,7%	10,1%	10,8%	17,3%	23,7%
Idraulica	1,9%	1,8%	1,8%	3,4%	3,5%	3,4%	1,6%	4,2%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	3,2%	3,2%	4,6%	6,0%	6,1%	5,8%	11,1%	13,5%
Solare e altre	0,1%	0,0%	0,3%	0,4%	0,6%	1,5%	4,6%	6,0%
<b>Pompaggio</b>	3,2%	1,6%	1,9%	2,5%	1,9%	1,9%	1,0%	0,3%
<b>TOTALE</b>	97,0%	98,8%	95,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Offerte Integrative/VENF</b>	3,0%	1,2%	4,1%	-	-	-	-	-
<b>TOTALE VENDITE</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 56





1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

LIQUIDITÀ



**MGP – Domanda di energia elettrica**

Tabella 57

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Borsa</b>	196.535.249	221.292.184	232.643.731	213.034.688	199.450.149	180.347.000	178.664.054	206.901.848
Acquirente Unico	132.230.746	106.570.141	79.448.673	70.700.952	48.468.535	47.926.296	39.586.615	27.043.078
Altri operatori	49.717.421	99.762.451	137.922.614	134.481.029	134.317.300	110.275.635	108.061.173	101.357.582
Pompaggi	7.443.272	6.334.233	5.108.149	2.891.281	2.853.292	945.759	847.207	127.804
Zone estere	3.346.408	3.057.474	6.699.056	3.825.739	3.419.627	3.102.694	2.795.962	3.723.500
Saldo programmi PCE	-	161	91.994	1.135.686	10.391.394	18.096.615	27.373.098	74.649.884
Offerte integrative	3.797.402	5.567.723	3.373.245	-	-	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	133.254.781	108.657.022	104.317.565	100.390.479	119.111.417	131.146.877	120.004.782	82.251.698
Zone estere	1.285.567	726.452	559.701	436.389	408.869	416.390	465.290	100.335
Zone nazionali AU	20.768.233	16.166.432	19.502.059	24.246.640	41.846.549	36.786.812	38.813.558	43.859.350
Zone nazionali altri operatori	111.200.980	91.764.300	84.347.800	76.843.137	87.247.392	112.040.290	108.099.031	112.941.897
Saldo programmi PCE	-	-161	-91.994	-1.135.686	-10.391.394	-18.096.615	-27.373.098	-74.649.884
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	329.790.030	329.949.207	336.961.297	313.425.166	318.561.565	311.493.877	298.668.836	289.153.546
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	7.299.180	5.475.885	17.357.054	25.790.543	26.491.365	26.716.312	31.823.102	40.660.490
<b>DOMANDA TOTALE</b>	337.089.209	335.425.092	354.318.351	339.215.709	345.052.930	338.210.189	330.491.938	329.814.036

**MGP – Domanda di energia elettrica: struttura**

Tabella 58

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Borsa - Liquidità</b>	59,6%	67,1%	69,0%	68,0%	62,6%	57,9%	59,8%	71,6%
Acquirente Unico	40,1%	32,3%	23,6%	22,6%	15,2%	15,4%	13,3%	9,4%
Altri operatori	15,1%	30,2%	40,9%	42,9%	42,2%	35,4%	36,2%	35,1%
Pompaggi	2,3%	1,9%	1,5%	0,9%	0,9%	0,3%	0,3%	0,0%
Zone estere	1,0%	0,9%	2,0%	1,2%	1,1%	1,0%	0,9%	1,3%
Saldo programmi PCE	-	0,0%	0,0%	0,4%	3,3%	5,8%	9,2%	25,8%
Offerte integrative	1,2%	1,7%	1,0%	-	-	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	40,4%	32,9%	31,0%	32,0%	37,4%	42,1%	40,2%	28,4%
Zone estere	0,4%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,0%
Zone nazionali AU	6,3%	4,9%	5,8%	7,7%	13,1%	11,8%	13,0%	15,2%
Zone nazionali altri operatori	33,7%	27,8%	25,0%	24,5%	27,4%	36,0%	36,2%	39,1%
Saldo programmi PCE	-	-0,0%	-0,0%	-0,4%	-3,3%	-5,8%	-9,2%	-25,8%
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

**MGP – Acquisti in borsa di energia elettrica: struttura**

Tabella 59

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Acquirente Unico	67,3%	48,2%	34,2%	33,2%	24,3%	26,6%	22,2%	13,1%
Altri operatori	25,3%	45,1%	59,3%	63,1%	67,3%	61,1%	60,5%	49,0%
Pompaggi	3,8%	2,9%	2,2%	1,4%	1,4%	0,5%	0,5%	0,1%
Zone estere	1,7%	1,4%	2,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%	1,8%
Saldo programmi PCE	-	0,0%	0,0%	0,5%	5,2%	10,0%	15,3%	36,1%
Offerte integrative	1,9%	2,5%	1,4%	-	-	-	-	-
<b>Totale Borsa</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## MGP – Offerta di energia elettrica

Tabella 60

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Borsa</b>	196.535.249	221.292.184	232.643.731	213.034.688	199.450.149	180.347.000	178.664.054	206.901.848
Operatori	123.564.850	142.990.379	147.438.784	131.158.116	120.956.056	108.533.768	94.579.601	121.220.317
GSE	48.403.285	45.828.980	47.808.312	45.353.277	46.664.374	39.296.282	51.082.978	50.217.252
Zone estere	7.969.332	16.786.271	21.788.559	31.215.502	31.631.528	32.064.887	32.996.437	35.464.279
Saldo programmi PCE	13.581.232	12.528.950	7.985.871	5.307.793	198.191	452.062	4.984	-
Offerte integrative/VENF	3.016.550	3.157.605	7.622.206	-	-	-	54	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	133.254.781	108.657.022	104.317.565	100.390.479	119.111.417	131.146.877	120.004.782	82.251.698
Zone estere	42.000.374	33.782.919	26.013.295	19.108.051	17.122.515	17.804.825	13.542.195	10.994.422
Zone nazionali	104.835.639	87.403.054	86.290.141	86.590.221	102.187.092	113.794.114	106.467.571	71.257.276
Saldo programmi PCE	-13.581.232	-12.528.950	-7.985.871	-5.307.793	-198.191	-452.062	-4.984	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	329.790.030	329.949.207	336.961.297	313.425.166	318.561.565	311.493.877	298.668.836	289.153.546
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	126.041.639	150.274.210	158.390.774	185.806.663	190.934.397	226.643.492	256.760.038	242.954.016
<b>OFFERTA TOTALE</b>	455.831.669	480.223.417	495.352.071	499.231.829	509.495.962	538.137.369	555.428.874	532.107.562

## MGP – Offerta di energia elettrica: struttura

Tabella 61

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Borsa – Liquidità</b>	59,6%	67,1%	69,0%	68,0%	62,6%	57,9%	59,8%	71,6%
Operatori	37,5%	43,3%	43,8%	41,8%	38,0%	34,8%	31,7%	41,9%
GSE	14,7%	13,9%	14,2%	14,5%	14,6%	12,6%	17,1%	17,4%
Zone estere	2,4%	5,1%	6,5%	10,0%	9,9%	10,3%	11,0%	12,3%
Saldo programmi PCE	4,1%	3,8%	2,4%	1,7%	0,1%	0,1%	0,0%	-
Offerte integrative/VENF	0,9%	1,0%	2,3%	-	-	-	0,0%	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	40,4%	32,9%	31,0%	32,0%	37,4%	42,1%	40,2%	28,4%
Zone estere	12,7%	10,2%	7,7%	6,1%	5,4%	5,7%	4,5%	3,8%
Zone nazionali	31,8%	26,5%	25,6%	27,6%	32,1%	36,5%	35,6%	24,6%
Saldo programmi PCE	-4,1%	-3,8%	-2,4%	-1,7%	-0,1%	-0,1%	-0,0%	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## MGP – Vendite in borsa di energia elettrica: struttura

Tabella 62

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Operatori	62,9%	64,6%	63,4%	61,6%	60,6%	60,2%	52,9%	58,6%
GSE	24,6%	20,7%	20,6%	21,3%	23,4%	21,8%	28,6%	24,3%
Zone estere	4,1%	7,6%	9,4%	14,7%	15,9%	17,8%	18,5%	17,1%
Saldo programmi PCE	6,9%	5,7%	3,4%	2,5%	0,1%	0,3%	0,0%	-
Offerte integrative/VENF	1,5%	1,4%	3,3%	-	-	-	0,0%	-
<b>Totale Borsa</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%



1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

# CONFIGURAZIONI ZONALI



**MGP – Numero di zone di mercato: media oraria**

Tabella 63

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Escluse le zone estere	2,66	2,59	2,44	3,09	2,50	2,39	2,38	2,31
Escluse le zone estere e le isole	1,72	1,51	1,35	1,39	1,46	1,34	1,44	1,40

**MGP – Numero di zone di mercato (escluse le zone estere): % di ore**

Tabella 64

N. di zone	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	17,0%	18,8%	17,7%	13,0%	16,3%	15,0%	9,0%	6,1%
2	33,8%	33,8%	39,5%	24,1%	35,1%	42,9%	53,3%	62,7%
3	25,8%	25,6%	26,8%	22,3%	32,0%	31,4%	29,8%	25,7%
4	15,4%	14,7%	13,6%	26,3%	13,3%	9,3%	6,9%	5,3%
5	5,8%	6,0%	1,9%	10,9%	3,0%	1,4%	0,9%	0,3%
6	2,0%	1,1%	0,4%	2,9%	0,4%	0,0%	0,1%	-
7	0,2%	0,1%	-	0,5%	-	-	-	-
8	0,0%	-	-	0,0%	-	-	-	-

**MGP – Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole): % di ore**

Tabella 65

N. di zone	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	45,5%	55,1%	68,9%	66,7%	60,4%	70,7%	62,8%	66,2%
2	39,8%	39,5%	27,4%	28,4%	33,5%	24,5%	31,1%	28,2%
3	12,3%	4,9%	3,7%	4,2%	5,7%	4,5%	5,5%	5,3%
4	1,7%	0,5%	0,1%	0,6%	0,3%	0,3%	0,5%	0,3%
5	0,7%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-

**MGP – Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)**

Tabella 66

€/MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	1,13	2,51	4,07	2,90	2,14	2,06	1,43	1,40
Centro Nord	-0,23	-1,81	2,00	1,46	1,66	1,07	1,61	1,94
Centro Sud	-0,24	-2,06	-0,63	1,32	1,53	1,37	2,32	3,73
Sud	-0,23	-2,06	-0,40	4,23	5,12	3,19	5,14	5,77
Calabria	-0,92	-2,24	-1,00					
Sicilia	-4,20	-8,52	-32,64	-24,37	-25,59	-20,88	-19,80	-29,01
Sardegna	-5,80	-4,01	-4,84	-18,29	-9,38	-7,70	-6,19	1,47
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	1,27	2,62	4,09	2,90	2,14	2,06		
Turbigo R.	1,19	2,51						
Piombino	0,00							
Brindisi	0,47	-1,99	0,06	6,68	6,47	4,03	6,99	6,12
Foggia	2,26	1,03	0,20	4,42	5,13	5,07	7,67	6,24
Rossano	0,14	-2,01	0,00	4,97	5,66	3,23	5,48	5,78
Priolo G.	-1,93	-7,45	-31,47	-24,23	-25,45	-20,88	-19,80	-29,01
<i>Zone estere</i>								
Francia	10,42	-	-	2,90	2,14	2,06	1,43	1,40
Svizzera	10,10	20,51	-	2,94	2,14	2,06	1,43	1,40
Austria	16,44	-	-	2,90	2,14	2,06	1,43	1,40
Slovenia	3,81	29,91	-	2,90	2,14	2,06	1,43	1,40
BSP						17,09	23,89	21,21
Grecia	6,79	-	-	6,68	6,47	4,03	6,99	6,12
Corsica	1,42	-0,08	-0,26	2,39	-27,46	-2,37	-6,12	4,45
Corsica AC	-7,71	-4,01	-4,84	-18,29	-9,24	-8,71	-6,19	1,47
Estero Corsica	-7,71	-4,01	-4,84					
Estero Nord-Est	1,13	2,77	4,07					
Estero Nord-Ovest	1,13	2,53	4,07					
Estero Sud	6,27	6,37	6,64					

## MGP - Transiti: rendita

Tabella 67

Transiti Esteri		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	€							
Francia Nord	Nord Francia				-	-	-	-	-
Svizzera Nord	Nord Svizzera				-	-	-	-	-
Austria Nord	Nord Austria				-	-	-	-	-
Slovenia Nord	Nord Slovenia				-	-	-	-	-
Brindisi Grecia	Grecia Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord Estero NordEst	Estero NordEst Nord	-	602.202	-					
Nord Estero NordOvest	Estero NordOvest Nord	-	1.139.401	-					
Francia Estero NordOvest	Estero NordOvest Francia	19.591.094							
Svizzera Estero NordOvest	Estero NordOvest Svizzera	83.314.011	248.764.101						
Austria Estero NordEst	Estero NordEst Austria	13.503.203							
Slovenia Estero NordEst	Estero NordEst Slovenia	2.683.435	3.932.962						
Brindisi EsteroSud	EsteroSud Brindisi	19.502	-	-					
Grecia EsteroSud	EsteroSud Grecia	245.821							
Sardegna EsteroCorsica	EsteroCorsica Sardegna	-	-	-					
CorsicaAC EsteroCorsica	EsteroCorsica CorsicaAC	-	-	-					
<b>Rendita totale</b>		<b>119.357.067</b>	<b>254.438.667</b>						
<b>Rendita unitaria. €/MWh</b>		<b>1,93</b>	<b>4,08</b>						
Transiti Nazionali		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	€							
Nord Centro Nord	Centro Nord Nord	30.942.370	97.908.810	56.587.625	33.773.629	9.465.227	17.808.926	7.780.242	29.792.436
Corsica Centro Nord	Corsica Centro Nord	4.659.585	4.804.824	10.192.960	3.789.024	478.721	157.802	-	-
Sardegna Centro Nord	Sardegna Corsica	373.389	28.052	358.764	15.625.290	3.823.220	7.590	-	-
Sardegna CorsicaAC	CorsicaAC Sardegna				-	-	440.456	-	-
Centro Nord Centro Sud	Centro Sud Centro Nord	473.849	3.438.543	24.513.285	4.745.172	19.086.979	4.905.842	15.665.288	34.440.000
Centro Sud Centro Sud	Sud Centro Sud	123.232	49.654	5.800.894	96.834.147	114.869.418	59.268.648	72.186.536	56.357.647
Centro Sud Sardegna	Sardegna Centro Sud				829.757	14.777.541	27.445.063	29.002.093	9.092.525
Foggia Sud	Sud Foggia	704.858	-	-	617.799	44.951	8.184.395	9.554.792	2.063.576
Sud Rossano	Rossano Sud	13.767.497	1.987.702	17.044.516	6.764.971	5.315.595	271.272	4.145.933	195.300
Rossano Sicilia	Sicilia Rossano				28.778.479	32.009.248	22.732.389	30.735.219	43.165.568
Priolo Sicilia	Sicilia Priolo	15.711.111	7.166.925	7.921.206	830.971	599.359	-	6.243	25
Sud Brindisi	Brindisi Sud				67.531.709	37.580.164	21.148.688	36.828.080	9.194.687
Monfalcone Nord	Nord Monfalcone	739.200	574.590	101.532	-	-	-		
Turbigo Nord	Nord Turbigo	509.840	-						
Piombino Centro Nord	Centro Nord Piombino	9.864							
Corsica Piombino	Piombino Corsica	124.751							
Piombino Centro Sud	Centro Sud Piombino	575.805							
Sicilia Calabria	Calabria Sicilia	3.205.557	4.232.107	31.238.996					
Calabria Rossano	Rossano Calabria	530.723	132.700	548.504					
Rossano Brindisi	Brindisi Rossano	8.554.567	718.977	1.622.455					
<b>Rendita totale</b>		<b>81.006.198</b>	<b>121.042.884</b>	<b>155.930.735</b>	<b>260.120.948</b>	<b>238.050.420</b>	<b>162.371.071</b>	<b>205.904.425</b>	<b>184.301.765</b>
<b>Rendita unitaria. €/MWh</b>		<b>0,69</b>	<b>0,98</b>	<b>1,26</b>	<b>2,53</b>	<b>1,60</b>	<b>1,12</b>	<b>1,58</b>	<b>3,58</b>
Market Coupling		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	€							
Slovenia BSP	BSP Slovenia						14.209.491	69.782.196	65.507.647
<b>Rendita totale</b>							<b>14.209.491</b>	<b>69.782.196</b>	<b>65.507.647</b>
<b>Rendita unitaria. €/MWh</b>							<b>12,29</b>	<b>19,15</b>	<b>21,15</b>

