



# RELAZIONE ANNUALE 2011





## PREFAZIONE

Il GME anche quest'anno, visto l'apprezzamento riscontrato nelle precedenti edizioni, ha voluto rinnovare l'impegno nella realizzazione di questa pubblicazione, che si prefigge di offrire un contributo per l'analisi dei risultati del settore energetico nell'anno 2011.

Muovendo dalla rappresentazione dei principali eventi che hanno caratterizzato il settore energetico nel 2011 e con un approccio di prospettiva futura, la Relazione Annuale del Gestore dei Mercati Energetici, giunta alla sua sesta edizione, si pone l'obiettivo di illustrare un quadro dettagliato dell'evoluzione dei mercati energetici nazionali, anche all'interno del più ampio contesto internazionale, nel corso di un anno contrassegnato dalla forte crisi economica mondiale.

Il 2011 ha visto consolidare le attività del GME nel settore del gas, attraverso la piena operatività del Mercato a pronti del gas (M-GAS), al quale è seguita quella della Piattaforma di Bilanciamento del gas naturale (PB-GAS).

Con riferimento al settore elettrico si è osservato un aumento dei volumi scambiati sul Mercato a Termine (MTE), testimoniato dal crescente interesse degli operatori anche per le opzioni di clearing presso MTE di contratti bilaterali conclusi al di fuori del mercato organizzato.

Nel corso del 2012 il GME sarà impegnato, in collaborazione con le Istituzioni di riferimento, ad implementare il Mercato a Termine del gas naturale (MT-GAS) al fine di consentire agli operatori la conclusione di contratti a termine fisici per la consegna di gas naturale su orizzonti temporali più ampi rispetto a quelli attualmente in essere sul mercato spot.

In ambito internazionale, il GME, dopo aver avviato proficuamente il progetto pilota *Market Coupling* con la Slovenia, proseguirà la propria azione nel processo di integrazione dei mercati europei dell'energia, attraverso il progetto *Price Coupling of Regions*, che coinvolge le borse elettriche dei principali paesi europei.

Ci auguriamo, attraverso questa pubblicazione, di aver fornito elementi di analisi e di approfondimento sull'evoluzione dei mercati energetici, che possano costituire un valido contributo nel panorama degli strumenti conoscitivi del settore energetico.

Il Presidente



Alfonso Maria Rossi Brigante

L'Amministratore Delegato



Massimo Guarini



PREFAZIONE .....	III
INTRODUZIONE .....	3
<b>A. LA SOCIETÀ .....</b>	<b>7</b>
1. Il Gestore dei Mercati Energetici .....	8
1.1 Governance .....	8
1.2 I compiti istituzionali .....	10
1.2.1 Gestione dei mercati .....	10
1.2.2 Monitoraggio del mercato elettrico .....	12
1.3 Le attività internazionali .....	13
1.3.1 Europex .....	14
1.3.2 Coupling Italia – Slovenia .....	14
1.4 Corrispettivi .....	16
2. I nuovi progetti .....	18
2.1 La PB-GAS, il Comparto ex d.lgs della P-GAS e il Mercato a termine del gas .....	18
2.2 Novità sui mercati ambientali .....	20
2.3 PCR – Price Coupling of Regions .....	21
2.4 Modifiche al sistema di garanzie .....	22
3. I risultati economici .....	23
<b>B. IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI .....</b>	<b>27</b>
1. Il mercato unico europeo .....	28
2. I mercati elettrici .....	35
2.1 L'organizzazione del mercato elettrico in Italia .....	35
2.1.1 Il Mercato della capacità: <i>Capacity Payment</i> ed Unità Essenziali .....	37
2.2 Il mercato a pronti (MPE) .....	39
2.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE) .....	42
2.4 Il Mercato Elettrico a Termine (MTE) e la Piattaforma per la Consegna Derivati Energia (CDE) .....	42
3. I mercati ambientali .....	44
3.1 La politica di sostegno alle rinnovabili .....	44
3.2 Mercato dei Certificati Verdi .....	44
3.3 Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica .....	46
3.4 Mercato delle Unità di Emissione .....	48
4. I mercati del gas .....	50
4.1 L'organizzazione del mercato del gas in Italia .....	50
4.2 Piattaforma di negoziazione gas naturale (P-Gas) .....	51
4.3 Mercato a Pronti .....	53
4.4 Piattaforma di Bilanciamento .....	53
5. Il sistema dei pagamenti e delle garanzie .....	55
<b>C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI .....</b>	<b>57</b>
1. Il contesto .....	58
1.1 Lo scenario internazionale .....	58
1.1.1 I consumi di energia primaria .....	61
1.1.2 Il mercato del petrolio .....	64
1.1.3 Il mercato del carbone .....	66
1.1.4 Il mercato del gas naturale .....	68
1.1.5 La politica ambientale .....	70
1.2 Il settore energetico italiano .....	73

# INDICE

## RELAZIONE

## ANNUALE

## 2011



1.2.1	Il bilancio energetico nazionale.....	73
1.2.2	Il sistema gas.....	75
1.2.3	Il sistema elettrico .....	80
<b>2.</b>	<b>I mercati elettrici .....</b>	<b>84</b>
2.1	La partecipazione al mercato .....	84
2.2	Il mercato del giorno prima (MGP) .....	88
2.2.1	Il prezzo di acquisto unico nazionale (Pun) .....	88
2.2.2	I prezzi di vendita e le configurazioni zonali .....	93
2.2.3	Domanda e Offerta .....	99
2.2.3.1	Domanda .....	99
2.2.3.2	Offerta .....	102
2.2.3.3	Vendite e performance per fonti e tecnologie .....	103
2.2.4	Concentrazione e potere di mercato .....	107
2.3	Mercato Infragiornaliero (MI).....	111
2.3.1	Prezzi.....	111
2.3.2	Volumi.....	114
2.4	Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) .....	118
2.4.1	MSD EX-ANTE.....	118
2.5	Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) .....	122
2.6	Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e la Piattaforma Consegna derivati energia (CDE) .....	126
2.6.1	Volumi su MTE.....	127
2.6.2	Prezzi su MTE.....	132
2.7	Confronti internazionali .....	135
<b>3.</b>	<b>I mercati del gas .....</b>	<b>144</b>
3.1	Piattaforma Gas (P-GAS).....	144
3.2	Mercato a pronti Gas (M-GAS).....	146
3.3	Piattaforma di bilanciamento Gas (PB-GAS).....	147
3.4	Confronti internazionali .....	150
<b>4.</b>	<b>I mercati ambientali.....</b>	<b>153</b>
4.1	Mercato dei Certificati Verdi.....	153
4.2	Titoli di efficienza energetica.....	162
4.3	Unità di emissione (EUA).....	168
4.4	Lo scenario internazionale del mercato CO <sub>2</sub> .....	169
	<b>ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI.....</b>	<b>176</b>
	<b>GLOSSARIO .....</b>	<b>179</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>189</b>
	<b>ALLEGATO CD ROM – APPENDICE STATISTICA</b>	

## Indice dei box

<b>BOX I – Il Regolamento Remit e la nuova regolazione dei mercati all'ingrosso dell'energia.....</b>	<b>31</b>
<b>BOX II – Il Market coupling con la Slovenia.....</b>	<b>97</b>
<b>BOX III – La relazione tra il prezzo all'ingrosso ed il prezzo al dettaglio nel mercato italiano attraverso il ruolo esercitato dall'AU (a cura di AU) .....</b>	<b>141</b>
<b>BOX IV – L'impatto del sistema degli incentivi alle fonti rinnovabili (a cura di GSE).....</b>	<b>171</b>

## Indice delle tabelle

<b>A.</b>	<b>LA SOCIETÀ</b>	
1.	Il Gestore dei Mercati Energetici	
Tab. A.1.1	Corrispettivi di partecipazione ai mercati del GME Anno 2011 .....	16
Tab. A.1.2	Dati di sintesi dei mercati GME .....	17
3.	I risultati economici	
Tab. A.3.1	Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2010-2011) .....	23
Tab. A.3.2	Principali indicatori del GME (anni 2010-2011) .....	23
Tab. A.3.3	Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2010-2011) ..	24
Tab. A.3.4	Consistenza del personale dipendente .....	24
<b>B.</b>	<b>IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI</b>	
2	I mercati elettrici	
Tab. B.1.1	Tempistiche dei mercati elettrici a pronti .....	41
3	I mercati ambientali	
Tab. B.3.1	Target annuali nazionali di risparmio energetico .....	46
<b>C.</b>	<b>L'ANDAMENTO DEI MERCATI</b>	
1.	Il contesto	
Tab. C.1.1	Tasso di crescita percentuale del Pil e di altre variabili .....	59
Tab. C.1.2	Consumi di energia primaria (Mtep) .....	62
Tab. C.1.3	Consumi interni di energia elettrica da fonti primarie .....	63
Tab. C.1.4	Prezzi sul mercato internazionale del carbone .....	66
Tab. C.1.5	Prezzi del gas ai principali hub europei e americani (€/MWh) .....	68
Tab. C.1.6	Protocollo di Kyoto: assegnazione delle riduzioni dei gas serra dei Paesi Allegato I .....	71
Tab. C.1.7	Stime emissioni da combustione di fonti fossili nel 2011 in Italia .....	72
Tab. C.1.8	Bilancio energetico nazionale (anni 2000, 2010 e 2011) .....	73
Tab. C.1.9	Usi finali di energia per fonti e settori d'uso (Mtep) .....	74
Tab. C.1.10	Consumi primari di energia in alcuni paesi europei (2010) .....	74
Tab. C.1.11	Consumi, import e capacità di stoccaggio per i paesi europei (anno 2010) ..	75
Tab. C.1.12	Domanda e offerta di gas in Italia .....	76
Tab. C.1.13	Capacità di import e relativo tasso di utilizzo .....	78
Tab. C.1.14	Il sistema degli stoccaggi .....	78
Tab. C.1.15	Bilancio energetico elettrico .....	82
Tab. C.1.16	Potenza efficiente di generazione e picco di domanda .....	83
2.	I mercati elettrici	
Tab. C.2.1	La partecipazione al mercato .....	84
Tab. C.2.2	Volumi scambiati sui mercati del GME (TWh) .....	86
Tab. C.2.3	Composizione della domanda su MGP .....	87
Tab. C.2.4	Composizione dell'offerta su MGP .....	87
Tab. C.2.5	Pun medio annuale totale e per gruppi di ore (€/MWh) .....	88
Tab. C.2.6	Valori annuali del Pun e delle sue determinanti .....	91
Tab. C.2.7	Livello dello spark spread calcolato rispetto a differenti indici di costo di generazione a gas .....	92
Tab. C.2.8	Prezzi zionali medi annui (€/MWh) .....	93