Tabella 68

**MGP - Transiti: capacità media di trasporto assegnata (transiti esteri) e limite medio (transiti nazionali)**

Transiti Esteri		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	MWh							
Francia	Nord				2.421	2.186	2.096	2.262	2.094
Nord	Francia				1.565	1.458	1.470	1.442	1.999
Svizzera	Nord				3.281	3.681	3.514	3.777	2.964
Nord	Svizzera				2.622	3.003	2.936	2.696	2.827
Austria	Nord				208	276	236	289	238
Nord	Austria				161	129	188	241	237
Slovenia	Nord				365	373	517	483	450
Nord	Slovenia				178	190	483	168	155
Brindisi	Grecia	-	-	-	610	668	580	784	426
Grecia	Brindisi	-	-	-	495	543	495	688	344
Nord	Estero NordEst	∞	233	238					
Estero NordEst	Nord	760	754	765					
Nord	Estero NordOvest	∞	2.406	2.407					
Estero NordOvest	Nord	7.088	7.190	7.033					
Francia	Estero NordOvest	456							
Estero NordOvest	Francia	∞							
Svizzera	Estero NordOvest	1.132	1.622						
Estero NordOvest	Svizzera	∞	692						
Austria	Estero NordEst	104							
Estero NordEst	Austria	∞							
Slovenia	Estero NordEst	184	182						
Estero NordEst	Slovenia	∞	75						
Brindisi	EsteroSud	500	500	488					
EsteroSud	Brindisi	432	500	490					
Grecia	EsteroSud	216							
EsteroSud	Grecia	250							
Sardegna	EsteroCorsica	50	50	56					
EsteroCorsica	Sardegna	50	50	52					
CorsicaAC	EsteroCorsica	∞	∞	∞					
EsteroCorsica	CorsicaAC	∞	∞	∞					
Transiti Nazionali		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	MWh							
Nord	Centro Nord	2.738	2.704	3.215	3.201	3.264	3.139	3.353	3.303
Centro Nord	Nord	1.682	1.379	1.614	1.573	1.639	1.596	1.672	1.686
Centro Nord	Corsica	274	281	287	193	128	65	50	50
Corsica	Centro Nord	235	236	237	136	91	62	50	50
Corsica	Sardegna	∞	∞	8.789	1.603	67	51	50	50
Sardegna	Corsica	303	293	311	172	83	51	50	50
Sardegna	CorsicaAC				62	69	99	100	100
CorsicaAC	Sardegna				80	80	80	93	100
Centro Nord	Centro Sud	1.944	1.846	1.646	1.896	1.795	2.002	1.922	1.845
Centro Sud	Centro Nord	2.247	2.231	2.049	2.183	2.084	2.186	2.294	2.310
Centro Sud	Sud	2.120	2.121	2.124	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Centro Sud	1.999	3.451	3.654	3.961	3.883	3.878	3.717	3.982
Centro Sud	Sardegna				397	295	490	559	661
Sardegna	Centro Sud				433	379	618	883	974
Foggia	Sud	1.152	1.188	1.400	1.968	1.877	1.884	1.888	2.043
Sud	Foggia	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Rossano	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Rossano	Sud	4.270	5.069	5.097	1.972	2.035	2.060	2.082	2.104
Rossano	Sicilia				169	167	169	167	167
Sicilia	Rossano				200	200	195	183	184
Priolo	Sicilia	804	805	806	793	802	795	794	802
Sicilia	Priolo	600	600	600	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Brindisi				∞	∞	∞	∞	∞
Brindisi	Sud				4.753	4.969	4.984	4.605	4.932
Monfalcone	Nord	1.454	1.695	1.673	1.722	1.726	1.730		
Nord	Monfalcone	∞	∞	∞	∞	∞	∞		
Turbigo	Nord	2.102	9.637						
Nord	Turbigo	∞	∞						
Piombino	Centro Nord	3.400							
Centro Nord	Piombino	1.807							
Corsica	Piombino	250							
Piombino	Corsica	300							
Piombino	Centro Sud	∞							
Centro Sud	Piombino	2.299							
Sicilia	Calabria	461	461	227					
Calabria	Sicilia	139	151	150					
Calabria	Rossano	∞	∞	∞					
Rossano	Calabria	8.976	9.766	9.798					
Rossano	Brindisi	∞	∞	∞					
Brindisi	Rossano	4.403	5.004	5.071					
Market Coupling		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	MWh							
Slovenia	BSP						483	164	153
BSP	Slovenia						155	452	443



## MGP – Transiti: flusso medio

Tabella 69

Transiti Esteri		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	MWh							
Francia	Nord				2.132	1.921	1.836	1.733	1.784
Nord	Francia				327	490	174	404	365
Svizzera	Nord				2.457	2.565	2.720	2.440	2.348
Nord	Svizzera				293	555	191	208	509
Austria	Nord				195	186	186	174	227
Nord	Austria				30	35	-	53	59
Slovenia	Nord				346	324	460	435	433
Nord	Slovenia				93	80	69	61	102
Brindisi	Grecia	-	-	-	224	145	210	229	119
Grecia	Brindisi	-	-	-	378	368	287	383	285
Nord	Estero NordEst	64	66	59					
Estero NordEst	Nord	547	396	510					
Nord	Estero NordOvest	771	490	685					
Estero NordOvest	Nord	4.779	5.133	4.356					
Francia	Estero NordOvest	413							
Estero NordOvest	Francia	720							
Svizzera	Estero NordOvest	925	1.390						
Estero NordOvest	Svizzera	848	397						
Austria	Estero NordEst	101							
Estero NordEst	Austria	50							
Slovenia	Estero NordEst	175	159						
Estero NordEst	Slovenia	89	51						
Brindisi	EsteroSud	192	281	303					
EsteroSud	Brindisi	212	113	166					
Grecia	EsteroSud	96							
EsteroSud	Grecia	166							
Sardegna	EsteroCorsica	-	-	-					
EsteroCorsica	Sardegna	-	-	-					
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	-	-					
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	-	-					
Transiti Nazionali		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	MWh							
Nord	Centro Nord	1.980	2.122	1.991	1.630	1.426	1.414	1.208	1.386
Centro Nord	Nord	901	606	496	433	760	567	723	903
Centro Nord	Corsica	181	122	178	144	94	58	50	43
Corsica	Centro Nord	100	145	103	89	62	61	-	-
Corsica	Sardegna	146	104	150	106	76	83	-	-
Sardegna	Corsica	131	168	119	91	54	50	50	44
Sardegna	CorsicaAC	-	-	-	-	-	38	41	42
CorsicaAC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	839	960	818	691	585	597	630	744
Centro Sud	Centro Nord	394	707	680	735	990	920	1.205	1.344
Centro Sud	Sud	379	273	267	-	-	-	158	35
Sud	Centro Sud	782	1.246	1.760	2.996	3.104	2.861	2.700	2.563
Centro Sud	Sardegna				213	203	337	285	273
Sardegna	Centro Sud				112	102	91	303	176
Foggia	Sud	690	864	807	897	662	746	636	590
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	105	123	120	129	128
Rossano	Sud	3.701	3.711	3.980	803	994	732	841	646
Rossano	Sicilia				123	121	130	147	161
Sicilia	Rossano				94	97	107	113	123
Priolo	Sicilia	569	579	560	549	499	445	448	450
Sicilia	Priolo	155	92	85	121	70	110	89	117
Sud	Brindisi				-	-	-	-	-
Brindisi	Sud				3.342	3.418	3.200	2.663	2.428
Monfalcone	Nord	709	829	697	685	686	572		
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-		
Turbigo	Nord	443	196						
Nord	Turbigo	292	332						
Piombino	Centro Nord	1.484							
Centro Nord	Piombino	571							
Corsica	Piombino	132							
Piombino	Corsica	142							
Piombino	Centro Sud	660							
Centro Sud	Piombino	1.191							
Sicilia	Calabria	178	154	118					
Calabria	Sicilia	116	112	110					
Calabria	Rossano	97	99	129					
Rossano	Calabria	294	297	283					
Rossano	Brindisi	-	-	-					
Brindisi	Rossano	3.318	3.275	3.130					
Market Coupling		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	MWh							
Slovenia	BSP						83	43	101
BSP	Slovenia						134	417	430

Tabella 70

## MGP - Transiti: direzione dei flussi

Transiti Esteri		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Francia Nord	Nord Francia				98,7%	96,9%	99,9%	98,9%	99,1%
					1,3%	3,1%	0,1%	1,1%	0,7%
Svizzera Nord	Nord Svizzera				99,7%	99,8%	100,0%	99,8%	99,1%
					0,3%	0,2%	-	0,2%	0,9%
Austria Nord	Nord Austria				99,5%	99,0%	91,4%	99,7%	99,1%
					-	0,3%	-	0,1%	0,7%
Slovenia Nord	Nord Slovenia				99,7%	99,9%	99,5%	99,3%	97,9%
					0,2%	0,1%	0,5%	0,7%	2,1%
Brindisi Grecia	Grecia Brindisi	-	-	-	16,0%	6,1%	11,9%	14,2%	9,2%
		-	-	-	67,3%	73,6%	77,0%	77,7%	76,3%
Nord Estero NordEst	Estero NordEst Nord	-	1,7%	1,0%					
		100,0%	98,1%	99,0%					
Nord Estero NordOvest	Estero NordOvest Nord	2,9%	0,4%	0,3%					
		97,1%	99,6%	99,7%					
Francia Estero NordOvest	Estero NordOvest Francia	79,6%							
		13,8%							
Svizzera Estero NordOvest	Estero NordOvest Svizzera	84,9%	97,6%						
		15,1%	2,4%						
Austria Estero NordEst	Estero NordEst Austria	96,7%							
		1,2%							
Slovenia Estero NordEst	Estero NordEst Slovenia	96,9%	52,9%						
		3,1%	13,6%						
Brindisi EsteroSud	EsteroSud Brindisi	26,3%	46,5%	66,9%					
		51,1%	18,6%	12,6%					
Grecia EsteroSud	EsteroSud Grecia	44,7%							
		25,0%							
Sardegna EsteroCorsica	EsteroCorsica Sardegna	-	-	-					
		-	-	-					
CorsicaAC EsteroCorsica	EsteroCorsica CorsicaAC	-	-	-					
		-	-	-					

Transiti Nazionali		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Nord Centro Nord	Centro Nord Nord	89,4%	96,3%	92,3%	91,5%	77,7%	85,2%	60,4%	55,0%
		10,6%	3,7%	7,7%	8,5%	22,3%	14,8%	39,6%	45,0%
Centro Nord Corsica	Corsica Centro Nord	69,9%	43,2%	70,1%	67,9%	30,3%	5,4%	16,1%	6,0%
		22,7%	51,8%	24,2%	18,0%	5,4%	0,2%	-	-
Corsica Sardegna	Sardegna Corsica	54,9%	32,5%	61,0%	61,4%	18,7%	0,6%	-	-
		39,9%	61,4%	33,2%	34,2%	64,5%	89,6%	78,9%	84,4%
Sardegna CorsicaAC	CorsicaAC Sardegna	-	-	-	-	-	96,2%	96,0%	82,6%
		-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord Centro Sud	Centro Sud Centro Nord	83,1%	82,5%	60,0%	41,8%	30,5%	30,3%	22,6%	26,1%
		16,9%	17,5%	40,0%	58,2%	69,5%	69,7%	77,4%	73,9%
Centro Sud Sud	Sud Centro Sud	21,4%	6,7%	2,3%	-	-	-	0,1%	0,0%
		78,6%	93,3%	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%
Centro Sud Sardegna	Sardegna Centro Sud	-	-	-	77,7%	57,6%	91,0%	62,8%	73,7%
		-	-	-	22,3%	14,5%	8,0%	37,1%	26,3%
Foggia Sud	Sud Foggia	80,6%	93,6%	97,8%	96,9%	95,7%	97,2%	98,0%	100,0%
		-	-	-	-	-	-	-	-
Sud Rossano	Rossano Sud	-	-	-	8,0%	7,4%	6,8%	13,1%	15,4%
		100,0%	100,0%	100,0%	92,0%	92,5%	93,2%	86,9%	84,6%
Rossano Sicilia	Sicilia Rossano	-	-	-	79,2%	78,8%	75,8%	86,5%	89,7%
		-	-	-	17,5%	19,3%	18,2%	13,4%	6,8%
Priolo Sicilia	Sicilia Priolo	95,3%	98,3%	94,4%	94,5%	98,2%	99,0%	97,8%	92,8%
		3,9%	1,6%	5,6%	4,9%	1,7%	0,8%	0,1%	0,2%
Sud Brindisi	Brindisi Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Monfalcone Nord	Nord Monfalcone	100,0%	100,0%	98,9%	99,4%	99,4%	96,1%	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo Nord	Nord Turbigo	53,4%	1,4%	-	-	-	-	-	-
		29,6%	1,5%	-	-	-	-	-	-
Piombino Centro Nord	Centro Nord Piombino	83,5%	-	-	-	-	-	-	-
		16,5%	-	-	-	-	-	-	-
Corsica Piombino	Piombino Corsica	52,8%	-	-	-	-	-	-	-
		47,0%	-	-	-	-	-	-	-
Piombino Centro Sud	Centro Sud Piombino	23,7%	-	-	-	-	-	-	-
		76,3%	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia Calabria	Calabria Sicilia	39,1%	31,3%	27,3%	-	-	-	-	-
		58,4%	61,6%	69,7%	-	-	-	-	-
Calabria Rossano	Rossano Calabria	7,1%	7,6%	10,4%	-	-	-	-	-
		91,1%	92,4%	89,6%	-	-	-	-	-
Rossano Brindisi	Brindisi Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
		100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-

Market Coupling		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Slovenia BSP	BSP Slovenia						3,3%	0,4%	2,0%
							96,4%	99,3%	97,8%

## MGP – Transiti: percentuale di saturazione

Tabella 71

Transiti Esteri		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Francia Nord	Nord Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera Nord	Nord Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria Nord	Nord Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia Nord	Nord Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi Grecia	Grecia Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord Estero NordEst	Estero NordEst Nord	-	0,1%	-	-	-	-	-	-
Nord Estero NordOvest	Estero NordOvest Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia Estero NordOvest	Estero NordOvest Francia	33,0%	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera Estero NordOvest	Estero NordOvest Svizzera	41,2%	58,7%	-	-	-	-	-	-
Austria Estero NordEst	Estero NordEst Austria	19,4%	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia Estero NordEst	Estero NordEst Slovenia	3,8%	5,5%	-	-	-	-	-	-
Brindisi EsteroSud	EsteroSud Brindisi	-	5,8%	-	-	-	-	-	-
EsteroSud Grecia	EsteroSud Grecia	0,1%	-	-	-	-	-	-	-
EsteroSud Sardegna	EsteroSud Sardegna	0,4%	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna EsteroCorsica	EsteroCorsica Sardegna	2,0%	-	-	-	-	-	-	-
CorsicaAC EsteroCorsica	EsteroCorsica CorsicaAC	-	-	-	-	-	-	-	-

Transiti Nazionali		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Nord Centro Nord	Centro Nord Nord	34,3%	33,3%	11,5%	6,0%	3,2%	6,2%	1,1%	3,3%
Centro Nord Corsica	Centro Nord Corsica	0,7%	0,6%	0,4%	0,1%	0,7%	0,1%	3,4%	7,7%
Corsica Centro Nord	Centro Nord Corsica	21,3%	6,3%	17,6%	45,0%	48,7%	91,2%	100,0%	-
Corsica Sardegna	Sardegna Corsica	1,5%	12,6%	4,3%	6,8%	4,9%	0,2%	-	-
Sardegna CorsicaAC	CorsicaAC Sardegna	-	-	2,5%	36,4%	10,6%	0,1%	-	-
Sardegna CorsicaAC	CorsicaAC Sardegna	2,6%	12,0%	5,0%	16,4%	68,5%	99,1%	100,0%	24,4%
Centro Nord Centro Sud	Centro Sud Centro Nord	-	-	-	-	-	2,8%	0,1%	2,3%
Centro Sud Sud	Sud Centro Sud	1,8%	5,4%	13,6%	1,3%	3,0%	0,2%	1,4%	1,8%
Centro Sud Sardegna	Sardegna Centro Sud	-	1,0%	1,1%	1,3%	6,5%	4,0%	7,8%	12,6%
Sud Centro Sud	Centro Sud Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud Sardegna	Sardegna Centro Sud	0,8%	0,3%	1,8%	17,0%	23,5%	15,6%	16,3%	11,6%
Foggia Sud	Sud Foggia	-	-	-	12,9%	26,2%	28,2%	7,9%	3,2%
Sud Rossano	Rossano Sud	0,2%	-	-	0,5%	0,4%	-	2,1%	0,0%
Rossano Sicilia	Sicilia Rossano	-	-	-	0,2%	0,2%	3,7%	4,1%	0,9%
Sicilia Priolo	Priolo Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo Sicilia	Sicilia Priolo	17,5%	2,3%	3,4%	2,7%	2,2%	0,5%	1,9%	0,1%
Sud Brindisi	Brindisi Sud	-	-	-	62,0%	63,7%	64,4%	75,9%	85,2%
Brindisi Monfalcone	Monfalcone Nord	15,9%	14,3%	3,5%	7,8%	9,1%	10,5%	8,1%	2,5%
Monfalcone Nord	Nord Monfalcone	-	-	-	0,3%	0,1%	-	0,0%	0,0%
Turbigo Nord	Nord Turbigo	-	-	-	-	-	-	-	-
Piombino Centro Nord	Centro Nord Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord Corsica	Corsica Piombino	0,2%	-	-	-	-	-	-	-
Piombino Corsica	Corsica Piombino	7,0%	-	-	-	-	-	-	-
Piombino Centro Sud	Centro Sud Piombino	5,1%	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud Sicilia	Sicilia Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia Calabria	Calabria Sicilia	7,8%	5,5%	5,4%	11,5%	-	-	-	-
Calabria Rossano	Rossano Calabria	5,5%	44,6%	53,9%	-	-	-	-	-
Rossano Brindisi	Brindisi Rossano	0,1%	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi Rossano	Rossano Brindisi	5,4%	1,5%	1,6%	-	-	-	-	-
Brindisi Rossano	Rossano Brindisi	4,4%	0,7%	0,5%	-	-	-	-	-

Market Coupling		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Slovenia BSP	BSP Slovenia	-	-	-	-	-	-	0,3%	1,0%
BSP Slovenia	Slovenia BSP	-	-	-	-	-	80,1%	79,3%	87,6%

Tabella 72

## MGP – Transiti: percentuale di inibizione

Transiti Esteri		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Francia	Nord	-	-	-	-	0,3%	1,1%	0,7%	0,7%
Nord	Francia	-	-	-	-	-	-	-	0,3%
Svizzera	Nord	-	-	-	-	0,1%	0,6%	0,7%	0,3%
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	-	-	-	14,9%	3,7%	11,1%	2,9%	1,6%
Nord	Austria	-	-	-	0,5%	0,8%	8,6%	0,1%	0,3%
Slovenia	Nord	-	-	-	83,4%	75,0%	0,3%	0,1%	-
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Grecia	-	-	-	18,2%	20,1%	11,0%	8,1%	14,7%
Grecia	Brindisi	-	-	-	15,5%	22,9%	16,0%	8,8%	23,2%
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	-	0,2%	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	6,6%	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Estero NordEst	1,8%	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	-	33,4%	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	-	33,4%	-	-	-	-	-	-
Brindisi	EsteroSud	4,7%	12,9%	7,3%	-	-	-	-	-
EsteroSud	Brindisi	8,7%	12,9%	7,3%	-	-	-	-	-
Grecia	EsteroSud	8,6%	-	-	-	-	-	-	-
EsteroSud	Grecia	4,7%	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	EsteroCorsica	-	-	0,8%	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	-	-	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	-	-	-	-	-	-	-

Transiti Nazionali		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Nord	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	7,4%	4,9%	5,6%	14,0%	64,3%	94,4%	83,9%	93,7%
Corsica	Centro Nord	7,4%	5,2%	7,4%	15,8%	64,3%	94,4%	83,9%	93,9%
Corsica	Sardegna	5,2%	5,9%	4,1%	4,3%	16,8%	9,8%	21,0%	12,5%
Sardegna	Corsica	5,2%	6,1%	5,7%	5,7%	16,8%	9,8%	21,1%	12,3%
Sardegna	CorsicaAC	-	-	-	1,8%	0,4%	-	-	-
CorsicaAC	Sardegna	-	-	-	-	0,2%	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	27,9%	1,0%	-	-
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	27,9%	1,0%	0,1%	-
Foggia	Sud	3,5%	4,9%	0,7%	0,2%	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	0,2%	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sicilia	-	-	-	3,3%	1,9%	6,0%	-	3,5%
Sicilia	Rossano	-	-	-	3,3%	1,9%	6,0%	-	3,5%
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Turbigo	-	-	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Piombino	0,1%	-	-	-	-	-	-	-
Piombino	Corsica	0,1%	-	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Calabria	3,1%	7,2%	2,9%	-	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	2,9%	7,0%	2,9%	-	-	-	-	-
Calabria	Rossano	2,6%	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Calabria	1,8%	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-

Market Coupling		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Da	A	%							
Slovenia	BSP	-	-	-	-	-	0,3%	0,3%	-
BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	0,3%	0,3%	0,3%

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

# CONCENTRAZIONE



Tabella 73

## MGP – CR3 delle vendite e confronto con MA ed MI

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Totale	MGP	55,7%	52,7%	53,0%	52,2%	52,2%	49,2%	49,8%	49,6%
	MA	95,9%	94,9%	93,0%	89,1%				
	MI1				88,1%	87,3%	82,1%	78,2%	60,8%
	MI2				84,6%	84,2%	79,2%	70,3%	55,8%
	MI3						66,1%	60,0%	53,3%
	MI4						69,8%	57,8%	62,5%
Nord	MGP	50,4%	50,9%	51,1%	49,6%	51,9%	48,1%	46,0%	48,9%
	MA	94,8%	94,4%	92,3%	91,3%				
	MI1				89,0%	91,3%	88,5%	88,0%	73,5%
	MI2				90,8%	89,5%	82,0%	76,8%	66,6%
	MI3						69,5%	57,5%	46,2%
	MI4						71,8%	55,2%	40,7%
Centro Nord	MGP	92,8%	90,8%	89,2%	86,3%	84,2%	80,4%	83,3%	78,8%
	MA	100,0%	99,7%	99,0%	95,1%				
	MI1				97,3%	97,0%	96,7%	88,8%	58,7%
	MI2				92,0%	92,3%	82,7%	79,9%	65,7%
	MI3						83,1%	69,7%	60,0%
	MI4						83,6%	66,7%	49,5%
Centro Sud	MGP	90,5%	86,5%	86,2%	71,9%	75,0%	74,5%	77,4%	75,8%
	MA	99,5%	98,9%	99,0%	98,6%				
	MI1				96,1%	96,3%	93,8%	89,5%	78,5%
	MI2				95,3%	94,0%	89,5%	83,2%	74,3%
	MI3						90,1%	91,2%	76,7%
	MI4						86,4%	81,9%	71,0%
Sud	MGP	75,5%	64,6%	60,6%	66,3%	61,9%	61,4%	63,8%	65,6%
	MA	98,1%	98,0%	98,5%	83,2%				
	MI1				82,3%	76,6%	77,3%	79,2%	68,0%
	MI2				87,6%	83,4%	85,1%	80,5%	71,6%
	MI3						72,0%	77,4%	79,0%
	MI4						75,9%	78,0%	89,5%
Sicilia	MGP	89,8%	85,1%	83,3%	84,1%	89,4%	86,4%	87,0%	84,7%
	MA	95,4%	92,9%	92,8%	94,0%				
	MI1				96,2%	96,6%	99,4%	95,5%	89,5%
	MI2				97,4%	94,1%	98,3%	91,4%	74,2%
	MI3						96,0%	81,1%	60,7%
	MI4						98,4%	81,6%	74,6%
Sardegna	MGP	94,2%	94,4%	81,3%	97,6%	97,4%	98,6%	98,6%	95,9%
	MA	100,0%	99,8%	95,4%	97,8%				
	MI1				98,4%	98,2%	95,6%	91,1%	88,7%
	MI2				96,7%	92,7%	91,8%	80,1%	65,3%
	MI3						90,4%	89,6%	80,4%
	MI4						83,5%	62,0%	68,4%

## MGP – CR3 degli acquisti e confronto con MA ed MI

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Totale	MGP	62,1%	60,5%	56,4%	58,6%	53,6%	49,1%	47,6%	45,6%
	MA	96,0%	95,1%	91,9%	85,4%				
	MI1				84,9%	85,6%	64,8%	48,5%	41,5%
	MI2				83,1%	84,5%	74,5%	59,3%	46,9%
	MI3						56,1%	50,1%	41,1%
	MI4						56,5%	42,5%	56,4%
Nord	MGP	57,8%	55,9%	49,7%	51,8%	46,2%	41,8%	40,7%	38,1%
	MA	94,8%	95,0%	91,0%	88,2%				
	MI1				86,9%	85,2%	58,9%	44,9%	35,0%
	MI2				86,8%	85,1%	77,7%	63,6%	50,9%
	MI3						43,9%	38,7%	28,6%
	MI4						48,1%	38,2%	40,3%
Centro Nord	MGP	61,6%	61,1%	57,3%	56,3%	53,5%	47,1%	46,8%	48,0%
	MA	99,9%	99,7%	99,2%	86,9%				
	MI1				98,4%	94,5%	76,5%	65,9%	37,0%
	MI2				95,8%	87,2%	73,1%	61,1%	52,4%
	MI3						54,1%	54,4%	35,0%
	MI4						68,4%	41,1%	35,4%
Centro Sud	MGP	71,1%	68,7%	68,3%	67,6%	65,0%	56,9%	59,2%	59,0%
	MA	99,8%	99,0%	98,3%	97,2%				
	MI1				98,6%	97,3%	84,9%	54,9%	59,3%
	MI2				97,1%	97,2%	87,9%	68,2%	66,2%
	MI3						92,6%	79,0%	67,9%
	MI4						88,0%	63,4%	74,8%
Sud	MGP	72,0%	71,1%	71,0%	72,2%	67,3%	62,8%	63,0%	60,7%
	MA	97,9%	95,9%	97,3%	96,7%				
	MI1				96,9%	94,6%	89,4%	76,3%	76,3%
	MI2				91,6%	89,3%	79,0%	75,8%	68,0%
	MI3						75,6%	76,9%	70,3%
	MI4						66,4%	74,9%	83,6%
Sicilia	MGP	83,3%	78,7%	80,3%	79,7%	75,5%	72,1%	67,5%	66,2%
	MA	97,9%	95,3%	91,7%	89,6%				
	MI1				98,7%	92,6%	93,9%	94,8%	84,3%
	MI2				97,0%	90,1%	95,8%	90,2%	74,0%
	MI3						93,1%	63,6%	41,4%
	MI4						94,1%	67,5%	54,8%
Sardegna	MGP	73,7%	73,9%	75,2%	79,3%	70,7%	62,4%	61,2%	50,4%
	MA	100,0%	100,0%	99,3%	93,5%				
	MI1				94,1%	96,4%	97,5%	89,6%	62,4%
	MI2				93,4%	94,0%	95,7%	70,0%	39,0%
	MI3						86,1%	78,2%	62,0%
	MI4						92,0%	72,2%	52,3%