Tab. C.2.9	Prezzi zonal medi annui per gruppi di ore. Anno 2011 (€/MWh) .....	93
Tab. C.2.10	Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore. Anno 2011 .....	93
Tab. C.2.11	Domanda su MGP e totale energia richiesta in rete (TWh).....	99
Tab. C.2.12	Volumi acquistati su MGP .....	100
Tab. C.2.13	Elasticità della domanda .....	101
Tab. C.2.14	Volumi offerti annui sul MGP (TWh).....	102
Tab. C.2.15	Volumi venduti annui sul MGP (TWh) .....	102
Tab. C.2.16	Volumi rigettati annui sul MGP (TWh).....	103
Tab. C.2.17	Volumi venduti a prezzo zero sul MGP (TWh).....	103
Tab. C.2.18	Indici di performance del ciclo combinato per anno e per zona .....	106
Tab. C.2.19	Indici di performance per anno e tecnologia .....	107
Tab. C.2.20	Prezzo di acquisto .....	112
Tab. C.2.21	Volatilità del prezzo di acquisto.....	112
Tab. C.2.22	Prezzi zonal: sintesi 2011 .....	113
Tab. C.2.23	Volatilità dei prezzi zonal: sintesi 2011 .....	113
Tab. C.2.24	Volumi venduti: sintesi 2011 .....	116
Tab. C.2.25	Percentuale di successo dei volumi venduti: sintesi 2011 .....	116
Tab. C.2.26	Volumi acquistati: sintesi 2011.....	116
Tab. C.2.27	Percentuale di successo dei volumi acquistati: sintesi 2011.....	116
Tab. C.2.28	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire.....	118
Tab. C.2.29	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere.....	119
Tab. C.2.30	Transazioni registrate per tipologia e posizione netta .....	123
Tab. C.2.31	Contratti registrati per durata del contratto (%).....	125
Tab. C.2.32	Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna (%).....	125
Tab. C.2.33	Contratti registrati per tipologia di conti movimentati (%) .....	125
Tab. C.2.34a	Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading (TWh) .....	126
Tab. C.2.34b	Volumi scambiati su MTE per anno di delivery.....	128
Tab. C.2.35	Liquidità degli scambi su MTE per anticipo sulla consegna (2011).....	128
Tab. C.2.36	Liquidità del book dei prodotti baseload scambiati nel corso del 2011 .....	130
Tab. C.2.37	Liquidità del book dei prodotti peakload scambiati nel corso del 2011.....	131
Tab. C.2.38	Quote di mercato.....	131
Tab. C.2.39	Correlazioni dei prezzi di controllo dei prodotti baseload scambiati nel 2011 su MTE, Idex e Tfs.....	132
Tab. C.2.40	Quotazione dei prodotti baseload scambiati nel corso del 2011 .....	133
Tab. C.2.41	Quotazione dei prodotti peakload scambiati nel corso del 2011 .....	133
Tab. C.2.42	Volumi annuali sui principali mercati a termine europei (€/MWh).....	136
Tab. C.2.43	Volumi annuali sui principali mercati spot europei (€/MWh).....	137
Tab. C.2.44	Prezzi medi annuali sui principali mercati spot europei (€/MWh) .....	140
Tab. C.2.45	Prezzi medi per gruppi di ore sulle principali borse europee.....	140
Tab. C.2.46	Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore. Anno 2011 .....	140

### 3. I mercati del gas

Tab. C.3.1	Volumi scambiati per singola piattaforma di mercato (TWh) .....	144
Tab. C.3.2	Partecipazione alla P-Gas .....	145
Tab. C.3.3	Partecipazione a M-Gas .....	146
Tab. C.3.4	Attività sulla PB-Gas .....	147
Tab. C.3.5	Indici di concentrazione e di comportamento al margine (ICM).....	149
Tab. C.3.6	Quote di mercato dei primi dieci operatori .....	149
Tab. C.3.7	Volumi di gas scambiati sugli hub europei .....	150
Tab. C.3.8	Principali indicatori di costo gas all'ingrosso.....	152



<b>4. I mercati ambientali</b>	
Tab. C.4.1	Scambi MCV-2011 ..... 153
Tab. C.4.2	Quote di mercato operatori CV ..... 156
Tab. C.4.3	Analisi della volatilità ..... 161
Tab. C.4.4	Volumi e prezzi per tipologia dei TEE (2011) ..... 164
Tab. C.4.5	Mtep/a necessari per l'adempimento dell'obbligo ..... 166

## Indice delle figure

### A. LA SOCIETÀ

#### 1. Il Gestore dei Mercati Energetici

Fig. A.1.1	Mercati gestiti dal GME..... 8
Fig. A.1.2	Organigramma del GME ..... 9
Fig. A.1.3	Funzionamento del market coupling tra Italia e Slovenia ..... 15

### B. IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

#### 2. I mercati elettrici

Fig. B.1.1	Lo schema di rete del mercato elettrico ..... 39
------------	--

### C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 1. Il contesto

Fig. C.1.1	Evoluzione del tasso di crescita del PIL..... 58
Fig. C.1.2	Andamento settimanale dello <i>spread</i> dei titoli pubblici a 10 anni rispetto al Bund ..... 60
Fig. C.1.3	Prezzi mensili del Brent (Platts) \$/bbl ..... 64
Fig. C.1.4	Confronto WTI/Brent. Quotazione settimanale ..... 65
Fig. C.1.5	Prezzi mensili sul mercato internazionale del carbone (\$/t)..... 66
Fig. C.1.6	Prezzi mensili del gas sui principali hub (€/MWh) ..... 69
Fig. C.1.7	Domanda mensile 2011 per comparto ..... 76
Fig. C.1.8	Offerta mensile 2011 per componente ..... 77
Fig. C.1.9	Serie annuali picco di domanda per comparto ..... 77
Fig. C.1.10	Indicatore di sicurezza (n-1) al variare della domanda..... 79
Fig. C.1.11	Consumi finali per comparto e Pil ..... 82
Fig. C.1.12	Serie annuale della potenza installata da impianti termici, eolici e fotovoltaici ..... 83

#### 2. I mercati elettrici

Fig. C.2.1	Liquidità del MGP (TWh)..... 87
Fig. C.2.2	Confronto internazionale del rapporto tra prezzi nei diversi gruppi di ore ..... 89
Fig. C.2.3	Stima del Pun attraverso il modello econometrico del GME ..... 90
Fig. C.2.4	Andamento del Pun e delle sue determinanti ..... 91
Fig. C.2.5	Fascia di oscillazione dello <i>spark spread</i> al variare del riferimento di costo (€/MWh)..... 92
Fig. C.2.6	Livello medio orario dello <i>spark spread</i> nelle giornate lavorative (€/MWh) ..... 92
Fig. C.2.7	Andamento mensile dei prezzi zonal. Anni 2009-2011 (€/MWh) ..... 94
Fig. C.2.8	Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo sulle isole. Anno 2011 ..... 95
Fig. C.2.9	Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2011 ..... 96

Fig. C.2.10	Vendite per tecnologia e fonte .....	104
Fig. C.2.11	Vendite per tecnologia e fonte per zona .....	105
Fig. C.2.12	Quota di vendita degli impianti eolici e fotovoltaici. Media oraria nei giorni lavorativi .....	106
Fig. C.2.13	Curva di durata dello <i>spark spread</i> dei cicli combinati .....	107
Fig. C.2.14	Andamento del CR5 .....	109
Fig. C.2.15	HHI annuali relativi alle vendite .....	109
Fig. C.2.16	Quote di vendita in assenza di concorrenza .....	110
Fig. C.2.17	Andamento orario dello IORq nelle giornate lavorative. Anno 2011 .....	110
Fig. C.2.18	Andamento dell'indice di operatore marginale del primo operatore (IOM) .....	110
Fig. C.2.19	Andamento dell'indice di tecnologia marginale del ciclo combinato (ITM ccgt) .....	111
Fig. C.2.20	Prezzo di acquisto: evoluzione annuale .....	112
Fig. C.2.21	Prezzi zionali su MI .....	114
Fig. C.2.22	Volumi scambiati .....	115
Fig. C.2.23	Immissione a programma a valle di MGP e di MI .....	115
Fig. C.2.24	Vendite e acquisti per tipologia di impianto .....	117
Fig. C.2.25	Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria .....	117
Fig. C.2.26a	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire .....	118
Fig. C.2.26b	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere .....	119
Fig. C.2.27	Immissioni a programma a valle di MGP, MI e MSD ex ante .....	119
Fig. C.2.28	Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto .....	120
Fig. C.2.29	Saldo acquisti/vendite di Terna su MSD ex ante per tipologia di impianto. Media oraria .....	120
Fig. C.2.30	Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo .....	121
Fig. C.2.31	Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo .....	121
Fig. C.2.32	Transazioni registrate, posizione netta e turnover .....	122
Fig. C.2.33	Struttura delle transazioni registrate per tipologia di contratto .....	123
Fig. C.2.34	Programmi fisici registrati .....	124
Fig. C.2.35	Sbilanciamenti a programma .....	124
Fig. C.2.36	Volumi MTE scambiati per mese di trading e per anno, incluso OTC (TWh) .....	127
Fig. C.2.37	Volumi scambiati per mese di trading e per tipo prodotto (MW) .....	129
Fig. C.2.38	Rapporto tra quotazione spot (MGP) e relativa quotazione a termine (MTE) .....	132
Fig. C.2.39	Evoluzione dei prezzi dei front products basata sui prezzi di controllo .....	134
Fig. C.2.40	Curve a termine espresse dal MTE per l'anno 2012 .....	135
Fig. C.2.41	Andamento dei volumi spot e a termine in Europa (TWh) .....	136
Fig. C.2.42	Volumi scambiati sui mercati a termine delle principali borse europee .....	136
Fig. C.2.43	Volumi scambiati sui mercati <i>day-ahead</i> delle principali borse europee .....	137
Fig. C.2.44	Andamento storico del prezzo spot sulle borse elettriche europee (€/MWh) .....	138
Fig. C.2.45	Quotazione media del prezzo spot e del prodotto <i>Calendar</i> in consegna nel medesimo anno (€/MWh) .....	138
Fig. C.2.46	Andamento mensile del prezzo di <i>settlement</i> del prodotto annuale 2012 (€/MWh) .....	139

### 3. I mercati del gas

Fig. C.3.1	Quantità e prezzi di equilibrio sul comparto aliquote della P-Gas .....	145
------------	---	-----

Fig. C.3.2	Quantità e prezzi di equilibrio sul M-Gas .....	146
Fig. C.3.3	Sbilanciamenti mensili dell'ultimo anno .....	147
Fig. C.3.4	Prezzi e volumi giornalieri sulla PB-Gas .....	148
Fig. C.3.5	Prezzi agli hub europei.....	150
Fig. C.3.6	Quotazioni mensili sui principali hub europei (€/MWh).....	152
Fig. C.3.7	Prezzo PSV, QE, Gas Release 2007 €/MWh, brent ritardato di 6 mesi (€/bbl).....	152

#### 4. I mercati ambientali

Fig. C.4.1	Numero transazioni per tipologia (2011) .....	153
Fig. C.4.2	Prezzi medi ponderati sui volumi per tipologia (2011).....	154
Fig. C.4.3	CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo nel 2011 .....	154
Fig. C.4.4	Percentuale delle sessioni MCV utili sul totale delle sessioni .....	155
Fig. C.4.5	Percentuale primi 10 operatori CV lato domanda .....	156
Fig. C.4.6	Percentuale primi 10 operatori CV lato offerta .....	157
Fig. C.4.7	Numero CV scambiati sul mercato organizzato dal GME.....	157
Fig. C.4.8	CV emessi e CV annullati (2002-2010).....	158
Fig. C.4.9	Prezzo di riferimento dei CV GSE.....	159
Fig. C.4.10	Andamento dei prezzi CV rispetto all'andamento del prezzo di ritiro GSE.....	160
Fig. C.4.11	Analisi della volatilità.....	161
Fig. C.4.12	N. Operatori MTEE .....	162
Fig. C.4.13	Quote di mercato TEE primi 10 operatori lato domanda 2011 .....	162
Fig. C.4.14	Quote di mercato TEE primi 10 operatori lato offerta 2011 .....	163
Fig. C.4.15	Numero TEE emessi al 31 dicembre 2011 per tipologia.....	164
Fig. C.4.16	Prezzi TEE sul mercato GME sessioni Gennaio-Dicembre 2011 .....	165
Fig. C.4.17	Volumi MTEE e OTC (GME).....	165
Fig. C.4.18	Confronto prezzi TEE e rimborsi tariffari 2006-2011 .....	167
Fig. C.4.19	Prezzi EUAs su Nord Pool, EEX, ECX (2011) .....	168
Fig. C.4.20	I principali schemi di riduzione delle emissioni nel mondo.....	169

#### BOX II

Fig. II.1	Allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena .....	98
Fig. II.2	Differenziali di prezzo IT-SI ed allocazione di capacità inefficiente .....	98

#### BOX IV

Fig. IV.1	Potenza efficiente lorda degli impianti alimentati con fonti rinnovabili....	171
Fig. IV.2	Produzione lorda degli impianti alimentati con fonti rinnovabili .....	172
Fig. IV.3	Produzione lorda normalizzata degli impianti alimentati con fonti rinnovabili e confronto con le previsioni PAN al 2020.....	172



Dopo i timidi segnali di ripresa registrati durante il 2010, la crisi economico-finanziaria ha segnato l'intero 2011, determinando in alcuni paesi dell'area euro, tra cui l'Italia, un drastico rallentamento dell'economia e l'avvio di una spirale recessiva destinata a interessare almeno tutto il 2012.

Il rallentamento della crescita del PIL dall'1,5% allo 0,4%, con dinamiche negative nell'ultimo quadrimestre del 2011 e un valore per il 2012 stimato al -2,2%, ha indotto una stagnazione nella richiesta di energia elettrica, rimasta stabile nel 2011 a 332 TWh (+0,6%), e che ha mostrato i primi segnali di calo nel primo trimestre del 2012. Tale scenario ha accentuato ulteriormente l'ormai conclamata condizione di *overcapacity*, favorita dalla crescita inerziale delle fonti rinnovabili, nella quale il settore elettrico versa da alcuni anni, spingendo la potenza efficiente lorda installata a 121 GW (+10%) e migliorando ulteriormente gli indici di concorrenzialità dell'offerta. Nonostante l'incremento della concorrenza nell'offerta abbia portato talora i prezzi a livelli degli stessi costi variabili, come segnalato dal crollo dello *spark spread* - che ha segnato il suo minimo storico con livelli prossimi allo zero -, gli stessi prezzi hanno continuato ad evidenziare un cospicuo differenziale coi prezzi esteri (circa 20 €/MWh) a causa degli alti costi del gas nazionale e dalla dinamica inflattiva del Brent (+33% al lordo del tasso di cambio). Tali dinamiche hanno portato il mercato elettrico a muoversi in uno scenario "*loose-loose*", nel quale, da un lato, i ridotti margini per i produttori fanno temere un ciclo di chiusura degli impianti, dall'altro i clienti finali italiani continuano a pagare un premio pesante rispetto ai propri concorrenti d'oltralpe. In questo scenario, il dato più rilevante non è costituito tanto dalla crescita nominale del PUN, attestatosi a 72,23 €/MWh (+13%), quanto dall'ulteriore appiattimento del rapporto tra prezzi di picco e fuori picco, sceso al minimo storico di 1,29. Tale rapporto ha mostrato, nel mese di aprile 2012, i segnali di una sua prossima possibile inversione strutturale, legata agli effetti della crescente produzione fotovoltaica. Infine, nel 2011, mentre si è confermato il progressivo azzeramento del differenziale di prezzo tra la Sardegna e la penisola (7,70 €/MWh, -18%) grazie alla piena operatività del nuovo cavo Sapei, l'analogo differenziale resta sostenuto nel caso della Sicilia (21 €/MWh), in attesa del completamento della nuova interconnessione con la penisola, attesa per fine 2013.

Il settore gas, nel 2011, ha registrato una contrazione dei consumi, scesi a 77 Mld MC (-6,4%), non a causa della crisi dell'industria - che ha visto anzi tenere i consumi di comparto - quanto per effetto di un'annata più mite, che ha favorito la riduzione dei consumi domestici, e della forte contrazione dei consumi termoelettrici - vero motore della crescita negli ultimi anni - conseguente sia al calo della domanda di elettricità che del crescente spiazzamento della generazione a gas da parte delle fonti rinnovabili. Ciononostante, su base annua, il prezzo all'ingrosso del gas ha quasi raggiunto i 28 €/MWh (+21%), sotto la spinta della dinamica del Brent e mantenendo un differenziale con l'estero prossimo ai 5-6 €/MWh.

In questo contesto, il 2011 è stato per il GME un anno di grandi novità.

Nel settore elettrico si è assistito a una vera e propria esplosione dei volumi scambiati sul Mercato a Termine, cresciuti dai 6 TWh nel 2010 ai 33 TWh e già attestati a 9 TWh nel primo trimestre 2012, testimoniando anche il crescente interesse degli operatori alle opzioni di *clearing* di contratti OTC presso MTE. Il dato si inserisce nel più ampio trend di crescita registrato nel 2011 dai mercati a termine italiani, coinvolgendo anche la PCE, che ha registrato volumi pari a 296 TWh (+25%), spingendone il *churn ratio* al nuovo massimo di 1,58. Anche i mercati a pronti hanno visto grandi novità: il MI ha visto, per il primo anno, la piena operatività delle sue quattro sessioni, comprese le due organizzate nel corso della giornata di consegna, che complessivamente hanno raccolto 22 TWh (+

50% grazie soprattutto al MI1); il MGP, pur con una contrazione dei volumi a 180 TWh (-10%), ha registrato il primo anno di piena operatività del *market coupling* con la frontiera slovena, raccogliendo a fine anno circa 1.156 GWh, a fronte dei 262 GWh ad esso originariamente riservati, a conferma dell'elevato gradimento accordato dal mercato a questo strumento che consente una più efficiente gestione del trading transfrontaliero di energia.

La maggiore novità del 2011, comunque, è stata la piena entrata del GME nel settore del gas. Dopo l'avvio nel corso del 2010 della P-Gas, destinata al soddisfacimento degli obblighi di cessione sul mercato di quote di produzione nazionale ed import da parte degli operatori, nel 2011 è stata raggiunta la piena operatività anche del M-Gas, il mercato a pronti organizzato in una sessione del giorno prima e in una infragiornaliera, al quale, a dicembre, si è aggiunta la PB-Gas, la piattaforma di bilanciamento gas gestita dal GME ai sensi della delibera ARG/gas 45/11.

Tali mercati, nel 2011, non hanno evidenziato, al loro primo anno di pieno funzionamento, una liquidità apprezzabile, se si considera che complessivamente essi hanno raccolto poco meno di 5 TWh, di cui 2,9 concentrati sul comparto aliquote della P-Gas e 1,7 scambiati sulla PB-Gas nel suo unico mese di operatività. I prezzi comunque risultano coerenti tra di loro e allineati con quelli riportati al PSV, ad oggi ancora il principale riferimento del mercato italiano a breve termine. Ad ogni modo, l'avvio di tali mercati costituisce un elemento molto positivo per il mercato nel suo insieme, creando, per un verso, le condizioni più efficienti per gestire l'eccesso di offerta, che attualmente caratterizza il mercato del gas italiano e fornendo al sistema quegli elementi di flessibilità commerciale fino a poco tempo fa del tutto assenti, per l'altro, le condizioni per favorire l'emergere di segnali di prezzo progressivamente indipendenti da quelli del petrolio, in linea con quanto già avvertosi sui mercati nordamericani e dell'Europa continentale. Lo sviluppo dei mercati, quindi, potrebbe rivelarsi l'elemento cardine per l'eliminazione dello storico differenziale rispetto al resto dell'Europa che affligge sia i prezzi del gas che, di riflesso, quelli elettrici.

Per quanto concerne i mercati ambientali, nel corso del 2011 è proseguita la crescita dei volumi scambiati sia sul mercato dei CV che su quello dei TEE. Sul mercato CV, la crescita dell'obiettivo, posto in capo ai produttori e importatori di energia da fonti convenzionali, ha contribuito a far aumentare gli scambi: sul mercato organizzato i volumi sono aumentati del 60%, mentre i certificati scambiati bilateralmente sono aumentati del 18,3%, per un incremento globale dei volumi pari al 22,5%. Il 2011 è stato anche l'anno in cui è stato riformato il sistema degli incentivi alle fonti rinnovabili, con la promulgazione del D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, che prevede la graduale sostituzione del sistema di mercato basato sui certificati verdi con un sistema di tipo *feed-in tariff*. Gli impianti che entreranno in funzione entro la fine del 2012 continueranno a ricevere CV, mentre quelli che entreranno in funzione a partire dal 1 gennaio 2013 riceveranno un incentivo fisso predefinito.

Anche il mercato dei TEE è cresciuto, grazie all'incremento dei target annui di risparmio posti in capo ai distributori, registrando un aumento totale degli scambi pari al 32,7%, al quale hanno contribuito sia il mercato organizzato, con un incremento del 30,3%, sia gli scambi bilaterali, con un incremento del 33,8%. Si è registrato, inoltre, un costante aumento dei prezzi dei TEE, dovuto ad una situazione di scarsità di offerta rispetto alla domanda. Per fronteggiare tale situazione, l'AEEG è intervenuta definendo nuove linee guida per il rilascio dei TEE e prevedendo, tra l'altro, l'introduzione di un coefficiente di durabilità che tiene conto della diversa durata dei progetti e conseguentemente consente ai titolari dei progetti con una vita utile più lunga di ottenere un numero maggiore di titoli.