Tabella 74

## MGP – Quote di vendita

Operatore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ENEL S.P.A.	32,1%	28,9%	29,2%	28,4%	28,1%	28,4%	25,3%	25,3%
GSE	14,7%	13,9%	14,2%	14,5%	14,6%	12,6%	17,1%	17,4%
EDISON TRADING S.P.A.	8,9%	9,8%	9,6%	9,4%	9,5%	8,2%	7,4%	6,9%
ENI S.P.A.	6,7%	7,4%	6,5%	7,0%	8,1%	7,6%	6,4%	6,8%
A2A TRADING S.R.L.	3,4%	3,7%	4,4%	5,1%	4,5%	4,2%	4,4%	4,7%
E.ON S.P.A.	8,5%	7,4%	6,7%	5,7%	5,1%	5,0%	4,3%	4,1%
IREN MERCATO S.P.A.	1,9%	1,7%	1,8%	2,4%	2,2%	2,4%	2,4%	3,0%
AXPO	-	-	-	-	-	-	2,6%	2,3%
GDF SUEZ S.P.A.	1,2%	2,2%	1,8%	1,7%	-	2,2%	2,6%	2,2%
TIRRENO POWER S.P.A.	3,4%	3,3%	3,8%	3,5%	3,3%	3,5%	2,5%	2,0%
ALTRI	19,2%	21,5%	22,0%	22,4%	24,4%	25,9%	24,8%	25,2%

Tabella 75

**MGP – HHI delle offerte di vendita**

Tabella 76

Zona	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nord	2.039	2.104	2.241	2.311	2.197	2.134	2.003	1.918
Centro Nord	4.588	4.535	4.664	4.787	4.387	4.626	4.112	4.035
Centro Sud	4.755	5.061	4.979	5.172	5.519	5.888	5.480	5.192
Sud	3.881	3.052	2.627	2.764	2.384	2.388	2.502	2.254
Sicilia	3.570	2.718	2.701	2.946	2.809	3.475	3.383	3.052
Sardegna	3.193	3.164	3.166	3.290	3.212	3.295	3.327	3.643

**MGP – HHI delle vendite**

Tabella 77

Zona	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nord	1.345	1.369	1.460	1.325	1.345	1.205	1.234	1.285
Centro Nord	4.051	3.742	3.765	3.495	3.216	3.034	3.209	2.810
Centro Sud	3.666	3.524	3.272	2.616	2.929	3.379	3.343	3.452
Sud	2.641	2.020	1.786	2.105	1.868	1.830	2.054	2.050
Sicilia	4.267	3.668	3.696	3.836	3.596	3.278	3.297	3.205
Sardegna	3.241	3.207	3.384	3.585	3.647	3.627	3.674	4.141

**MGP – IOM**

Tabella 78

Operatore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ENEL S.P.A.	88,4%	77,3%	50,6%	27,4%	21,8%	22,5%	25,1%	14,0%
E.ON S.P.A.	1,9%	2,2%	5,3%	9,1%	8,7%	14,4%	10,1%	13,1%
EDISON TRADING S.P.A.	3,3%	7,1%	12,1%	15,0%	14,4%	12,2%	10,6%	9,3%
ENI SPA	0,2%	0,0%	-	2,8%	5,0%	7,8%	6,6%	8,6%
TIRRENO POWER S.P.A.	0,3%	0,7%	1,4%	3,0%	5,1%	4,6%	6,5%	5,6%
A2A TRADING S.R.L.	1,3%	3,6%	6,1%	9,3%	8,0%	8,6%	6,3%	4,8%
SORGENIA S.P.A.	0,0%	0,1%	0,7%	2,5%	3,6%	2,0%	2,1%	4,7%
GDF SUEZ S.P.A.	0,3%	0,4%	1,1%	1,7%	2,6%	1,9%	2,6%	4,1%
ALPIQ S.P.A.	1,8%	3,5%	4,4%	4,1%	3,8%	3,6%	4,6%	3,7%
TEI ENERGY S.p.A.	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,6%	1,5%	2,8%
ALTRI	2,4%	4,9%	18,2%	24,9%	26,6%	21,8%	23,8%	29,3%

**MGP – ITM**

Tabella 79

Tipo Impianto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Carbone	4,7%	4,8%	5,7%	8,0%	6,0%	5,3%	5,6%	4,8%
Olio	20,5%	19,4%	11,2%	7,4%	5,6%	5,5%	7,2%	7,2%
Gas Naturale	21,2%	15,6%	9,9%	1,6%	0,3%	0,1%	0,1%	0,0%
CCGT	20,5%	28,8%	39,3%	47,5%	55,8%	65,9%	59,7%	60,8%
TurboGas	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,6%	0,6%
Id. Fluente	1,4%	3,0%	3,2%	3,7%	3,1%	3,2%	3,1%	2,8%
Id. Modulazione	11,8%	8,8%	5,4%	6,2%	6,3%	6,2%	5,3%	5,5%
Id. Pompaggio	16,9%	14,7%	9,7%	6,2%	4,0%	3,1%	4,0%	2,3%
Estero	2,3%	4,4%	12,9%	16,3%	17,4%	10,0%	13,1%	15,5%
Altro	0,4%	0,4%	2,5%	2,9%	1,4%	0,7%	1,2%	1,2%

**MGP – Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale**

Tabella 80

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Totale</b>	<b>19,8%</b>	<b>16,7%</b>	<b>15,0%</b>	<b>12,6%</b>	<b>9,3%</b>	<b>7,5%</b>
<i>Operatore</i>						
ENEL S.P.A.	62,0%	52,8%	48,8%	40,2%	32,0%	24,5%
GSE	1,3%	0,8%	0,3%	0,6%	1,7%	1,3%
EDIPOWER S.P.A.	-	-	-	5,2%	0,8%	1,2%
ERG S.P.A.	0,1%	-	0,1%	0,2%	0,4%	0,1%
E.ON S.P.A.	3,5%	5,4%	1,8%	1,0%	4,8%	0,0%
EDISON TRADING S.P.A.	-	0,2%	0,1%	-	0,0%	0,0%



# 2

## MA/MI-MERCATO DI AGGIUSTAMENTO E INFRAGIORNALIERO



**MI - Prezzo di acquisto**

Tabella 81

€/MWh	MI1					MI2					MI3			MI4			
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013	
	<i>nov-dic</i>					<i>nov-dic</i>											
Medio	55,25	62,22	69,03	72,60	62,15	56,78	62,06	68,76	71,90	61,08	74,64	79,16	64,97	77,76	85,38	71,11	
Minimo	8,53	10,00	10,00	10,00	0,01	9,00	2,00	0,00	6,49	0,00	28,94	10,00	0,10	15,00	10,00	5,06	
Massimo	184,90	304,00	349,64	248,30	154,00	2.944,10	243,86	1.746,62	492,67	284,40	3.000,00	424,63	532,01	873,70	347,59	200,00	
Volatilità	14,5%	14,1%	8,4%	8,0%	8,6%	13,6%	15,7%	10,8%	10,7%	10,2%	17,1%	14,8%	14,5%	18,3%	19,5%	16,5%	

**MA - Prezzo di acquisto**

Tabella 82

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009
					<i>gen-ott</i>
Medio	58,55	72,72	65,01	83,37	62,73
Minimo	0,01	0,00	0,00	6,56	4,55
Massimo	500,00	289,83	250,09	422,27	241,93
Volatilità	16,5%	13,5%	17,8%	16,9%	15,5%

**MI - Prezzi zionali: *baseload***

Tabella 83

€/MWh	MI1					MI2					MI3			MI4			
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013	
	<i>nov-dic</i>					<i>nov-dic</i>											
<i>Zone fisiche</i>																	
Nord	53,28	59,96	67,97	71,70	60,79	55,39	59,79	67,94	71,28	60,44	73,38	77,52	64,51	75,52	83,39	69,53	
Centro Nord	53,90	60,62	68,87	71,86	60,29	55,91	60,27	68,91	71,41	59,81	74,88	77,76	63,73	77,55	84,09	70,37	
Centro Sud	54,41	60,70	68,71	71,23	58,68	56,33	60,49	68,41	70,59	58,25	74,76	77,47	62,82	77,49	84,17	70,10	
Sud	51,60	57,37	67,42	68,02	56,93	53,72	57,06	66,76	67,54	56,54	72,43	74,40	60,85	75,61	82,38	68,91	
Sicilia	88,64	84,79	90,16	96,96	91,28	84,46	81,89	80,02	94,04	91,39	84,20	102,27	102,63	88,28	116,10	118,34	
Sardegna	61,74	77,66	80,16	79,43	61,14	61,45	74,09	78,67	78,01	60,77	81,30	84,41	66,78	87,03	95,37	75,92	
<i>Poli di produzione limitata</i>																	
Monfalcone	53,28	59,96	67,97			55,39	59,79	67,94			73,38			75,52			
Brindisi	51,48	56,14	66,78	65,58	56,75	53,43	55,70	65,96	65,22	56,37	71,02	70,71	60,01	74,51	77,83	68,51	
Foggia	51,60	57,33	67,24	67,89	56,53	53,72	57,00	66,65	67,37	56,26	72,19	74,25	60,59	75,44	82,27	68,72	
Rossano	50,73	56,32	67,23	67,19	56,91	53,39	55,99	66,50	66,61	56,52	71,99	73,26	60,81	75,22	80,82	68,87	
Priolo G.	83,74	82,16	86,14	94,34	89,92	73,37	76,16	74,63	89,20	88,57	74,04	93,41	98,01	75,76	103,52	112,28	
<i>Zone estere</i>																	
Francia	53,28	59,96	67,97	71,70	60,79	55,39	59,79	67,94	71,28	60,44	73,38	77,52	64,51	75,52	83,39	69,53	
Svizzera	53,28	59,96	67,97	71,70	60,79	55,39	59,79	67,94	71,28	60,44	73,38	77,52	64,51	75,52	83,39	69,53	
Austria	53,28	59,96	67,97	71,70	60,79	55,39	59,79	67,94	71,28	60,44	73,38	77,52	64,51	75,52	83,39	69,53	
Slovenia	53,28	59,96	67,97	71,70	60,79	55,39	59,79	67,94	71,28	60,44	73,38	77,52	64,51	75,52	83,39	69,53	
Grecia	51,48	56,14	66,78	65,58	56,75	53,43	55,70	65,96	65,22	56,37	71,02	70,71	60,01	74,51	77,83	68,51	
Corsica	57,69	61,38	74,76	76,39	57,63	58,62	60,10	73,67	74,81	57,28	76,48	80,97	62,59	82,67	91,10	70,90	
Corsica AC	61,74	77,53	80,16	79,43	61,14	60,68	73,96	78,67	78,01	60,77	81,30	84,41	66,78	87,03	95,37	75,92	

MA – Prezzi zonali: *baseload*

 Tabella 84

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009 <i>gen-ott</i>
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	56,32	70,24	62,20	79,82	60,22
Centro Nord	58,02	74,88	67,76	81,44	61,92
Centro Sud	59,26	74,94	68,77	85,11	62,18
Sud	59,91	74,82	68,75	84,61	59,95
Calabria	60,57	75,31	68,96	84,12	
Sicilia	66,08	85,28	80,26	111,07	86,06
Sardegna	59,10	77,29	65,91	84,92	88,38
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	56,32	69,19	61,74	79,37	60,22
Turbigo R.	56,23	70,12	62,20	79,65	
Piombino	58,94	75,82			
Brindisi	59,18	71,16	68,29	83,28	56,61
Foggia		71,75	65,65	84,02	59,69
Rossano	59,42	72,98	68,45	83,69	59,21
Priolo G.	63,12	72,62	69,72	108,14	85,24
<i>Zone estere</i>					
Francia	50,71	43,91	-	-	60,22
Svizzera	52,90	38,38	25,63	-	60,08
Austria	50,81	54,19	-	-	60,22
Slovenia	54,74	67,66	36,89	-	60,22
Grecia	55,89	64,83	-	-	56,61
Corsica	56,85	73,06	62,09	81,25	60,04
Corsica AC		78,13	65,91	84,76	88,38
Esterio Corsica		78,13	65,91	84,76	
Esterio Nord-Est	55,87	70,24	61,96	79,65	
Esterio Nord-Ovest	55,81	70,24	62,17	79,65	
Esterio Sud	59,22	65,35	59,86	76,91	

## MI1 ed MI2 – Acquisti

Tabella 85

MWh	MI1					MI2				
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2013	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>										
Nord	804.312	4.652.578	7.943.860	9.454.196	6.279.311	549.237	2.804.953	3.358.530	3.541.706	2.728.152
Centro Nord	231.609	708.269	801.651	1.056.678	738.460	67.744	322.599	346.740	364.569	357.802
Centro Sud	153.846	779.434	1.199.635	1.402.183	1.383.061	127.694	698.534	553.888	708.008	811.732
Sud	3.116	22.652	300.727	464.921	491.378	4.317	47.591	71.853	182.338	314.132
Sicilia	42.157	255.562	296.006	427.375	552.042	20.688	173.452	116.021	141.297	170.724
Sardegna	86.761	471.204	365.505	331.827	580.850	41.730	192.866	138.495	96.642	188.468
<i>Poli di produzione limitata</i>										
Monfalcone	9.061	33.140	41.729			3.080	9.855	15.633		
Brindisi	225.788	1.852.299	2.383.161	1.444.330	1.534.038	92.563	489.892	394.119	452.769	487.455
Foggia	8.882	74.157	186.390	326.856	269.216	483	73.944	35.421	79.832	83.524
Rossano	35.553	108.103	126.062	143.146	55.522	19.533	83.272	45.600	56.082	30.292
Priolo G.	49.500	342.919	351.005	489.628	436.581	26.351	187.204	146.058	185.923	132.989
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.650.586</b>	<b>9.300.316</b>	<b>13.995.731</b>	<b>15.541.140</b>	<b>12.320.459</b>	<b>953.421</b>	<b>5.084.163</b>	<b>5.222.358</b>	<b>5.809.167</b>	<b>5.305.270</b>
<i>Zone estere</i>										
Francia	-	2.883	253	11.485	112.371	-	845	10.337	128.460	389.333
Svizzera	25.200	161.357	312.527	249.467	337.285	15	63.797	103.838	140.750	251.868
Austria	-	464	2.135	0	153	-	304	471	566	3.611
Slovenia	-	264	9.640	44.428	2.076	-	-	4.342	19.158	57.479
Grecia	-	158	145.665	146.743	27.246	-	352	39.304	108.021	62.047
Corsica	-	-	-	-	1.142	-	-	-	-	107
Corsica AC	-	-	3	-	1.185	-	-	-	-	53
<b>Totale estero</b>	<b>25.200</b>	<b>165.126</b>	<b>470.223</b>	<b>452.123</b>	<b>481.458</b>	<b>15</b>	<b>65.298</b>	<b>158.292</b>	<b>396.954</b>	<b>764.498</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.675.786</b>	<b>9.465.442</b>	<b>14.465.954</b>	<b>15.993.263</b>	<b>12.801.917</b>	<b>953.436</b>	<b>5.149.461</b>	<b>5.380.650</b>	<b>6.206.121</b>	<b>6.069.768</b>