In ambito internazionale, infine, il 2011 ha visto il conseguimento di rilevanti traguardi nella prospettiva della creazione del mercato unico dell'energia entro il 2014. Da un lato si registra l'insediamento operativo dell'ACER, l'Agenzia per il coordinamento dei regolatori europei che con la sua opera sta dando un notevole impulso all'integrazione dei progetti di implementazione regionale del *market coupling*. Dall'altro la pubblicazione da parte della Commissione Europea di un documento di consultazione inerente il modello di Governance da adottare per favorire tale integrazione. Rispetto a questi processi il GME, anche in considerazione della positiva esperienza pilota del coupling sloveno, ha proseguito, insieme con le principali borse europee, nell'attività di sviluppo del progetto di *coupling* europeo noto come PCR (*Price Coupling of Regions*). Nell'ambito di tale progetto, nel corso del 2011, è stata completata la fase di design del futuro sistema di coupling europeo e avviata l'implementazione del futuro algoritmo europeo di coupling, che è iniziato con lo sviluppo di un prototipo capace di incorporare le principali caratteristiche delle diverse borse europee. Da ultimo si segnala l'adozione, nel dicembre 2011, da parte del

Parlamento Europeo e del Consiglio, del regolamento 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), che ha introdotto anche nell'ambito dei mercati all'ingrosso dell'energia misure per contrastare e vigilare sull'abuso di informazioni privilegiate (*insider trading*) e sulla manipolazione del mercato, assegnando all'ACER apposite funzioni di monitoraggio transnazionale, ai regolatori nazionali maggiori poteri di vigilanza e di sanzione e prevedendo, per i soggetti responsabili della organizzazione di transazioni all'ingrosso (tra cui le borse dell'energia), specifici obblighi di monitoraggio e segnalazione alle proprie Autorità di settore.





# SEZIONE

# A

## LA SOCIETÀ

1.	Il Gestore dei Mercati Energetici .....	8
1.1	Governance .....	8
1.2	I compiti istituzionali .....	10
1.2.1	Gestione dei mercati .....	10
1.2.2	Monitoraggio del mercato elettrico.....	12
1.3	Le attività internazionali .....	13
1.3.1	Europex.....	14
1.3.2	Coupling Italia – Slovenia.....	14
1.4	Corrispettivi.....	16
2.	I nuovi progetti .....	18
2.1	La PB-GAS, il Comparto ex d.lgs della P-GAS e il Mercato a termine del gas .....	18
2.2	Novità sui mercati ambientali .....	20
2.3	PCR – Price Coupling of Regions.....	21
2.4	Modifiche al sistema di garanzie .....	22
3.	I risultati economici.....	23



# LA SOCIETÀ

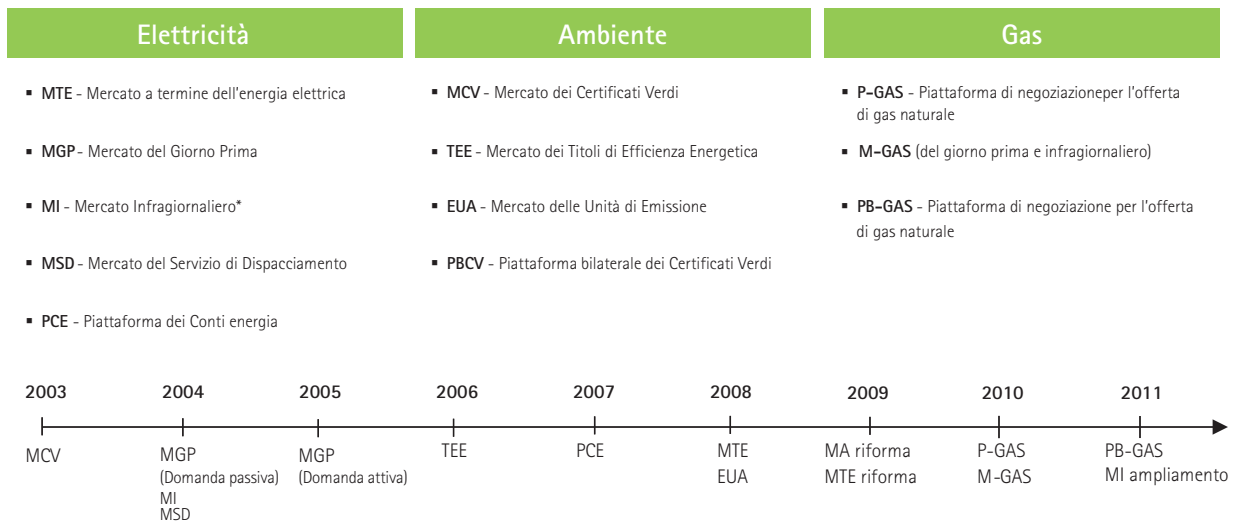
## 1. IL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

### 1.1 Governance

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è la società per azioni pubblica, costituita nel 2001 ai sensi dell'art.5 del decreto legislativo 79/99 (c.d. "Decreto Bersani"), a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del Mercato Elettrico e del Mercato del gas naturale secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. Alla Società è affidata anche la gestione della Piattaforma dei Conti Energia (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

Il GME, inoltre, organizza e gestisce i Mercati per l'Ambiente, ovvero le sedi di contrattazione dei Certificati Verdi, dei Titoli di Efficienza Energetica (cosiddetti "certificati bianchi") e delle Unità di Emissione.

Fig A.1.1 Mercati gestiti dal GME



\*Già mercato di Aggiustamento (MA)

L'azionista unico del GME è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), 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 previsti dalla normativa per questi impianti. Azionista del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

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 e il gas.

Le regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, istituito ai sensi dell'articolo 10 dei DD.MM. 20 luglio 2004, invece, sono definite dal GME d'intesa con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con riferimento al funzionamento del Mercato delle Unità di Emissione, istituito dal GME nell'ambito delle disposizioni poste dalla Direttiva 2003/87/CE, le regole sono predisposte e approvate dal GME.

Infine, 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 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

L'operatività sui mercati elettrici è soggetta, ai sensi della Delibera ARG/elt 115/08 e ss. mm. ii., ad attività di vigilanza e

monitoraggio da parte dell'AEEG.

Il Regolamento UE n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea dell'8 dicembre 2011, che definisce i concetti di "market abuse" nei mercati all'ingrosso dell'energia (identificati nelle casistiche di "market manipulation" e "insider trading"), ha inoltre introdotto, in capo alle Borse elettriche europee, nuovi compiti di vigilanza e di monitoraggio che comportano l'obbligo di segnalazione all'AEEG di potenziali casi di market abuse, nonché l'istituzione e il mantenimento di adeguate procedure finalizzate all'individuazione dei casi di "market manipulation" e "insider trading".

L'organo amministrativo della Società è rappresentato dal Consiglio di Amministrazione, composto da cinque 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 della Società.

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione del GME sono stati individuati i componenti cui sono state attribuite le funzioni di:

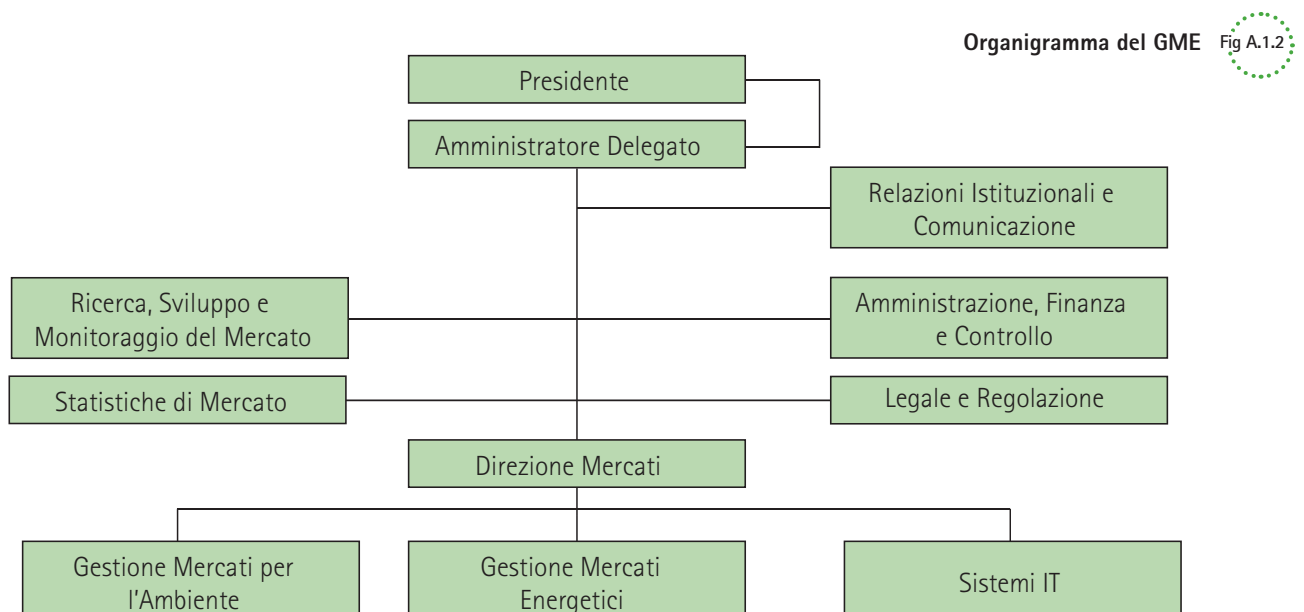
- *Presidente*, il quale ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle Deliberazioni del Consiglio stesso. Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 aprile 2010 sono state, inoltre, attribuite al Presidente deleghe operative.
- *Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione*, il quale, in caso di assenza o impedimento del Presidente, ha per Statuto la rappresentanza legale della Società e la firma sociale. La firma del Vice Presidente fa fede di fronte ai terzi dell'assenza e/o dell'impedimento del Presidente. In caso di assenza o impedimento di quest'ultimo, sostituisce, inoltre, il Presidente, nel presiedere l'Assemblea e il Consiglio di Amministrazione.
- *Amministratore Delegato*, il quale, oltre ai poteri di rappresentanza legale della Società previsti per Statuto, 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.

L'Amministratore Delegato, inoltre, riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale almeno ogni tre mesi sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggior rilievo per le loro dimensioni o caratteristiche effettuate dalla Società.

Completano il quadro degli organi societari del GME:

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

La società consta di circa 90 dipendenti, organizzati su nove unità, secondo lo schema riportato in Fig.A.1.2.



## 1.2 I compiti istituzionali

### 1.2.1 Gestione dei mercati

Il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione del Mercato Elettrico e di quello del Gas naturale, nell'ambito dei quali vengono scambiati prodotti con consegna fisica, nonché dei Mercati per l'Ambiente. Alla Società è affidata anche la gestione della Piattaforma dei Conti Energia (PCE), per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica.

Nell'ambito del mercato elettrico il GME organizza e gestisce le seguenti piattaforme:

- **Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE).** Disciplinato dal decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003 come successivamente integrato e modificato, il MPE è stato avviato il 1 aprile 2004 in attuazione dell'articolo 5 del d.lgs. 79/99. Tale mercato è stato parzialmente ridisegnato a partire dal 1 novembre 2009 ai sensi della legge 2/2009 ed è articolato in tre sottomercati:
  - **Mercato del Giorno Prima (MGP),** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
  - **Mercato Infragiornaliero (MI),** che ha sostituito la funzione del precedente Mercato di Aggiustamento, permette agli operatori del mercato a pronti di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il mercato è strutturato in quattro sessioni: due organizzate nel giorno d-1 a valle del MGP (MI1 e MI2), operative dal 31 ottobre 2009, e altre due sessioni infragiornaliere (MI3 e MI4) organizzate nel giorno d e introdotte a partire dal 1 gennaio 2011.
  - **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD),** sul quale Terna S.p.A. si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Si articola in una sessione ex ante finalizzata all'acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva e in una fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB). Il MSD ex ante si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2 e MSD3) e il MB in 5 sessioni.
- **Piattaforma dei Conti Energia (PCE).** Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e successive modificazioni ed avviata il 1 aprile 2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine fisici di compravendita di energia elettrica conclusi su base bilaterale (c.d. *over the counter* o OTC) o sul MTE.
- **Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE).** Avviato il 1 novembre 2008 ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008 e ridisegnato a partire dal 1 novembre 2009 ai sensi della legge 2/2009 ed in attuazione del D.M. 29 aprile 2009, è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare energia elettrica a termine con obbligo di consegna e ritiro.
- **Consegna Derivati Energia (CDE).** A partire dal 26 novembre 2009, in attuazione del D.M. 29 aprile 2009, il GME gestisce una piattaforma che consente agli operatori del mercato elettrico di liquidare per consegna fisica, mediante la loro registrazione sulla PCE, i contratti conclusi su IDEX (il mercato dei derivati elettrici, gestito da Borsa Italiana SpA).

Nell'ambito dell'organizzazione e gestione economica del mercato elettrico, al GME è affidata, inoltre, la gestione dei mercati ambientali, ovvero:

- **Mercato dei Certificati Verdi (MCV).** Avviato nel marzo del 2003 ai sensi dell'articolo 6 del D.M. 11 novembre 1999 (da ultimo abrogato e sostituito con D.M. 18 dicembre 2008), è finalizzato allo scambio di certificati attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili, allo scopo di consentire il rispetto degli obblighi di cui all'art. 11 del d.lgs. 79/99;
- **Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV).** È una funzionalità del MCV introdotta nel 2007 e finalizzata alla registrazione degli scambi bilaterali di certificati verdi tra operatori. Il D.M. 18 dicembre 2008 ha introdotto l'obbligo di registrazione degli scambi bilaterali sulla PBCV, a partire dal 2009, con l'obbligo di indicazione del prezzo e delle quantità.
- **Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).** Avviato nel marzo del 2006, ha come obiettivo lo scambio dei cosiddetti "certificati bianchi" che attestano la realizzazione di interventi volti alla riduzione dei consumi energetici, allo scopo di consentire ai soggetti obbligati il rispetto dei vincoli di risparmio previsti dai DD.MM. 20 luglio 2004

come successivamente modificati. Con il Decreto Ministeriale del 5 settembre 2011 disciplinante il nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR), l'accesso al sistema dei TEE è stato esteso anche alle unità di cogenerazione CAR. Con riferimento all'evoluzione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, il GME adeguerà, nel corso del 2012, in applicazione della suddetta normativa, il quadro regolamentare applicabile ai sistemi di negoziazione e registrazione dei certificati bianchi.

- **Registro dei Titoli di Efficienza Energetica (Registro TEE).** Avviato nel 2006 e funzionale allo svolgimento delle attività del mercato dei TEE, è finalizzato ad assegnare ad ogni operatore iscritto un conto proprietà personale, una sorta di "portafoglio elettronico" ove viene registrato il numero totale dei TEE in possesso di ciascun operatore. Le funzionalità del Registro consentono agli operatori di conoscere, in tempo reale, lo stato del proprio portafoglio e di inserire direttamente le singole transazioni concluse bilateralmente al di fuori del contesto di Mercato. Il GME, successivamente, in attuazione delle previsioni di cui alla Delibera EEN n. 5/08 dell'AEEG recante *"Approvazione del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica di cui all'articolo 4, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) del 28 dicembre 2007, n. 345/07 e all'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007"* ha predisposto il Regolamento di funzionamento del Registro.
- **Mercato delle Unità di Emissione (EUA).** Il Mercato è stato avviato nell'aprile del 2007 nell'ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema di *Emission Trading* in Europa, per favorire lo scambio dei cosiddetti "certificati neri", rappresentativi della quantità di emissioni di CO<sub>2</sub> consentite nell'ambito di una serie di attività economiche espressamente regolate (ad esempio quelle energetiche), ed allocati attraverso i Piani Nazionali di Allocazione. In data 1° dicembre 2010, il Consiglio di Amministrazione del GME ha deliberato la sospensione dell'operatività del Mercato delle Unità di Emissione, con decorrenza immediata e fino a successiva comunicazione, in considerazione degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati nelle ultime sessioni di mercato ed, in particolare, dei presunti comportamenti irregolari o illeciti, prontamente segnalati dal GME alle Istituzioni di riferimento - Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Economia e delle Finanze - e alle Autorità di controllo.
- **Sistemi di scambio delle garanzie di origine (CO-FER).** Con Deliberazione AEEG ARG/elt 104/11 è stata affidata al GME l'organizzazione e la gestione del sistema di scambio delle CO-FER (Garanzie d'Origine), che comprende la gestione del mercato organizzato (M-COFER) e della relativa piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali (PB-COFER), avviati nel 2012.

Per quanto concerne il settore gas, la legge n. 99 del 23 luglio 2009 ha assegnato al GME la gestione dei mercati del gas, che si articolano in:

- **Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS).** Su tale piattaforma, avviata il 10 maggio 2010, sia i soggetti che importano gas prodotto da paesi non appartenenti all'Unione Europea, sia i titolari delle concessioni di coltivazione di giacimenti di gas naturale sul territorio nazionale, sono tenuti ad adempiere agli obblighi di offerta e/o cessione di quote previsti dall'art. 11 della legge 40/07. A tal fine la P-GAS si articola nei due comparti *"Import"* e *"Aliquote"*: nel comparto *Import* sono offerte le quote di gas di cui all'art. 11, comma 2, della Legge 40/07, nonché altre quote offerte da soggetti diversi da quelli sottoposti agli obblighi di legge; nel comparto *Aliquote* sono invece offerte le quote di gas dovute allo Stato di cui all'art. 11, comma 1, della Legge 40/07. A fronte delle disposizioni di cui al D. Lgs. n.130/10 recante *"Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99"*, che ha previsto misure volte a favorire lo sviluppo di capacità di stoccaggio, ed in applicazione di quanto stabilito dall'AEEG con le Deliberazioni ARG/Gas 193/10, ARG/Gas 79/11 e 67/2012/R/gas, il GME, a partire da aprile 2012, consente, nell'ambito dei propri sistemi di scambio di gas naturale, la negoziazione delle quote di gas consegnate dagli stoccatori virtuali abbinati ai soggetti investitori aderenti che si siano avvalsi delle misure previste all'art. 9 del D. Lgs. 130/10. In particolare, i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, alternativamente o cumulativamente, sul M-GAS e sulla P-GAS. Con riferimento alla P-GAS, il GME ha istituito un ulteriore comparto della stessa piattaforma, denominato "ex d.lgs. 130/10", attraverso il

quale i soggetti investitori aderenti potranno adempiere all'obbligo predetto.

- **Mercato a pronti del gas (M-GAS).** Operativo dal 10 dicembre 2010, è un mercato a pronti organizzato nel mercato del giorno prima - le cui contrattazioni si svolgono, secondo le modalità di negoziazione continua e ad asta, in successione tra loro - ed in un mercato infra-giornaliero, le cui contrattazioni si svolgono, invece, secondo le modalità di negoziazione continua.
- **Piattaforma di Bilanciamento del Gas naturale (PB-GAS).** Dal 1 dicembre 2011 il GME organizza e gestisce, per conto di Snam Rete Gas, la Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS), nell'ambito della quale gli utenti abilitati, di cui all'articolo 1, comma 1, lettera k), della Delibera ARG/gas 45/11 (gli utenti dei servizi di stoccaggio, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico), 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, offre sulla PB-GAS, in acquisto o in vendita, una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema. La selezione delle offerte accettate sulla PB-GAS avviene secondo le modalità della negoziazione ad asta.

## 1.2.2 Monitoraggio del mercato elettrico

Fin dall'avvio delle contrattazioni sul Mercato Elettrico nell'aprile 2004, il GME ha svolto numerose attività strumentali all'esercizio delle funzioni di monitoraggio da parte dei soggetti istituzionalmente preposti secondo le diverse competenze, in particolare l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) e il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Nello specifico, il GME svolge le attività strumentali all'esercizio da parte dell'AEEG della funzione di di monitoraggio del Mercato Elettrico, secondo i termini e le modalità previste nella delibera ARG/elt 115/08 dell'AEEG recante il Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato (di seguito: TIMM), successivamente modificata ed integrata dalle delibere ARG/elt 60/09, ARG/elt 50/10, ARG/elt 77/10, ARG/elt 180/10 ed ARG/elt 110/11.

Ai sensi del TIMM il GME:

- realizza e gestisce un apposito datawarehouse (DWH) che integra i dati del mercato elettrico con quelli reperibili sui principali mercati spot dell'energia europei e sui diversi mercati a termine dell'energia (fisici e finanziari, regolati e OTC), rendendolo accessibile all'AEEG mediante un apposito strumento di business intelligence (articolo 3);
- realizza appositi indicatori di monitoraggio e sviluppa vere e proprie simulazioni di mercato di tipo *what-if* finalizzate a valutare l'effetto sul mercato di politiche di offerta alternative da parte degli operatori secondo le indicazioni fornite dall'AEEG (articoli 4 e 5);
- raccoglie presso gli operatori, mediante un'apposita Piattaforma Dati Esterni (PDE), dati riservati relativi ai contratti a termine sul prezzo dell'energia e alla capacità di generazione nella loro disponibilità (articolo 8);
- si è dotato di un'apposita "unità di monitoraggio".

Il GME ha adempiuto alle previsioni suddette ed in tal senso ha realizzato l'apposita Piattaforma Dati Esterni (PDE) dedicata alla raccolta dei contratti a termine degli operatori.

Il 28 dicembre 2011 è entrato in vigore il Regolamento europeo n. 1227/2011, che istituisce obblighi di monitoraggio in capo ai "soggetti che compiono operazioni su prodotti energetici all'ingrosso a titolo professionale", e quindi anche alle Borse, che sono tenuti a segnalare alle Autorità nazionali competenti casi sospetti di abuso di mercato e/o insider trading e a "istituire e mantenere efficaci provvedimenti e procedure per individuare le (suddette) violazioni" (art.15).

## 1.3 Le attività internazionali

Il 2011 è stato caratterizzato dallo sviluppo del progetto di creazione del mercato unico dell'energia europeo, come disegnato dal cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia"<sup>1</sup>.

L'istituzione dell'ACER<sup>2</sup> - Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori dell'Energia -, ha dato un notevole impulso al processo di integrazione dei mercati nazionali e regionali. A tal proposito, l'Agenzia ha pubblicato le Linee guida (Electricity Grid Connection, Capacity Allocation and Congestion Management, System Operation) volte ad assicurare un mercato europeo dell'energia elettrica integrato, non discriminatorio, concorrenziale ed efficiente, in grado di favorire lo sviluppo degli scambi transfrontalieri. Le linee guida mirano, infatti, ad armonizzare i diversi ordinamenti nazionali, con riferimento alla connessione con la rete degli impianti, e ad identificare i modelli più efficienti per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera e la creazione del mercato unico europeo.