## MI1 ed MI2 – Acquisti: media oraria

Tabella 86

MWh	MI1					MI2				
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2013	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>										
Nord	549	531	907	1.076	717	375	320	383	403	311
Centro Nord	158	81	92	120	84	46	37	40	42	41
Centro Sud	105	89	137	160	158	87	80	63	81	93
Sud	2	3	34	53	56	3	5	8	21	36
Sicilia	29	29	34	49	63	14	20	13	16	19
Sardegna	59	54	42	38	66	29	22	16	11	22
<i>Poli di produzione limitata</i>										
Monfalcone	6	4	5			2	1	2		
Brindisi	154	211	272	164	175	63	56	45	52	56
Foggia	6	8	21	37	31	0	8	4	9	10
Rossano	24	12	14	16	6	13	10	5	6	3
Priolo G.	34	39	40	56	50	18	21	17	21	15
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.127</b>	<b>1.062</b>	<b>1.598</b>	<b>1.769</b>	<b>1.406</b>	<b>651</b>	<b>580</b>	<b>596</b>	<b>661</b>	<b>606</b>
<i>Zone estere</i>										
Francia	-	0	0	1	13	-	0	1	15	44
Svizzera	17	18	36	28	39	0	7	12	16	29
Austria	-	0	0	0	0	-	0	0	0	0
Slovenia	-	0	1	5	0	-	-	0	2	7
Grecia	-	0	17	17	3	-	0	4	12	7
Corsica	-	-	-	-	0	-	-	-	-	0
Corsica AC	-	-	0	-	0	-	-	-	-	0
<b>Totale estero</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>54</b>	<b>51</b>	<b>55</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>18</b>	<b>45</b>	<b>87</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.145</b>	<b>1.081</b>	<b>1.651</b>	<b>1.821</b>	<b>1.461</b>	<b>651</b>	<b>588</b>	<b>614</b>	<b>707</b>	<b>693</b>

## MI3 ed MI4 – Acquisti

Tabella 87

MWh	MI3			MI4		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	584.666	849.028	870.032	377.337	604.942	830.980
Centro Nord	90.382	137.530	136.260	68.840	89.413	112.553
Centro Sud	196.192	298.985	317.496	152.669	227.790	483.292
Sud	16.907	34.334	116.667	11.056	35.385	136.760
Sicilia	28.555	37.402	63.789	23.460	36.318	69.608
Sardegna	64.301	60.466	85.867	29.788	34.787	72.855
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	32.295			8.338		
Brindisi	143.494	214.072	197.036	68.033	84.090	274.255
Foggia	22.204	49.370	169.462	18.254	40.226	375.383
Rossano	18.841	21.684	23.286	27.288	28.551	19.466
Priolo G.	20.877	13.553	6.842	16.937	9.769	7.472
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.218.715</b>	<b>1.716.425</b>	<b>1.986.736</b>	<b>801.999</b>	<b>1.191.272</b>	<b>2.382.623</b>
<i>Zone estere</i>						
Francia	-	4.355	6.030	-	10.153	42.766
Svizzera	-	1.183	8.853	-	10.062	39.565
Austria	-	-	439	-	-	54
Slovenia	-	181	303	-	357	4.419
Grecia	-	154	476	-	-	25
Corsica	-	-	8	-	-	3
Corsica AC	-	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>-</b>	<b>5.873</b>	<b>16.109</b>	<b>-</b>	<b>20.571</b>	<b>86.833</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.218.715</b>	<b>1.722.298</b>	<b>2.002.845</b>	<b>801.999</b>	<b>1.211.843</b>	<b>2.469.456</b>

## MI3 ed MI4 – Acquisti: media oraria

Tabella 88

MWh	MI3			MI4		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	133	193	199	129	207	285
Centro Nord	21	31	31	24	31	39
Centro Sud	45	68	72	52	78	166
Sud	4	8	27	4	12	47
Sicilia	7	9	15	8	12	24
Sardegna	15	14	20	10	12	25
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	7			3		
Brindisi	33	49	45	23	29	94
Foggia	5	11	39	6	14	129
Rossano	4	5	5	9	10	7
Priolo G.	5	3	2	6	3	3
<b>Totale nazionale</b>	<b>278</b>	<b>391</b>	<b>454</b>	<b>275</b>	<b>407</b>	<b>816</b>
<i>Zone estere</i>						
Francia	-	1	1	-	3	15
Svizzera	-	0	2	-	3	14
Austria	-	-	0	-	-	0
Slovenia	-	0	0	-	0	2
Grecia	-	0	0	-	-	0
Corsica	-	-	0	-	-	0
Corsica AC	-	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>30</b>
<b>TOTALE</b>	<b>278</b>	<b>392</b>	<b>457</b>	<b>275</b>	<b>414</b>	<b>846</b>

Tabella 89

**MA – Acquisti**

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 <i>gen-ott</i>
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	5.128.298	4.968.220	8.004.932	6.915.620	5.011.054
Centro Nord	431.479	546.425	728.431	1.176.323	608.757
Centro Sud	1.606.037	1.555.116	1.258.918	877.827	917.712
Sud	871.021	458.684	621.803	743.170	36.936
Calabria	43	5	2.461	5.987	
Sicilia	496.863	462.603	513.527	321.235	334.334
Sardegna	246.230	317.516	342.140	366.863	323.892
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	9.931	18.120	16.784	17.892	13.052
Turbigo R.	87.070	107.666	7.996	-	
Piombino	98.136	65.882			
Brindisi	356.509	616.779	343.674	549.278	1.441.019
Foggia		10.231	13.270	15.177	167.662
Rossano	303.313	355.776	391.329	258.728	75.895
Priolo G.	819.003	253.064	326.256	270.807	236.797
<b>Totale nazionale</b>	<b>10.453.933</b>	<b>9.736.087</b>	<b>12.571.521</b>	<b>11.518.908</b>	<b>9.167.108</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	-
Svizzera	-	-	35.412	-	133.318
Austria	-	-	-	-	-
Slovenia	-	-	-	-	-
Grecia	-	-	-	-	1.126
Corsica	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	-	203.146	129.276	132.000	-
Estero Sud	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>-</b>	<b>203.146</b>	<b>164.688</b>	<b>132.000</b>	<b>134.444</b>
<b>TOTALE</b>	<b>10.453.933</b>	<b>9.939.233</b>	<b>12.736.210</b>	<b>11.650.908</b>	<b>9.301.552</b>

## MA – Acquisti: media oraria


 Tabella 90

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 <i>gen-ott</i>
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	585	567	914	787	687
Centro Nord	49	62	83	134	83
Centro Sud	183	178	144	100	126
Sud	99	52	71	85	5
Calabria	0	0	0	1	
Sicilia	57	53	59	37	46
Sardegna	28	36	39	42	44
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	1	2	2	2	2
Turbigo R.	10	12	1	-	
Piombino	11	8	-		
Brindisi	41	70	39	63	198
Foggia	-	1	2	2	23
Rossano	35	41	45	29	10
Priolo G.	93	29	37	31	32
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.193</b>	<b>1.111</b>	<b>1.435</b>	<b>1.311</b>	<b>1.256</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	-
Svizzera	-	-	4	-	18
Austria	-	-	-	-	-
Slovenia	-	-	-	-	-
Grecia	-	-	-	-	0
Corsica	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	-	23	15	15	
Estero Sud	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>18</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.193</b>	<b>1.135</b>	<b>1.454</b>	<b>1.326</b>	<b>1.275</b>

## MI1 ed MI2 – Vendite

Tabella 91

MWh	MI1					MI2				
	2009 nov-dic	2010	2011	2012	2013	2009 nov-dic	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>										
Nord	956.504	5.372.380	8.752.548	10.538.438	6.517.722	538.371	2.944.159	3.296.989	3.466.293	2.839.292
Centro Nord	132.928	739.842	857.277	357.129	373.046	84.796	377.605	266.500	215.386	284.437
Centro Sud	182.399	949.592	1.023.462	1.032.887	1.554.816	115.391	617.728	525.956	829.872	904.304
Sud	14.549	140.916	221.335	185.007	390.783	9.352	75.874	81.160	111.138	264.825
Sicilia	68.878	566.641	719.292	554.025	372.772	27.657	185.005	147.376	172.082	152.888
Sardegna	108.674	389.971	346.543	170.709	189.614	41.833	172.970	119.380	66.796	93.207
<i>Poli di produzione limitata</i>										
Monfalcone	2.727	44.350	126.558			4.558	30.289	30.690		
Brindisi	85.076	437.808	980.851	1.611.899	1.342.180	80.201	372.427	530.807	611.343	501.435
Foggia	15.647	130.039	345.636	471.483	571.830	5.131	81.723	96.452	92.190	216.560
Rossano	49.259	180.747	276.382	264.872	249.089	22.416	103.195	68.122	106.113	80.422
Priolo G.	58.265	497.371	656.028	517.331	788.440	23.397	181.155	176.761	151.813	131.137
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.674.904</b>	<b>9.449.657</b>	<b>14.305.913</b>	<b>15.703.779</b>	<b>12.350.292</b>	<b>953.103</b>	<b>5.142.130</b>	<b>5.340.191</b>	<b>5.823.025</b>	<b>5.468.507</b>
<i>Zone estere</i>										
Francia	471	11.881	15.446	38.126	113.149	13	2.464	6.121	163.946	256.061
Svizzera	410	2.898	104.287	175.214	300.902	320	4.334	23.609	162.118	271.832
Austria	-	-	715	2.402	12.369	-	10	843	1.691	6.856
Slovenia	-	528	9	360	-	-	290	370	393	19.473
Grecia	-	478	39.584	73.381	25.205	-	233	9.516	54.948	47.039
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	0	-	-	-	0	0	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>881</b>	<b>15.785</b>	<b>160.041</b>	<b>289.484</b>	<b>451.625</b>	<b>333</b>	<b>7.331</b>	<b>40.459</b>	<b>383.096</b>	<b>601.261</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.675.786</b>	<b>9.465.442</b>	<b>14.465.954</b>	<b>15.993.263</b>	<b>12.801.917</b>	<b>953.436</b>	<b>5.149.461</b>	<b>5.380.650</b>	<b>6.206.121</b>	<b>6.069.768</b>

## MI1 ed MI2 – Vendite: media oraria

Tabella 92

MWh	MI1					MI2				
	2009 nov-dic	2010	2011	2012	2013	2009 nov-dic	2010	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>										
Nord	653	613	999	1.200	744	368	336	376	395	324
Centro Nord	91	84	98	41	43	58	43	30	25	32
Centro Sud	125	108	117	118	177	79	71	60	94	103
Sud	10	16	25	21	45	6	9	9	13	30
Sicilia	47	65	82	63	43	19	21	17	20	17
Sardegna	74	45	40	19	22	29	20	14	8	11
<i>Poli di produzione limitata</i>										
Monfalcone	2	5	14			3	3	4		
Brindisi	58	50	112	184	153	55	43	61	70	57
Foggia	11	15	39	54	65	4	9	11	10	25
Rossano	34	21	32	30	28	15	12	8	12	9
Priolo G.	40	57	75	59	90	16	21	20	17	15
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.144</b>	<b>1.079</b>	<b>1.633</b>	<b>1.788</b>	<b>1.410</b>	<b>651</b>	<b>587</b>	<b>610</b>	<b>663</b>	<b>624</b>
<i>Zone estere</i>										
Francia	0	1	2	4	13	0	0	1	19	29
Svizzera	0	0	12	20	34	0	0	3	18	31
Austria	-	-	0	0	1	-	0	0	0	1
Slovenia	-	0	0	0	-	-	0	0	0	2
Grecia	-	0	5	8	3	-	0	1	6	5
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	0	-	-	-	0	0	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>18</b>	<b>33</b>	<b>52</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>44</b>	<b>69</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.145</b>	<b>1.081</b>	<b>1.651</b>	<b>1.821</b>	<b>1.461</b>	<b>651</b>	<b>588</b>	<b>614</b>	<b>707</b>	<b>693</b>



## MI3 ed MI4 – Vendite

Tabella 93

MWh	MI3			MI4		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	609.301	823.177	812.209	398.933	550.261	706.297
Centro Nord	86.159	95.842	123.839	73.691	60.394	94.315
Centro Sud	156.025	387.921	304.811	105.956	317.281	357.017
Sud	31.389	32.104	111.711	19.992	32.854	114.521
Sicilia	35.179	54.285	66.934	24.630	38.754	80.258
Sardegna	52.969	52.082	61.383	24.694	18.362	51.679
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	19.723			12.863		
Brindisi	122.211	151.042	256.687	75.990	83.975	558.328
Foggia	36.251	54.944	173.324	15.742	20.078	365.585
Rossano	48.755	46.833	54.500	31.575	40.671	55.488
Priolo G.	20.752	21.461	12.842	17.933	13.918	8.567
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.218.715</b>	<b>1.719.692</b>	<b>1.978.239</b>	<b>801.999</b>	<b>1.176.548</b>	<b>2.392.056</b>
<i>Zone estere</i>						
Francia	-	502	10.514	-	13.291	33.559
Svizzera	-	1.569	11.692	-	18.995	31.551
Austria	-	-	307	-	-	1.325
Slovenia	-	1	109	-	2.924	10.823
Grecia	-	534	1.984	-	85	141
Corsica	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>-</b>	<b>2.606</b>	<b>24.606</b>	<b>-</b>	<b>35.295</b>	<b>77.400</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.218.715</b>	<b>1.722.298</b>	<b>2.002.845</b>	<b>801.999</b>	<b>1.211.843</b>	<b>2.469.456</b>