Il funzionamento dei mercati elettrici e la loro efficienza dipendono strettamente dai metodi con cui la capacità di trasmissione è allocata e dai meccanismi di risoluzione delle congestioni nella rete (CACM - Capacity Allocation and Congestion Management). L'identificazione dei metodi più efficienti per l'allocazione della capacità e per la gestione delle congestioni è stato il frutto di un processo europeo durato più di un decennio, i cui lavori sono stati coordinati dal Florence Forum, nell'ambito del quale sono state delineate le "Framework guidelines on CACM", pubblicate nel febbraio 2011.

Rilevante è stata la risposta "dal basso" del mercato, col lancio del market coupling<sup>3</sup> nell'area CWE (Central Western Europe Market Coupling, che coinvolge la Germania, il Lussemburgo, Francia, l'Olanda e Belgio), con l'avvio di un nuovo progetto di coupling regionale tra Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria, nonché con la partenza di nuovi importanti progetti come il NWe (Nord West european, che coinvolge i paesi del CWE, Regno Unito e la zona nord - Finlandia, Svezia, Norvegia, Estonia e Danimarca), CWE - Nordic ITVC (che coinvolge i paesi del CWE e la Zona Nord) e il PCR (Price Coupling of Regions, comprendente i paesi del CWE, della zona Nord, Italia, Spagna e Portogallo)<sup>4</sup>. Quest'ultimo è un progetto supportato dall'associazione europea delle borse elettriche e dalle sei maggiori borse elettriche europee quali: EPEX, OMIE, NORD POOL, GME, APX - ENDEX e Belpex, e si basa su un meccanismo di price coupling decentralizzato, ritenuto la soluzione idonea ai fini della creazione di un mercato elettrico unico europeo. Il PCR permette, infatti, ad ogni Paese di mantenere i propri assetti istituzionali, determinati sulla base della legge/regolazione nazionale o dagli accordi contrattuali con il proprio gestore di rete, senza che tali differenze influiscano sulle procedure operative, sulle responsabilità derivanti dal coupling e sulla competenza dei Regolatori. Il PCR propone una cooperazione tra le borse che si scambiano dati in forma aggregata, utilizzando ciascuno e contemporaneamente lo stesso algoritmo, unico e a livello aggregato, e calcolando parallelamente i volumi e i prezzi di ciascuna area.

L'approvazione nell'ottobre del 2011, del Regolamento per l'integrità e la trasparenza dei mercati, la REMIT<sup>5</sup>, ha istituito un monitoraggio integrato dei mercati energetici in capo all'Acer e ai regolatori nazionali, mutuando dai mercati finanziari ed adattando al settore energia i divieti di pratiche di insider trading e market abuse. La REMIT ha altresì istituito obblighi informativi e di monitoraggio in capo rispettivamente agli operatori di mercato e ai soggetti che professionalmente organizzano il trading di energia, ed ha previsto che gli Stati Membri debbano dotare i propri regolatori di specifici poteri ispettivi e sanzionatori.

1 Pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea il 14 agosto 2009, il c.d. "Terzo Pacchetto Energia", è un insieme di misure contenenti disposizioni che hanno modificato l'assetto normativo relativo al mercato interno europeo dell'energia con lo scopo di rafforzarne l'integrazione e migliorarne il funzionamento. Il Terzo Pacchetto Energia si compone di cinque misure normative (regolamento n. 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale, e i regolamenti n. 714/2009 e n. 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione / trasporto). Il termine di recepimento delle disposizioni ivi contenute negli ordinamenti nazionali degli Stati membri era previsto al 3 marzo 2011; mentre in materia di unbundling il termine previsto dalla Commissione è il 3 marzo 2012.

2 ACER - Agency for Cooperation of Energy Regulators, istituita con Regolamento (CE) 713/2009 e inaugurata ufficialmente il 3 marzo 2011, ha il compito di coordinare la regolazione transfrontaliera e di rimuovere gli ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, oltre che di consolidare la cooperazione fra regolatori nazionali, anche a livello regionale.

3 Il market coupling è un metodo di allocazione della capacità di transito interfrontaliero tra due o più Paesi che si svolge attraverso il coordinamento del funzionamento dei rispettivi mercati day - ahead.

4 Il PCR è un progetto finalizzato ad individuare un meccanismo coordinato per la formazione del prezzo dell'energia elettrica sui mercati e orientato alla creazione di un vero mercato europeo dell'energia. Al momento, è in corso l'implementazione di un algoritmo che possa avvicinare i prezzi dell'area geografica compresa tra il Portogallo, Spagna, Italia, Belgio, Paesi Bassi, Gran Bretagna, Francia, Germania, Austria, Svizzera, Danimarca, Norvegia, Svezia, Finlandia e Paesi Baltici, coinvolgendo oltre l'80% del consumo energetico europeo in questo settore.

5 Vedi nota 7.

Il GME è quindi impegnato nelle attività internazionali su tre fronti: la partecipazione all'associazione delle borse europee dell'energia (Europex); l'avvio operativo del market coupling con la Slovenia sul mercato del giorno prima dell'energia e l'ulteriore avanzamento del progetto PCR (di cui si riferirà oltre nel paragrafo 2.3).

### 1.3.1 Europex

Il GME è tra i soci fondatori di Europex<sup>6</sup>, tra i cui obiettivi principali vi è il sostegno al processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia, attraverso la promozione del ruolo delle borse dell'energia nel processo di integrazione dei mercati, considerate cruciali e strategiche nell'aumentare la concorrenza e incrementare la trasparenza del meccanismo di formazione dei prezzi.

Il GME agisce anche attraverso Europex e, in tale veste, predispone risposte alle consultazioni avanzate in sede europea (con particolare riferimento alla *transparency* e al *congestion management*) al fine di coadiuvare la definizione di un target model per i mercati energetici.

Il GME è coinvolto nella definizione delle linee d'azione di Europex attraverso una costante partecipazione ai lavori dei gruppi tecnici costituiti all'interno dell'associazione:

- gruppo di lavoro sui mercati elettrici (*Power Market Working Group – PMWG*) che si occupa delle questioni inerenti la struttura e il funzionamento dei mercati elettrici spot, di bilanciamento, a termine nonché delle modalità di gestione delle congestioni e dei sistemi di garanzia;
- gruppo di lavoro sui mercati ambientali (*Environmental Market Working Group – EMWG*) che si occupa dell'analisi, dello sviluppo e della promozione a sostegno delle politiche ambientali nazionali ed europee;
- gruppo di lavoro sui mercati del gas (*Gas Market Working Group – GMWG*) istituito nel 2009 con l'obiettivo di effettuare una ricognizione della struttura del settore del gas a livello continentale (quadro normativo esistente ed evoluzioni previste, condizione dei gestori di rete, condizione degli stoccaggi, apertura dei mercati al dettaglio, liquidità degli hub esistenti e ruolo, attuale e futuro, delle borse del gas) e definire una posizione condivisa all'interno dell'associazione su argomenti strategici per lo sviluppo di mercati efficienti.

In particolare, nell'ultimo anno, Europex è stata molto attiva in ambito AESAG<sup>7</sup> nel contribuire alla definizione del cosiddetto "Target Model" per l'organizzazione del futuro mercato europeo dell'energia infragiornaliero, secondo l'approccio in contrattazione continua già attualmente adottato nel sistema scandinavo e noto come Elbas.

### 1.3.2 Il Coupling Italia – Slovenia

Dal 31 dicembre 2010 (giorno di flusso 1° gennaio 2011) è operativo il meccanismo di *market coupling* sulla frontiera italo-slovena, che consente di allocare i diritti fisici giornalieri di interconnessione tra i due Paesi in modo implicito, attraverso la risoluzione dei rispettivi mercati del giorno prima dell'energia gestiti dal GME e da BSP (gestore del mercato sloveno).

L'iniziativa, avviata nel 2008 da GME, Borzen (Market Operator in Slovenia) e BSP, ha ricevuto il sostegno istituzionale del Ministero dello Sviluppo Economico italiano e del Ministero dell'Economia sloveno, oltreché delle rispettive Autorità di regolazione nazionali (AEEG e AGEN-RS).

Considerando la vigente normativa europea, il progetto è conforme e dà sostegno alle disposizioni previste nel Regolamento (CE) n. 714/2009 e, in particolare, all'art. 12, il quale stabilisce che tra gli Stati Membri dovrà essere promossa "... l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine ...".

<sup>6</sup> Nel 2010 EUROPEX ha cambiato il suo acronimo da *Association of European power exchanges* a *Association of European energy exchanges* per meglio evidenziare il ruolo degli *exchanges* in relazione all'energia elettrica, il gas naturale e l'ambiente.

<sup>7</sup> ACER Electricity Stakeholder Advisory Group.

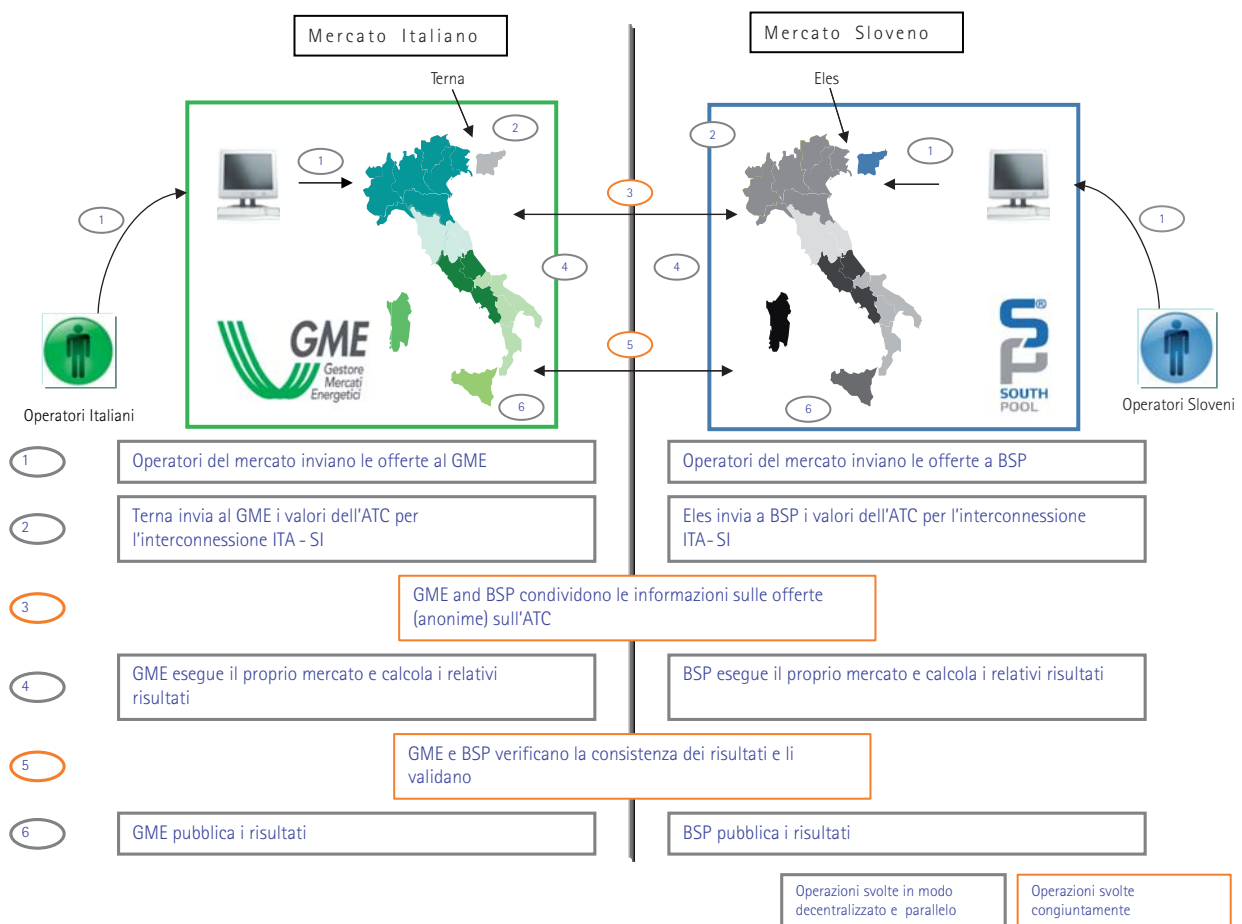


Segnatamente, le aste implicite, integrando l'allocazione della capacità di interconnessione con l'esecuzione dei mercati dell'energia, garantiscono un uso sempre efficiente della capacità stessa, poiché definiscono un transito che va sempre dalla zona di mercato a prezzo più basso alla zona di mercato a prezzo più alto.