## MI3 ed MI4 – Vendite: media oraria

Tabella 94

MWh	MI3			MI4		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	139	187	185	137	188	242
Centro Nord	20	22	28	25	21	32
Centro Sud	36	88	70	36	108	122
Sud	7	7	26	7	11	39
Sicilia	8	12	15	8	13	27
Sardegna	12	12	14	8	6	18
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	5			4		
Brindisi	28	34	59	26	29	191
Foggia	8	13	40	5	7	125
Rossano	11	11	12	11	14	19
Priolo G.	5	5	3	6	5	3
<b>Totale nazionale</b>	<b>278</b>	<b>392</b>	<b>452</b>	<b>275</b>	<b>402</b>	<b>819</b>
<i>Zone estere</i>						
Francia	-	0	2	-	5	11
Svizzera	-	0	3	-	6	11
Austria	-	-	0	-	-	0
Slovenia	-	0	0	-	1	4
Grecia	-	0	0	-	0	0
Corsica	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>27</b>
<b>TOTALE</b>	<b>278</b>	<b>392</b>	<b>457</b>	<b>275</b>	<b>414</b>	<b>846</b>

**MA – Vendite**

Tabella 95

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 gen-ott
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	4.352.884	4.665.397	6.536.602	6.198.720	5.133.862
Centro Nord	533.008	646.716	1.577.001	1.293.830	737.083
Centro Sud	2.307.704	1.395.204	1.334.673	1.124.768	1.572.868
Sud	241.909	565.254	910.596	887.585	82.910
Calabria	546	80	3.855	3.858	-
Sicilia	507.893	403.692	612.260	424.352	349.496
Sardegna	369.997	431.406	410.428	484.059	406.039
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	8.397	23.463	48.887	44.665	32.487
Turbigo R.	181.830	407.804	32.232	-	-
Piombino	338.961	69.123	-	-	-
Brindisi	228.693	615.039	604.104	548.912	321.538
Foggia	-	20.167	9.847	6.410	193.229
Rossano	562.922	443.718	326.898	267.090	152.267
Priolo G.	819.192	252.172	328.824	366.658	303.265
<b>Totale nazionale</b>	<b>10.453.933</b>	<b>9.939.233</b>	<b>12.736.210</b>	<b>11.650.908</b>	<b>9.285.043</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	6.309
Svizzera	-	-	-	-	9.072
Austria	-	-	-	-	168
Slovenia	-	-	-	-	960
Grecia	-	-	-	-	0
Corsica	-	0	0	0	0
Corsica AC	-	0	0	0	-
Estero Corsica	-	-	-	0	-
Estero Nord-Est	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	-	-	-	-	-
Estero Sud	0	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16.509</b>
<b>TOTALE</b>	<b>10.453.933</b>	<b>9.939.233</b>	<b>12.736.210</b>	<b>11.650.908</b>	<b>9.301.552</b>

**MA – Vendite: media oraria**

Tabella 96

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 gen-ott
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	497	533	746	706	704
Centro Nord	61	74	180	147	101
Centro Sud	263	159	152	128	216
Sud	28	65	104	101	11
Calabria	0	0	0	0	-
Sicilia	58	46	70	48	48
Sardegna	42	49	47	55	56
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	1	3	6	5	4
Turbigo R.	21	47	4	-	-
Piombino	39	8	-	-	-
Brindisi	26	70	69	62	44
Foggia	-	2	1	1	26
Rossano	64	51	37	30	21
Priolo G.	94	29	38	42	42
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.193</b>	<b>1.135</b>	<b>1.454</b>	<b>1.326</b>	<b>1.273</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	1
Svizzera	-	-	-	-	1
Austria	-	-	-	-	0
Slovenia	-	-	-	-	0
Grecia	-	-	-	-	0
Corsica	-	0	0	0	0
Corsica AC	-	0	0	0	-
Estero Corsica	-	-	-	0	-
Estero Nord-Est	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	-	-	-	-	-
Estero Sud	0	-	-	-	-
<b>Totale estero</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.193</b>	<b>1.135</b>	<b>1.454</b>	<b>1.326</b>	<b>1.275</b>

## MA/MI - Vendite per fonte

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fonti tradizionali	5.792.846	7.101.744	6.036.510	6.880.732	8.493.860	15.531.303	18.719.246	15.243.633
Gas	1.654.204	2.915.721	3.018.224	3.883.729	6.029.079	12.546.421	15.842.560	12.205.981
Carbone	546.645	618.431	549.796	961.332	1.045.530	1.268.946	1.249.462	1.515.003
Altre	3.591.997	3.567.591	2.468.491	2.035.671	1.419.251	1.715.935	1.627.224	1.522.650
Fonti rinnovabili	863.395	1.003.894	1.320.566	1.398.439	1.977.545	2.863.738	2.423.310	3.347.773
Idraulica	863.395	1.003.894	1.320.566	1.398.439	1.977.545	2.862.059	2.406.325	2.728.463
Geotermica	-	-	-	-	-	-	3.665	11.256
Eolica	-	-	-	-	-	1.680	13.320	592.998
Solare e altre	-	-	-	-	-	-	-	15.055
Pompaggio	3.282.992	4.630.572	4.293.832	3.535.923	4.006.107	2.854.866	2.549.371	1.743.278
Grossiti	-	-	-	97.948	114.240	416.358	731.099	1.854.396
<b>Totale vendite</b>	<b>9.939.233</b>	<b>12.736.210</b>	<b>11.650.908</b>	<b>11.913.042</b>	<b>14.591.752</b>	<b>21.666.264</b>	<b>24.423.026</b>	<b>22.189.079</b>
Offerte VENT	-	-	-	9	35	553	18	15
<b>Totale vendite nazionali</b>	<b>9.939.233</b>	<b>12.736.210</b>	<b>11.650.908</b>	<b>11.913.050</b>	<b>14.591.787</b>	<b>21.666.818</b>	<b>24.423.044</b>	<b>22.189.094</b>

Tabella 97

## MA/MI - Acquisti per fonte

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fonti tradizionali	7.066.978	8.777.553	7.246.957	7.759.571	8.691.223	13.812.389	13.614.703	10.939.177
Gas	2.587.276	5.125.384	4.178.139	4.312.470	4.298.201	8.078.931	9.087.812	6.971.030
Carbone	806.650	719.133	852.295	970.320	1.461.032	2.087.554	1.719.401	1.416.550
Altre	3.673.052	2.933.036	2.216.523	2.476.782	2.931.990	3.645.904	2.807.491	2.551.597
Fonti rinnovabili	1.297.905	1.285.639	889.140	721.959	1.186.029	1.383.991	1.478.425	2.617.837
Idraulica	1.297.905	1.285.639	889.140	721.959	1.186.029	1.351.378	1.393.038	2.035.739
Geotermica	-	-	-	-	-	422	1.114	12.307
Eolica	-	-	-	-	-	32.190	84.273	559.459
Solare e altre	-	-	-	-	-	1	-	10.332
Pompaggio	1.371.204	2.508.329	3.382.810	2.773.463	3.896.292	2.844.744	2.304.874	1.637.689
Grossiti	-	-	-	516.122	610.934	3.197.679	6.860.002	6.800.385
<b>Totale acquisti</b>	<b>9.736.087</b>	<b>12.571.521</b>	<b>11.518.908</b>	<b>11.771.115</b>	<b>14.384.479</b>	<b>21.238.803</b>	<b>24.258.003</b>	<b>21.995.089</b>
Offerte VENT	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale acquisti nazionali</b>	<b>9.736.087</b>	<b>12.571.521</b>	<b>11.518.908</b>	<b>11.771.115</b>	<b>14.384.479</b>	<b>21.238.803</b>	<b>24.258.003</b>	<b>21.995.089</b>

Tabella 98

## MA/MI - Saldo vendite/acquisti per fonte

MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fonti tradizionali	-1.274.132	-1.675.809	-1.210.447	-878.839	-197.363	1.718.914	5.104.543	4.304.456
Gas	-933.073	-2.209.662	-1.159.916	-428.741	1.730.878	4.467.491	6.754.748	5.234.950
Carbone	-260.005	-100.702	-302.500	-8.988	-415.502	-818.608	-469.938	98.453
Altre	-81.055	634.555	251.968	-441.110	-1.512.739	-1.929.969	-1.180.267	-1.028.947
Fonti rinnovabili	-434.510	-281.745	431.425	676.479	791.516	1.479.747	944.885	729.935
Idraulica	-434.510	-281.745	431.425	676.479	791.516	1.510.681	1.013.287	692.724
Geotermica	-	-	-	-	-	-422	2.551	-1.051
Eolica	-	-	-	-	-	-30.511	-70.953	33.539
Solare e altre	-	-	-	-	-	-1	-	4.723
Pompaggio	1.911.788	2.122.242	911.021	762.461	109.815	10.122	244.497	105.588
Grossiti	-	-	-	-418.174	-496.694	-2.781.321	-6.128.903	-4.945.989
<b>Totale acquisti</b>	<b>203.146</b>	<b>164.688</b>	<b>132.000</b>	<b>141.927</b>	<b>207.273</b>	<b>427.462</b>	<b>165.023</b>	<b>193.991</b>
Offerte VENT	-	-	-	9	35	553	18	15
<b>Totale acquisti nazionali</b>	<b>203.146</b>	<b>164.688</b>	<b>132.000</b>	<b>141.936</b>	<b>207.309</b>	<b>428.015</b>	<b>165.041</b>	<b>194.005</b>

Tabella 99



# 3

MTE - MERCATO ELETTRICO A TERMINE



**MTE – Volumi scambiati**

Tabella 100

MWh Prodotti	Baseload						Peakload					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Giornalieri	-	1.800					-	-				
Settimanali	1.680	-					6.000	-				
Mensili	22.320	67.055	269.549	960.200	2.578.014	233.273	27.600	12.144	164.244	152.280	54.780	6.180
Trimestrali		-	702.751	4.214.410	7.226.450	341.313		-	236.940	532.020	19.740	75.240
Annuali		43.800	4.038.360	24.577.632	42.468.480	36.143.760		-	873.600	3.003.588	2.612.088	4.297.104
<b>Totale</b>	<b>24.000</b>	<b>112.655</b>	<b>5.010.660</b>	<b>29.752.242</b>	<b>52.272.944</b>	<b>36.718.346</b>	<b>33.600</b>	<b>12.144</b>	<b>1.274.784</b>	<b>3.687.888</b>	<b>2.686.608</b>	<b>4.378.524</b>

**MTE – Prodotti in negoziazione nel 2013**

Tabella 101

	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAKLOAD				
	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi			Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi		
			Mercato	Otc	MWh			Mercato	Otc	MWh
€/MWh	N.	MW			€/MWh	N.	MW			
Febbraio 2013	64,50	17	85	-	57.120	77,00	2	10	-	2.400
Marzo 2013	59,95	11	55	-	40.865	67,85	2	10	-	2.520
Aprile 2013	60,00	-	-	-	-	64,50	-	-	-	-
Maggio 2013	57,00	3	12	-	8.928	67,68	-	-	-	-
Giugno 2013	59,90	1	5	-	3.600	68,86	-	-	-	-
Luglio 2013	67,15	3	-	50	37.200	73,87	-	-	-	-
Agosto 2013	66,05	4	5	50	40.920	67,33	-	-	-	-
Settembre 2013	67,30	-	-	-	-	74,28	-	-	-	-
Ottobre 2013	64,85	-	-	-	-	71,84	-	-	-	-
Novembre 2013	64,85	-	-	-	-	72,95	1	5	-	1.260
Dicembre 2013	64,85	4	-	60	44.640	74,20	-	-	-	-
Gennaio 2014	66,99	-	-	-	-	76,81	-	-	-	-
Febbraio 2014	66,99	-	-	-	-	75,47	-	-	-	-
Marzo 2014	64,96	-	-	-	-	72,72	-	-	-	-
Aprile 2014	57,48	-	-	-	-	60,82	-	-	-	-
<b>Prodotti Mensili</b>		<b>43</b>	<b>162</b>	<b>160</b>	<b>233.273</b>		<b>5</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>6.180</b>
II Trimestre 2013	60,99	6	30	-	65.520	66,06	-	-	-	-
III Trimestre 2013	66,83	8	36	-	79.488	72,62	8	40	-	31.680
IV Trimestre 2013	64,85	7	35	-	77.315	73,78	11	55	-	43.560
I Trimestre 2014	66,29	10	50	-	107.950	75,05	-	-	-	-
II Trimestre 2014	57,48	-	-	-	-	62,62	-	-	-	-
III Trimestre 2014	63,75	1	5	-	11.040	65,31	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	61,57	-	-	-	-	70,41	-	-	-	-
I Trimestre 2015	59,99	-	-	-	-	67,89	-	-	-	-
<b>Prodotti Trimestrali</b>		<b>32</b>	<b>156</b>	<b>-</b>	<b>341.313</b>		<b>19</b>	<b>95</b>	<b>-</b>	<b>75.240</b>
Anno 2014	62,26	177	361	3.765	36.143.760	68,32	182	1.372	-	4.297.104
Anno 2015	59,99	-	-	-	-	67,11	-	-	-	-
<b>Prodotti Annuali</b>		<b>177</b>	<b>361</b>	<b>3.765</b>	<b>36.143.760</b>		<b>182</b>	<b>1.372</b>	<b>-</b>	<b>4.297.104</b>
<b>TOTALE</b>		<b>252</b>	<b>679</b>	<b>3.925</b>	<b>36.718.346</b>		<b>206</b>	<b>1.492</b>	<b>-</b>	<b>4.378.524</b>

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del prodotto nell'anno

# 4

PCE – PIATTAFORMA PER CONTI ENERGIA



**PCE - Contratti registrati e posizione netta**

Tabella 102

MWh	2007 <i>mag-dic</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Baseload	16.918.893	30.680.745	36.257.105	72.977.500	87.578.438	91.201.087	95.971.042
Off Peak	5.858.379	8.946.983	9.010.700	10.376.043	8.858.792	9.570.242	7.362.669
Peak	5.297.652	11.187.852	10.297.008	16.718.071	13.203.103	10.590.788	7.892.437
Week-end	1.200	13.200	12.960	12.240	19.591	33.383	10.610
<b>Totale Standard</b>	<b>28.076.124</b>	<b>50.828.780</b>	<b>55.577.773</b>	<b>100.083.855</b>	<b>109.659.924</b>	<b>111.395.500</b>	<b>111.236.757</b>
NonStandard	68.619.843	101.533.152	117.347.359	134.920.843	178.482.075	198.870.386	213.490.106
PCE bilaterali	96.695.967	152.361.932	172.925.132	235.004.697	288.141.999	310.265.886	324.726.863
MTE		57.600	80.999	1.111.303	7.924.827	35.673.632	45.910.430
CDE				97.392	-	-	-
<b>Totale PCE</b>	<b>96.695.967</b>	<b>152.419.532</b>	<b>173.006.131</b>	<b>236.213.392</b>	<b>296.066.826</b>	<b>345.939.518</b>	<b>370.637.293</b>
Posizione netta	82.187.562	122.842.343	132.088.821	153.805.704	187.008.644	193.693.000	197.050.603
Turnover	1,18	1,24	1,31	1,54	1,58	1,79	1,88