Il modello di coupling adottato sulla frontiera italo-slovena è un *decentralized price coupling*. In tale contesto, GME e BSP si sono dotati di un algoritmo di *matching* comune, il quale riproduce le regole di matching dei rispettivi mercati e tiene conto del modello di rete rappresentativo sia della struttura della rete elettrica italiana che di quella slovena. Tale algoritmo viene gestito, in modo parallelo e decentralizzato, da ciascuno dei due gestori di mercato, i quali ricevono le offerte dai rispettivi operatori e, prima di eseguire il proprio mercato, si scambiano le informazioni rilevanti relative alle curve di domanda e di offerta derivanti dalle offerte ricevute e ai vincoli di rete sulle rispettive zone di mercato. Dopo aver condiviso tali informazioni, adottando un algoritmo di *matching* comune, il GME e BSP calcolano contemporaneamente gli esiti del proprio mercato tenendo conto delle condizioni di mercato e di rete dell'altro Paese e determinano contemporaneamente il flusso di energia sull'interconnessione tra Italia e Slovenia (vale a dire allocano la capacità su tale interconnessione) in funzione dei prezzi che si determinano sui rispettivi mercati dell'energia.

Il *decentralized price coupling*, da un lato, grazie all'adozione di un algoritmo comune, consente di implementare in un unico sistema le regole di *matching* dei mercati uniti dal meccanismo di coupling, dall'altro, attraverso la gestione decentralizzata delle procedure e la condivisione delle informazioni rilevanti, garantisce il coordinamento tra i mercati, senza tuttavia richiedere modifiche alle responsabilità, alle competenze e ai ruoli già svolti dal GME e da BSP nell'ambito dei propri contesti nazionali.

Funzionamento del market coupling tra Italia e Slovenia Fig A.3.1



Per avere maggiori informazioni sul modello del decentralized price coupling si rinvia al documento pubblicato sul sito internet del GME: ([http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MC\\_Modello.aspx](http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MC_Modello.aspx))

## 1.4 Corrispettivi

La partecipazione ai mercati gestiti dal GME è soggetta a corrispettivi strutturati, secondo lo schema riportato nella successiva tabella.

Ancora oggi il MPE rappresenta il mercato prevalente sia in termini di fatturato passante (93,3%) che di corrispettivi (56,6%). Merita, tuttavia, rilevare come i mercati ambientali, che raccolgono un fatturato sensibilmente inferiore (1,8%), contribuiscono in maniera apprezzabile in termini di corrispettivi raccolti (10,6%) (Tab.A.1.2)

Tab A.1.1 Corrispettivi di partecipazione ai mercati del GME – Anno 2011

	Fisso una tantum (€)	Fisso annuo (€)	Variabile (€/MWh)	Approvazione	Note
MPE	7.500	10.000	- una franchigia iniziale sui primi 0,02 TWh di energia elettrica negoziati mensilmente; - un corrispettivo pari a <b>0,04 €/MWh</b> per i quantitativi eccedenti la soglia di 0,02 TWh fino ad un massimo di 1 TWh; - un corrispettivo pari a <b>0,03 €/MWh</b> per i quantitativi eccedenti la soglia di 1 TWh fino ad un massimo di 10 TWh; - un corrispettivo pari a <b>0,02 €/MWh</b> per i quantitativi eccedenti i 10 TWh.		
PCE	1.000		- un corrispettivo pari a <b>0,02 €/MWh</b> dal 1° gennaio al 30 aprile 2011; - un corrispettivo pari a <b>0,012 €/MWh</b> dal 1° maggio al 31 dicembre 2011.		Qualora l'operatore della PCE sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo.
MTE			<b>0,01</b>		
CDE			<b>0,045</b>		
MCV			- per i primi 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): <b>€0,06</b> per certificato; - oltre i 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): <b>€0,03</b> per certificato		
PBCV			- per i primi 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): <b>€0,06</b> per certificato; - oltre i 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): <b>€0,03</b> per certificato		
TEE			<b>0,2</b> per ciascun TEE scambiato		
CO2			<b>0,0025</b> per ogni unità di emissione negoziata (pari ad 1 t/CO2)		
P-GAS			<b>0,0025 €/GJ</b>		
M-GAS			<b>0,01 €/MWh</b>		
PB-GAS			<b>0,003 €/GJ</b>		Qualora l'operatore della PB-GAS sia anche operatore del M-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.

Dati di sintesi dei mercati GME  Tab A.1.2

Anno 2011	Volumi	Fatturato passante (migliaia di €)	Corrispettivi (migliaia di €)	Corrispettivi %
<b>MERCATI ELETTRICI</b>		<b>18.801.754</b>	<b>2914500,0%</b>	<b>86,8%</b>
MPE	239,6 TWh	17.861.295	19.018	56,6%
MTE (*) e CDE	33,4 TWh	583.783	669	2,0%
PCE (**)	301,1 TWh	n/a	8.678	25,8%
Altre partite	n/a n/a	356.676	780	2,3%
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>		<b>339.386</b>	<b>3.546</b>	<b>10,6%</b>
MCV	4,1 Mln	339.386	1.907	5,7%
PBCV	27,0 Mln	n/a		0,0%
TEE - mercato organizzato	1,3 Mln	n/a	511	1,5%
TEE - bilaterali	2,8 Mln	n/a	1.128	3,4%
EUA	n/a n/a	n/a	n/a	n/a
<b>MERCATI GAS</b>		<b>4.322</b>	<b>391</b>	<b>1,2%</b>
P-GAS	2,9 TWh	n/a	52	0,2%
M-GAS	0,2 TWh	4.322	321	1,0%
PB-GAS	2,9 TWh	n/a	18	0,1%
<b>Altri ricavi a margine</b>	<b>n/a n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>493</b>	<b>1,5%</b>
<b>Totale</b>		<b>19.145.462</b>	<b>33.575</b>	<b>100,0%</b>

(\*) volumi negoziati su MTE

(\*\*) transazioni registrate su PCE

## 2. I NUOVI PROGETTI

Nel corso del 2011 e nei primi mesi del 2012, il GME è stato impegnato sui seguenti progetti:

- con riferimento ai mercati del gas:
  - l'avvio, a dicembre 2011, della nuova Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB GAS), in adempimento del dettato normativo di cui alla Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/gas 45/11 del 14 aprile 2011;
  - l'avvio, ad aprile 2012, di un nuovo comparto della P-GAS (denominato "ex d.lgs 130/10") nell'ambito del quale potrà essere assolto, ai sensi della Delibera 67/2012/R/GAS, l'obbligo di offerta di quantitativi di gas da parte dei soggetti investitori aderenti che abbiano richiesto di avvalersi del servizio di stoccaggio virtuale disciplinato dalla Delibera ARG/gas/193/10;
- con riferimento ai mercati ambientali:
  - l'implementazione, in attuazione della Deliberazione ARG/elt 104/11, dei sistemi di scambio delle garanzie di origine (GO-COFER): strumenti di controllo per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia rinnovabile ai clienti finali;
  - l'adeguamento, secondo le previsioni del Decreto MiSE 5 settembre 2011, del quadro regolamentare applicabile ai sistemi di negoziazione e registrazione dei certificati bianchi, necessario al fine di ricomprendere ed equiparare la gestione dei nuovi TEE, riconosciuti agli operatori titolari di impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR, nell'ambito dei sistemi di scambio e registrazione attualmente previsti dal GME;
- il Price Coupling of Regions (PCR), il progetto di coupling europeo dei mercati del giorno prima dell'elettricità al quale il GME ha aderito nel 2010;
- il declassamento del *rating* degli istituti bancari richiesto dal GME con riferimento alle garanzie fideiussorie rilasciate dagli operatori per la partecipazione i mercati, al fine di tenere conto delle mutate condizioni sul mercato del credito indotte dalla generale crisi finanziaria che ha interessato l'Europa.

### 2.1 La PB-GAS, il Comparto ex d.lgs. 130/10 della P-GAS e il Mercato a termine del gas

#### PB-GAS

In attuazione della nuova disciplina del sistema di bilanciamento, definita dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas con Deliberazione ARG/gas 45/11, nel mese di dicembre 2011, il GME ha avviato la Piattaforma per il Bilanciamento settimanale del Gas naturale (PB-GAS) a cui il responsabile del bilanciamento, Snam Rete Gas S.p.A, deve ricorrere per approvvigionarsi delle risorse necessarie alla copertura dello sbilanciamento complessivo della rete. In particolare, in tale sistema, Snam Rete Gas svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni eseguite sulla piattaforma, mentre il GME è il soggetto responsabile dell'organizzazione e gestione, per conto di Snam Rete Gas, della PB-GAS.

#### Comparto ex d.lgs. 130/10 della P-GAS – Stoccaggio virtuale

Nel quadro del complessivo e graduale sviluppo del mercato del gas naturale nazionale, nell'ultimo biennio sono stati emanati, tra gli altri, due provvedimenti normativi che prevedono la introduzione di ulteriori strumenti di mercato nel sistema gas attraverso piattaforme gestite dal GME.

Nel corso del 2010 è stato approvato il d.lgs 130/2010, noto come "Decreto Stoccaggi", che definisce "Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali".