**PCE - Contratti registrati: struttura**

Tabella 103

Profilo	2007 <i>mag-dic</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Baseload	17,5%	20,1%	21,0%	30,9%	29,6%	26,4%	25,9%
Off Peak	6,1%	5,9%	5,2%	4,4%	3,0%	2,8%	2,0%
Peak	5,5%	7,3%	6,0%	7,1%	4,5%	3,1%	2,1%
Week-end	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Totale Standard</b>	<b>29,0%</b>	<b>33,3%</b>	<b>32,1%</b>	<b>42,4%</b>	<b>37,0%</b>	<b>32,2%</b>	<b>30,0%</b>
NonStandard	71,0%	66,6%	67,8%	57,1%	60,3%	57,5%	57,6%
PCE bilaterali	100,0%	100,0%	100,0%	99,5%	97,3%	89,7%	87,6%
MTE		0,0%	0,0%	0,5%	2,7%	10,3%	12,4%
CDE				0,0%	-	-	-
<b>Totale PCE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**PCE - Conti in immissione**

Tabella 104

MWh	2007 <i>mag-dic</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Baseload	13.184.233	28.019.017	29.664.035	54.801.066	65.196.726	74.829.225	80.165.924
Off Peak	4.424.430	7.897.574	8.833.140	7.871.086	6.101.005	6.147.778	3.160.409
Peak	3.673.608	8.936.700	9.964.932	14.479.531	9.948.321	7.753.330	4.412.516
Week-end	0	12.000	19.920	13.800	0	31.008	240
<b>Totale Standard</b>	<b>21.282.271</b>	<b>44.865.291</b>	<b>48.482.027</b>	<b>77.165.483</b>	<b>81.246.052</b>	<b>88.761.341</b>	<b>87.739.089</b>
NonStandard	64.868.775	86.527.899	95.455.813	111.857.759	145.280.566	166.618.056	192.180.723
<b>Transazioni registrate</b>	<b>86.151.046</b>	<b>131.393.190</b>	<b>143.937.840</b>	<b>189.023.242</b>	<b>226.530.729</b>	<b>255.379.396</b>	<b>279.919.812</b>
Posizione netta	82.187.562	122.842.343	132.088.821	153.805.704	187.008.644	193.693.000	197.050.603
<b>Programmi</b>							
<i>Richiesti</i>	78.710.112	113.046.465	107.766.696	121.051.193	134.676.382	129.496.241	127.357.464
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.087.109	2.971.513	7.906.845	25.280.053	35.963.315	47.297.521	59.411.770
<b>Registrati</b>	<b>78.555.046</b>	<b>112.303.436</b>	<b>105.698.272</b>	<b>119.309.608</b>	<b>131.598.939</b>	<b>120.009.766</b>	<b>82.251.698</b>
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.959.875	2.303.684	5.872.256	23.915.905	33.115.006	37.955.373	14.376.155
<b>Rifiutati</b>	<b>155.066</b>	<b>743.029</b>	<b>2.068.424</b>	<b>1.741.585</b>	<b>3.077.442</b>	<b>9.486.475</b>	<b>45.105.766</b>
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	127.234	667.828	2.034.589	1.364.148	2.848.310	9.342.149	45.035.615
<b>Sbilanciamento a programma</b>	<b>3.632.516</b>	<b>10.538.907</b>	<b>26.390.550</b>	<b>34.496.096</b>	<b>55.409.704</b>	<b>73.683.234</b>	<b>114.798.904</b>
<i>% su posizione netta</i>	4,4%	8,6%	20,0%	22,4%	29,6%	38,0%	58,3%



## PCE - Conti in prelievo

MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	<i>mag-dic</i>						
Baseload	20.653.553	33.390.474	42.958.124	91.153.935	109.960.150	107.572.950	111.776.159
Off Peak	7.292.328	9.996.392	9.188.260	12.881.000	11.616.579	12.992.706	11.564.929
Peak	6.921.696	13.506.204	10.629.084	18.956.611	16.457.886	13.428.246	11.372.357
Week-end	2.400	14.400	6.000	10.680	35.071	35.758	20.980
Totale Standard	34.869.977	56.907.470	62.781.468	123.002.226	138.069.686	134.029.660	134.734.426
NonStandard	72.370.911	116.538.404	139.292.954	160.401.316	227.517.110	302.467.672	326.620.348
Transazioni registrate	107.240.887	173.445.874	202.074.422	283.403.542	365.586.796	436.497.331	461.354.774
Posizione netta	82.187.562	122.842.343	132.088.821	153.805.704	187.008.644	193.693.000	197.050.603
Programmi							
Richiesti	70.206.573	104.437.430	101.546.580	129.547.883	149.275.227	147.405.428	156.902.080
di cui con indicazione di prezzo	22.761	-	2.282	724	-	1	-
Registrati	70.191.750	104.409.559	101.526.165	129.502.810	149.243.492	147.377.879	156.901.582
di cui con indicazione di prezzo	8.843	-	1.965	-	-	1	-
Rifiutati	14.823	27.871	20.415	45.073	31.735	27.549	499
di cui con indicazione di prezzo	13.918	-	317	724	-	-	-
Sbilanciamento a programma	11.995.812	18.432.784	30.562.656	24.302.894	37.765.151	46.315.121	40.149.021
% su posizione netta	14,6%	15,0%	23,1%	15,8%	20,2%	23,9%	20,4%

Tabella 105

## PCE Bilaterali - Contratti registrati per durata del contratto

Durata	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	<i>mag-dic</i>						
1 Giorno	25,9%	19,5%	17,7%	11,7%	12,5%	9,7%	9,9%
>1 Giorno	11,0%	9,8%	8,7%	7,3%	7,8%	9,7%	11,1%
1 Settimana	36,7%	40,0%	42,1%	41,3%	40,6%	46,1%	49,2%
>1 Settimana	3,8%	6,1%	6,0%	2,6%	3,2%	3,9%	1,5%
1 Mese	22,0%	24,2%	24,8%	34,0%	36,0%	30,6%	28,3%
>1 Mese	0,6%	0,6%	0,7%	3,2%	-	0,0%	0,0%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 106

## PCE Bilaterali - Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna

Anticipo	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	<i>mag-dic</i>						
2 giorni	34,9%	24,0%	19,2%	15,0%	15,6%	17,5%	16,6%
3 giorni	15,0%	12,2%	9,1%	17,3%	18,0%	22,8%	25,6%
4 giorni	17,3%	27,1%	28,7%	29,5%	32,8%	33,2%	30,6%
5 giorni	11,8%	10,5%	14,5%	7,1%	8,7%	11,8%	6,7%
> 5 giorni	21,0%	26,2%	28,4%	31,0%	25,0%	14,8%	20,5%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 107

## PCE Bilaterali - Contratti registrati per tipologia di conti movimentati

CONTI ENERGIA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Vende → Acquista	<i>mag-dic</i>						
Imm → Pre	86,2%	82,0%	78,6%	67,7%	65,9%	60,8%	59,3%
Imm → Imm	0,8%	1,4%	1,2%	4,7%	3,9%	6,3%	7,3%
Pre → Imm	1,2%	1,4%	2,2%	2,8%	2,9%	3,7%	5,5%
Pre → Pre	11,7%	15,2%	18,0%	24,8%	27,3%	29,2%	28,0%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 108



# 5

## MA – MERCATI AMBIENTALI

CERTIFICATI VERDI (CV).....	p.	67
TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE) .....	p.	73
GARANZIE DI ORIGINE (GO) .....	p.	75





## 5. MA – MERCATI AMBIENTALI

CV



Tabella 109

## Mercato CV - Volumi e prezzi

Periodo di riferimento		Anno di negoziazione							
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2004	Volumi. MWh	3.600	450						
	Prezzo. €/MWh								
	medio	108,29	107,93						
	minimo	96,78	98,94						
2005	massimo	108,74	115,58						
	Volumi. MWh	394.350	8.400						
	Prezzo. €/MWh								
	medio	108,86	117,97						
2006	minimo	106,67	85,83						
	massimo	114,92	122,50						
	Volumi. MWh	110.750	376.950	24.905	437				
	Prezzo. €/MWh								
2007	medio	115,94	121,64	81,75	89,93				
	minimo	108,33	97,92	73,00	85,00				
	massimo	125,00	123,75	95,83	96,00				
	Volumi. MWh		24.300	514.258	112.203	1.352			
2008	Prezzo. €/MWh								
	medio		98,71	78,49	90,47	88,12			
	minimo		94,17	54,17	79,00	87,50			
	massimo		102,92	95,83	96,00	88,40			
2009	Volumi. MWh			253.576	449.381	4.785	1.168		
	Prezzo. €/MWh								
	medio			76,37	92,21	87,29	84,23		
	minimo			60,00	79,00	75,00	84,00		
2010	massimo			90,00	96,49	88,55	84,60		
	Volumi. MWh				1.235.489	935.349	53.946	6.139	
	Prezzo. €/MWh								
	medio				86,30	88,28	84,85	83,60	
2011	minimo				79,70	79,50	79,95	81,00	
	massimo				89,87	89,90	87,15	86,50	
	Volumi. MWh					1.583.109	1.588.100	54.832	4.975
	Prezzo. €/MWh								
2012	medio					82,14	85,11	74,13	79,74
	minimo					78,00	79,99	69,00	79,50
	massimo					88,80	92,50	89,00	80,25
	Volumi. MWh						2.412.925	1.175.891	83.555
2013	Prezzo. €/MWh								
	medio						80,32	80,37	82,65
	minimo						78,92	70,49	78,00
	massimo						86,10	82,00	86,25
I Trimestre 2013	Volumi. MWh							2.476.496	3.563.369
	Prezzo. €/MWh								
	medio							74,12	81,25
	minimo							69,00	76,01
II Trimestre 2013	massimo							77,80	85,90
	Volumi. MWh								1.508.041
	Prezzo. €/MWh								
	medio								86,83
III Trimestre 2013	minimo								83,50
	massimo								88,60
	Volumi. MWh								1.446.505
	Prezzo. €/MWh								
IV Trimestre 2013	medio								85,75
	minimo								83,00
	massimo								88,36
	Volumi. MWh								763.813
I Trimestre 2014	Prezzo. €/MWh								
	medio								85,51
	minimo								77,80
	massimo								87,75
II Trimestre 2014	Volumi. MWh								88.397
	Prezzo. €/MWh								
	medio								84,80
	minimo								84,00
III Trimestre 2014	massimo								87,50

## Bilaterali CV – Volumi e prezzi


 Tabella 110

Periodo di riferimento	Anno di negoziazione					
	2009	2010	2011	2012	2013	
2006	Volumi. MWh	35.292	7.300			
	Prezzo. €/MWh					
	medio	96,17	123,65			
	minimo	1,00	123,50			
	massimo	112,88	123,80			
2007	Volumi. MWh	1.249.167	2.897			
	Prezzo. €/MWh					
	medio	92,54	50,01			
	minimo	0,00	0,00			
	massimo	160,00	88,70			
2008	Volumi. MWh	5.743.885	23.258	490		
	Prezzo. €/MWh					
	medio	95,04	74,22	81,65		
	minimo	0,00	0,00	80,00		
	massimo	160,00	112,88	85,00		
2009	Volumi. MWh	12.645.625	8.349.736	156.868	14.520	
	Prezzo. €/MWh					
	medio	85,54	79,16	68,94	79,62	
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	
	massimo	160,00	112,88	109,44	87,38	
2010	Volumi. MWh		11.530.415	9.679.868	251.251	117.622
	Prezzo. €/MWh					
	medio		85,03	77,28	68,22	65,33
	minimo		0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo		133,00	160,00	95,00	95,00
2011	Volumi. MWh			14.319.816	9.689.085	527.546
	Prezzo. €/MWh					
	medio			79,57	75,89	59,17
	minimo			0,00	0,00	0,00
	massimo			133,00	160,00	85,00
2012	Volumi. MWh				13.818.690	20.038.823
	Prezzo. €/MWh					
	medio				74,28	75,47
	minimo				0,00	0,00
	massimo				133,00	160,00
I Trimestre 2013	Volumi. MWh					6.337.961
	Prezzo. €/MWh					
	medio					84,34
	minimo					0,00
	massimo					90,00
II Trimestre 2013	Volumi. MWh					5.474.251
	Prezzo. €/MWh					
	medio					82,42
	minimo					0,00
	massimo					95,07
III Trimestre 2013	Volumi. MWh					3.355.459
	Prezzo. €/MWh					
	medio					83,67
	minimo					0,00
	massimo					87,95
IV Trimestre 2013	Volumi. MWh					650.221
	Prezzo. €/MWh					
	medio					84,41
	minimo					0,01
	massimo					87,07

## Mercato CV\_TRL - Volumi e prezzi

Tabella 111

Periodo di riferimento		Anno di negoziazione					
		2008	2009	2010	2011	2012	2013
2006	Volumi. MWh	996	6.832				
	Prezzo. €/MWh						
	medio	76,71	88,03				
	minimo	71,29	86,00				
	massimo	80,00	89,00				
2007	Volumi. MWh		16.857	3.389			
	Prezzo. €/MWh						
	medio		86,48	86,86			
	minimo		78,70	80,00			
	massimo		94,00	88,00			
2008	Volumi. MWh		20.920	18.541	1.267		
	Prezzo. €/MWh						
	medio		84,69	86,03	82,96		
	minimo		80,05	79,50	82,75		
	massimo		88,50	88,30	84,10		
2009	Volumi. MWh			32.113	18.460		
	Prezzo. €/MWh						
	medio			82,01	83,92		
	minimo			79,00	79,05		
	massimo			87,20	84,90		
2010	Volumi. MWh				50.607	58.672	10.241
	Prezzo. €/MWh						
	medio				80,48	75,86	79,58
	minimo				79,00	70,40	77,50
	massimo				85,00	81,25	80,10
2011	Volumi. MWh					34.309	3.440
	Prezzo. €/MWh						
	medio					78,72	81,77
	minimo					74,00	76,50
	massimo					82,10	85,00
2012	Volumi. MWh						94.005
	Prezzo. €/MWh						
	medio						83,06
	minimo						81,25
	massimo						85,00



## Bilaterali CV\_TRL – Volumi e prezzi


 Tabella 112

Periodo di riferimento		Anno di negoziazione				
		2009	2010	2011	2012	2013
2005	Volumi. MWh	10.870	2.268			
	Prezzo. €/MWh					
	medio	82,02	92,53			
	minimo	77,50	85,80			
2006	massimo	86,20	98,30			
	Volumi. MWh	49.650	14.191			
	Prezzo. €/MWh					
	medio	71,96	79,32			
2007	minimo	0,00	0,00			
	massimo	98,00	98,30			
	Volumi. MWh	715.441	39.647	416		
	Prezzo. €/MWh					
2008	medio	75,77	79,35	0,00		
	minimo	0,00	0,00	0,00		
	massimo	92,33	112,88	0,00		
	Volumi. MWh	1.106.439	242.031	7.219		
2009	Prezzo. €/MWh					
	medio	84,46	79,86	81,13		
	minimo	60,80	0,00	0,00		
	massimo	98,00	112,88	83,50		
2010	Volumi. MWh		2.580.638	292.662	36.012	
	Prezzo. €/MWh					
	medio		78,49	62,70	80,28	
	minimo		0,00	0,00	0,00	
2011	massimo		88,91	88,33	84,63	
	Volumi. MWh			2.508.090	3.289.520	187.776
	Prezzo. €/MWh					
	medio			77,78	72,92	42,80
2012	minimo			0,00	0,00	0,00
	massimo			88,33	95,00	95,00
	Volumi. MWh				1.425.220	1.475
	Prezzo. €/MWh					
2013	medio				78,47	66,60
	minimo				0,00	0,00
	massimo				84,24	79,80
	Volumi. MWh					555.392
2014	Prezzo. €/MWh					
	medio					79,15
	minimo					0,00
	massimo					84,50



## 5. MA – MERCATI AMBIENTALI

TEE



**Mercato TEE – Volumi e prezzi**

Tabella 113

Tipologia		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tipo I	Volumi. tep	22.664	167.502	377.059	638.324	580.688	732.603	1.167.444	946.824
	Prezzo. €/tep								
	medio	70,12	35,63	69,42	81,51	93,19	100,13	101,56	104,92
	minimo	49,00	27,00	35,00	74,00	82,00	93,00	86,98	87,80
	massimo	84,00	55,00	90,00	87,90	100,00	111,00	115,00	116,00
Tipo II	Volumi. tep	11.564	58.439	108.232	285.615	322.970	414.728	785.219	1.306.921
	Prezzo. €/tep								
	medio	92,89	84,41	71,15	80,64	92,60	101,16	100,97	103,87
	minimo	60,00	75,00	35,00	72,60	82,51	92,30	87,40	87,81
	massimo	98,00	92,00	90,50	96,00	100,00	114,50	116,39	115,50
Tipo II CAR	Volumi. tep								44.432
	Prezzo. €/tep								
	medio								109,38
	minimo								97,01
	massimo								115,00
Tipo III	Volumi. tep	76	10	29.660	49.311	76.437	129.466	582.267	516.494
	Prezzo. €/tep								
	medio	33,84	5,00	57,71	79,83	93,24	103,12	101,31	106,35
	minimo	32,00	5,00	10,00	72,00	82,00	93,00	8,00	87,80
	massimo	36,00	5,00	88,00	97,50	99,95	112,00	115,00	115,50
Tipo V	Volumi. tep								134
	Prezzo. €/tep								
	medio								99,58
	minimo								98,00
	massimo								100,00

**Bilaterali TEE – Volumi e prezzi**

Tabella 114

Tipologia		2008	2009	2010	2011	2012	2013
		<i>apr-dic</i>					
Tipo I	Volumi. tep	482.421	1.024.040	1.367.806	1.625.576	1.563.812	1.720.101
	Prezzo. €/tep						
	medio	58,39	68,41	71,92	77,72	80,54	89,41
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	869,59	100,00	99,50	110,99	106,92	117,50
Tipo II	Volumi. tep	106.124	256.760	570.253	758.260	1.663.053	2.069.706
	Prezzo. €/tep						
	medio	68,89	66,72	78,21	88,28	85,14	100,04
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	869,59	100,00	97,78	116,00	108,20	116,00
Tipo II CAR	Volumi. tep						178.716
	Prezzo. €/tep						
	medio						102,61
	minimo						50,00
	massimo						115,00
Tipo III	Volumi. tep	5.302	81.264	169.260	435.900	1.854.648	1.450.926
	Prezzo. €/tep						
	medio	13,82	77,33	87,67	97,91	98,70	104,94
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	869,59	100,00	97,78	110,99	108,80	115,70
Tipo IV	Volumi. tep						212
	Prezzo. €/tep						
	medio						105,55
	minimo						105,20
	massimo						105,90

## 5. MA – MERCATI AMBIENTALI

**GO**



## GO - Volumi e prezzi

Tabella 115

Tabella 115

Periodo di riferimento	Tipologia		Anno di negoziazione							
			2012		2013		2012		2013	
			Mercato		Bilaterali		Asta			
2012	Eolico	Volumi. MWh	168.048	488.514	1.065.826	5.318.126	203.953			
		Prezzo. €/MWh								
		medio	0,11	0,05	0,09	0,09	0,10			
		minimo	0,09	0,02	0,07	0,00	0,04			
		massimo	0,18	0,10	0,20	0,17	0,14			
2012	Geotermoelettrico	Volumi. MWh	1.002	1						
		Prezzo. €/MWh								
		medio	0,15	0,08						
		minimo	0,04	0,08						
		massimo	0,15	0,08						
2012	Idroelettrico	Volumi. MWh	47.451	181.581	487.139	29.407.488				
		Prezzo. €/MWh								
		medio	0,11	0,04	0,34	0,09				
		minimo	0,11	0,02	0,00	0,00				
		massimo	0,13	0,08	3,00	1,00				
2012	Solare	Volumi. MWh		149.779	24.954	385.151	522.501	1.000		
		Prezzo. €/MWh								
		medio		0,04	0,08	0,08	0,12	0,12		
		minimo		0,02	0,08	0,00	0,10	0,12		
		massimo		0,09	0,08	0,16	0,14	0,12		
2012	Altro	Volumi. MWh	256.101	340.527	171.888	866.233	691.000			
		Prezzo. €/MWh								
		medio	0,11	0,04	0,27	0,09	0,08			
		minimo	0,08	0,02	0,10	0,00	0,03			
		massimo	0,18	0,09	0,40	0,50	0,13			
2013	Eolico	Volumi. MWh		21.510		525.761				
		Prezzo. €/MWh								
		medio		0,17		0,18				
		minimo		0,13		0,10				
		massimo		0,24		0,21				
2013	Geotermoelettrico	Volumi. MWh		100						
		Prezzo. €/MWh								
		medio		0,30						
		minimo		0,30						
		massimo		0,30						
2013	Idroelettrico	Volumi. MWh		155.604		4.340.039				
		Prezzo. €/MWh								
		medio		0,15		0,13				
		minimo		0,09		0,00				
		massimo		0,25		0,32				
2013	Solare	Volumi. MWh		299		28.007				
		Prezzo. €/MWh								
		medio		0,10		0,16				
		minimo		0,10		0,15				
		massimo		0,10		0,16				
2013	Altro	Volumi. MWh		500		418.254	6.000			
		Prezzo. €/MWh								
		medio		0,19		0,14	0,23			
		minimo		0,19		0,06	0,22			
		massimo		0,19		0,25	0,25			



## INDICE DELLE TABELLE



Tabella 1	MPG - Prezzo di acquisto	4
Tabella 2	MGP - Prezzo di vendita zonale: <i>baseload</i>	5
Tabella 3	MGP - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: <i>baseload</i>	5
Tabella 4	MGP - Prezzo di vendita zonale: <i>picco</i>	6
Tabella 5	MGP - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: <i>picco</i>	6
Tabella 6	MGP - Prezzo di vendita zonale: <i>fuori picco</i>	7
Tabella 7	MGP - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: <i>fuori picco</i>	7
Tabella 8	MGP - Percentuale dei volumi venduti su cui la zona ha fissato il prezzo	8
Tabella 9	MGP - Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee	8
Tabella 10	MGP - Offerte di acquisto	10
Tabella 11	MGP - Offerte di acquisto: media oraria	11
Tabella 12	MGP - Acquisti	12
Tabella 13	MGP - Acquisti: media oraria	13
Tabella 14	MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO	14
Tabella 15	MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria	14
Tabella 16	MGP - Acquisti in borsa sulle zone estere per TSO	14
Tabella 17	MGP - Acquisti fuori borsa sulle zone estere per TSO	14
Tabella 18	MGP - Offerte di vendita	16
Tabella 19	MGP - Offerte di vendita: media oraria	17
Tabella 20	MPG - Vendite	18
Tabella 21	MGP - Vendite: media oraria	19
Tabella 22	MGP - Offerte di vendita non accettate	20
Tabella 23	MGP - Offerte di vendita non accettate: % sul venduto	21
Tabella 24	MGP - Vendite sulle zone estere per TSO	22
Tabella 25	MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria	22
Tabella 26	MGP - Vendite in borsa sulle zone estere per TSO	22
Tabella 27	MGP - Vendite fuori borsa sulle zone estere per TSO	22
Tabella 28	MGP - Saldo vendite/acquisti per TSO	22
Tabella 29	MGP - Vendite nazionali per fonte	23
Tabella 30	MGP - Vendite nazionali per fonte: media oraria	23
Tabella 31	MGP - Vendite nazionali per fonte: % di successo	23
Tabella 32	MGP - Vendite nazionali per fonte: struttura	23
Tabella 33	MGP - Vendite per fonte - Nord	24
Tabella 34	MGP - Vendite per fonte - Nord: media oraria	24
Tabella 35	MGP - Vendite per fonte - Nord: % di successo	24
Tabella 36	MGP - Vendite per fonte - Nord: struttura	24
Tabella 37	MGP - Vendite per fonte - Centro Nord	25
Tabella 38	MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: media oraria	25
Tabella 39	MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: % di successo	25
Tabella 40	MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: struttura	25
Tabella 41	MGP - Vendite per fonte - Centro Sud	26
Tabella 42	MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: media oraria	26
Tabella 43	MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: % di successo	26
Tabella 44	MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: struttura	26
Tabella 45	MGP - Vendite per fonte - Sud	27
Tabella 46	MGP - Vendite per fonte - Sud: media oraria	27
Tabella 47	MGP - Vendite per fonte - Sud: % di successo	27
Tabella 48	MGP - Vendite per fonte - Sud: struttura	27



Tabella 49	MGP - Vendite per fonte – Sicilia	28
Tabella 50	MGP - Vendite per fonte – Sicilia: media oraria	28
Tabella 51	MGP - Vendite per fonte – Sicilia: % di successo	28
Tabella 52	MGP - Vendite per fonte – Sicilia: struttura	28
Tabella 53	MGP - Vendite per fonte – Sardegna	29
Tabella 54	MGP - Vendite per fonte – Sardegna: media oraria	29
Tabella 55	MGP - Vendite per fonte – Sardegna: % di successo	29
Tabella 56	MGP - Vendite per fonte – Sardegna: struttura	29
Tabella 57	MGP - Domanda di energia elettrica	32
Tabella 58	MGP - Domanda di energia elettrica: struttura	32
Tabella 59	MGP – Acquisti in borsa di energia elettrica: struttura	32
Tabella 60	MGP – Offerta di energia elettrica	33
Tabella 61	MGP – Offerta di energia elettrica: struttura	33
Tabella 62	MGP – Vendite in borsa di energia elettrica: struttura	33
Tabella 63	MGP - Numero di zone di mercato: media oraria	36
Tabella 64	MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere): % di ore	36
Tabella 65	MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole): % di ore	36
Tabella 66	MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	36
Tabella 67	MGP - Transiti: rendita	37
Tabella 68	MGP - Transiti: capacità media di trasporto assegnata (transiti esteri) e limite medio (transiti nazionali)	38
Tabella 69	MGP – Transiti: flusso medio	39
Tabella 70	MGP - Transiti: direzione dei flussi	40
Tabella 71	MGP – Transiti: percentuale di saturazione	41
Tabella 72	MGP – Transiti: percentuale di inibizione	42
Tabella 73	MGP – CR3 delle vendite e confronto con MA ed MI	44
Tabella 74	MGP – CR3 degli acquisti e confronto con MA ed MI	45
Tabella 75	MGP – Quote di vendita	45
Tabella 76	MGP - HHI delle offerte di vendita	46
Tabella 77	MGP - HHI delle vendite	46
Tabella 78	MGP – IOM	46
Tabella 79	MGP - ITM	46
Tabella 80	MGP – Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale	46
Tabella 81	MI - Prezzo di acquisto	48
Tabella 82	MA - Prezzo di acquisto	48
Tabella 83	MI - Prezzi zonali: <i>baseload</i>	48
Tabella 84	MA - Prezzi zonali: <i>baseload</i>	49
Tabella 85	MI1 ed MI2 – Acquisti	50
Tabella 86	MI1 ed MI2 – Acquisti: media oraria	50
Tabella 87	MI3 ed MI4 – Acquisti	51
Tabella 88	MI3 ed MI4 – Acquisti: media oraria	51
Tabella 89	MA – Acquisti	52
Tabella 90	MA – Acquisti: media oraria	53
Tabella 91	MI1 ed MI2 – Vendite	54
Tabella 92	MI1 ed MI2 – Vendite: media oraria	54
Tabella 93	MI3 ed MI4 – Vendite	55
Tabella 94	MI3 ed MI4 – Vendite: media oraria	55
Tabella 95	MA – Vendite	56
Tabella 96	MA – Vendite: media oraria	56

Tabella 97	MA/MI - Vendite per fonte	57
Tabella 98	MA/MI - Acquisti per fonte	57
Tabella 99	MA/MI - Saldo vendite/acquisti per fonte	57
Tabella 100	MTE - Volumi scambiati	60
Tabella 101	MTE - Prodotti in negoziazione nel 2013	60
Tabella 102	PCE - Contratti registrati e posizione netta	62
Tabella 103	PCE - Contratti registrati: struttura	62
Tabella 104	PCE - Conti in immissione	62
Tabella 105	PCE - Conti in prelievo	63
Tabella 106	PCE Bilaterali - Contratti registrati per durata del contratto	63
Tabella 107	PCE Bilaterali - Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna	63
Tabella 108	PCE Bilaterali - Contratti registrati per tipologia di conti movimentati	63
Tabella 109	Mercato CV - Volumi e prezzi	68
Tabella 110	Bilaterali CV - Volumi e prezzi	69
Tabella 111	Mercato CV_TRL - Volumi e prezzi	70
Tabella 112	Bilaterali CV_TRL - Volumi e prezzi	71
Tabella 113	Mercato TEE - Volumi e prezzi	74
Tabella 114	Bilaterali TEE - Volumi e prezzi	74
Tabella 115	GO - Volumi e prezzi	76



# APPENDICE STATISTICA 2013

APPENDICE STATISTICA 2013



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Largo Giuseppe Tartini, 3/4

00198 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)