Nel delineare tali misure, il provvedimento prevede lo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio di gas naturale, disponendo che alla relativa realizzazione possano partecipare, in qualità di investitori, i soggetti selezionati con procedure concorsuali pubbliche, diversi dall'operatore attualmente dominante. Allo scopo di anticipare gli effetti della entrata in funzione della nuova capacità di stoccaggio, l'articolo 9 del "decreto stoccaggi" prevede che i soggetti investitori, industriali e produttori, possano richiedere al GSE di ottenere - fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio loro assegnate, per un periodo comunque non superiore a 5 anni - effetti

equivalenti a quelli che avrebbero avuto qualora la capacità di stoccaggio loro assegnata fosse stata immediatamente operativa. Tali effetti equivalenti, aggiunge la disposizione, possono conseguirsi da parte dei soggetti investitori aderenti mediante la consegna del gas naturale nel periodo estivo e il ritiro dello stesso gas nel successivo periodo invernale (cd. Misure Transitorie fisiche). A completamento di tale schema regolatorio, la previsione di cui all'articolo 11 del suddetto decreto, con l'obiettivo di promuovere la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, introduce l'obbligo per tali soggetti investitori, che abbiano richiesto di avvalersi delle Misure transitorie, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati e gestiti dal GME, proprio i quantitativi di gas per i quali hanno richiesto di avvalersi delle Misure Transitorie.

Atteso che le attività di regolazione e gestione di tali Misure Transitorie sono assegnate dal suindicato decreto all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, quest'ultima, nel darvi attuazione ai prescritti del decreto, con deliberazione ARG/gas 193/10, ha disposto, tra l'altro, che il soggetto investitore che intenda avvalersi delle Misure Transitorie fisiche debba sottoscrivere con il Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. (GSE) un apposito contratto, nell'ambito del quale occorre che siano disciplinate le modalità con cui il soggetto investitore aderente - ovvero il soggetto dallo stesso individuato per adempiere all'obbligo di offerta - dovrà offrire in vendita nei sistemi di negoziazione del GME i predetti quantitativi di gas. In particolare, all'articolo 3, comma 3.3, lettera h), della citata deliberazione, è previsto che tali modalità stabiliscano:

- l'obbligo in capo al soggetto investitore aderente, o al soggetto dallo stesso individuato per adempiere all'obbligo di offerta, di adempiere alle disposizioni contenute nel regolamento predisposto dal GME disciplinante la partecipazione nei suddetti sistemi di negoziazione;
- che le offerte debbano essere mantenute in vendita per un periodo di tempo minimo, differenziabile in ragione del tipo di prodotto, necessario a consentire ai potenziali acquirenti di prendere visione delle proposte di vendita e formulare le loro offerte;
- che il soggetto investitore aderente, o il soggetto dallo stesso individuato per adempiere all'obbligo di offerta, possa ripartire a piacere le quantità oggetto dell'obbligo di offerta tra i diversi prodotti negoziabili, nonché determinare e variare nel tempo un prezzo minimo al di sotto del quale non si rendano disponibili a cedere il gas.

Con successiva deliberazione ARG/gas 79/11, l'AEEG ha previsto che il GSE e il GME si coordinassero al fine di implementare quanto stabilito al comma 3.3, lettera h) della deliberazione ARG/gas 193/10 e che le risultanti disposizioni operative fossero inviate all'AEEG per l'approvazione e, successivamente, opportunamente recepite nel contratto tra il GSE e il soggetto investitore aderente.

Al fine di dare attuazione alla suddetta previsione normativa, a valle del processo di consultazione e degli indirizzi operativi forniti dall'AEEG, il GSE ed il GME hanno formulato una proposta, contenente tali disposizioni operative, sottoponendola all'approvazione dell'AEEG. In particolare, in relazione all'insieme dei sistemi di negoziazione del GME, nell'ambito dei quali i soggetti investitori aderenti potranno adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stocicatori virtuali abbinati, essi saranno costituiti alternativamente o cumulativamente:

- dalla Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS) di cui all'articolo 5 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 18 marzo 2010;
- dal mercato organizzato del gas (M-GAS) gestito dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A..

Le modalità di partecipazione alla P-GAS ed al mercato M-GAS, nonché quelle di presentazione delle offerte e di negoziazione, sono quelle previste nelle versioni attualmente vigenti rispettivamente del Regolamento della Piattaforma P-GAS - approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico, in data 23 aprile 2010, come successivamente modificato ed integrato - e del Regolamento del mercato del gas (M-GAS) - approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 26 novembre 2010, come successivamente modificato ed integrato.

Con riferimento alla Piattaforma P-GAS, i quantitativi di gas resi disponibili dagli stocicatori virtuali abbinati saranno negoziati nell'ambito di un apposito comparto, denominato "comparto ex d.lgs. 130/10". Inoltre, ai fini delle negoziazioni sul suddetto comparto, l'unità di misura delle quantità di gas oggetto delle negoziazioni è il MWh, anziché il GJ, al fine di renderla omogenea con la misura presente sul M-GAS e con quella adottata nel decreto legislativo n. 130/10.

Con riguardo al Mercato del Gas, al fine di concentrare e, quindi, incrementare la liquidità del mercato a pronti del gas, i suddetti quantitativi di gas verranno negoziati sul Mercato del Giorno Prima del Gas (MGP-GAS).

### **Mercato a termine del gas**

Nel medio termine, il GME, tenuto conto delle disposizioni dettate dall'articolo 32, comma 2, del d.Lgs 1 giugno 2011, n.93, recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE", procederà, a seguito dei necessari confronti con le Istituzioni e le Associazioni di riferimento, ad implementare il Mercato a termine del gas naturale (MT-GAS). Tale mercato consentirà agli operatori la conclusione di contratti a termine per la fornitura di gas naturale su orizzonti temporali di consegna più ampi rispetto a quelli attualmente in essere sul mercato spot.

## **2.2 Novità sui mercati ambientali**

### **Le Certificazioni di Origine della produzione di energia elettrica da Fonti rinnovabili (CO-FER)**

La direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ed in particolare l'articolo 3, comma 6, prevede che gli Stati membri provvedono affinché i fornitori di energia elettrica specificino nelle fatture, nel materiale promozionale e via web, inviato ai clienti finali:

- la quota di ciascuna fonte energetica nel mix complessivo di combustibili utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente;
- le informazioni sull'impatto ambientale, in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix di combustibile complessivo utilizzato dal fornitore nell'anno precedente.

In applicazione di quanto previsto dalla direttiva 2003/54/CE, il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009 ha previsto per le società che esercitano l'attività di vendita di energia elettrica un sistema di informazione e di trasparenza per i clienti finali.

In particolare, le imprese di vendita hanno l'obbligo di riportare nei propri siti internet entro il 31 maggio di ogni anno, a decorrere dall'anno 2010 e con frequenza almeno quadrimestrale, nei documenti di fatturazione trasmessi a ciascun cliente finale, la composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita e le informazioni sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica per fonte.

Inoltre, il decreto prevede che il distributore addetto alla vendita sia tenuto a fornire ogni altra informazione circa la possibilità di attuare comportamenti virtuosi e a modificare le abitudini dei consumatori, funzionali all'applicazione di principi di risparmio e di efficienza energetica.

Entro il 31 marzo di ogni anno le società di vendita devono comunicare al GSE, la quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili venduta ai clienti finali, relativamente all'anno precedente, specificando le quantità vendute nell'ambito di eventuali differenti offerte contrattuali.

Il decreto ministeriale ha stabilito, inoltre, che il GSE predisponga una procedura finalizzata a:

- certificare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e immessa in rete da ciascun produttore e in ciascun anno solare (certificazione di origine ICO – impianto qualificato per il rilascio della Certificazione d'Origine);
- emettere i certificati di origine (titoli CO-FER) da assegnare ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili in relazione all'energia elettrica effettivamente prodotta e immessa in rete in ciascun anno solare.

Relativamente alla produzione dell'anno 2010, il GSE nel corso del 2011 ha implementato la procedura ed ha emesso titoli CO-FER con periodo di validità annuale. Pertanto, un titolo emesso relativamente all'anno di produzione T scade inderogabilmente il 31 marzo dell'anno T+1.

I CO-FER emessi dal GSE, oltre a differenziarsi per l'anno di riferimento, si differenziano per tipologia di fonte

rinnovabile utilizzata. In particolare sono state individuate 5 tipologie: eolica, idroelettrica, solare, geotermica e altro. La Delibera ARG/elt 104/11 dell'AEEG ha successivamente introdotto un meccanismo di mercato basato sui CO-FER. Attraverso la suddetta delibera l'Autorità ha individuato:

- nelle certificazioni di origine (CO-FER) lo strumento per la promozione della trasparenza delle vendite di energia da fonti rinnovabili, che andrà utilizzata obbligatoriamente a partire dal 2012;
- nel meccanismo di scambio/trasferimento e successivo annullamento di tali certificazioni, lo strumento di controllo delle predette vendite, garantendo, in tal modo, che la medesima energia prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita.

Con riferimento al secondo aspetto, al GME è stata affidata l'organizzazione e la gestione sia del mercato di tali certificazioni di origine, sia della piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali.

La contrattazione dei CO-FER è infatti libera, nel senso che gli operatori potranno scegliere se approvvigionarsi tramite contratti bilaterali o attraverso il mercato organizzato dal GME. Qualora decidessero di acquistare i titoli bilateralmente, vi è comunque l'obbligo di registrazione delle transazioni sulla piattaforma dei bilaterali, con indicazione della quantità, del prezzo e della controparte.

È inoltre possibile acquistare i CO-FER attraverso delle aste organizzate dal GSE, in cui verranno allocati i titoli CO-FER emessi a favore del GSE stesso e relativi all'energia prodotta dagli impianti CIP 6 (solo quella ottenuta da fonti rinnovabili), all'energia che beneficia del regime di scambio sul posto, all'energia degli impianti incentivati con i certificati verdi, nonché ad altre forme d'incentivazione (ritiro dedicato – RID, tariffa fissa omnicomprensiva – TO) per le quali non è stata richiesta dal proprietario dell'impianto l'emissione del CO-FER entro il mese di settembre dell'anno di produzione. Anche le assegnazioni dei CO-FER tramite le aste del GSE andranno registrate sulla piattaforma dei bilaterali del GME.

Le regole di funzionamento del mercato saranno analoghe a quanto già previsto per la contrattazione dei Certificati Verdi. Allo stesso modo, il funzionamento della piattaforma bilaterali sarà analogo a quello della Piattaforma Bilaterali CV, già operativa.

#### **Nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) – TEE**

Il Decreto MiSE 5 settembre 2011 ha disciplinato il nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) ovvero per la produzione combinata di energia elettrica e calore, stabilendo che le unità di produzione in assetto cogenerativo hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti CAR, al rilascio di certificati bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nel relativo anno di competenza.

Il GME, quindi, adeguerà, nel corso del 2012, il quadro regolamentare applicabile ai sistemi di negoziazione e registrazione dei certificati bianchi. Tale adeguamento risulta necessario al fine di ricomprendere ed equiparare la gestione dei nuovi TEE, riconosciuti agli operatori titolari di impianti CAR, nell'ambito dei sistemi di scambio e registrazione attualmente previsti dal GME.

### **2.3 PCR – Price Coupling of Regions**

Come anticipato, dal 2010 il GME è impegnato nel cosiddetto *Price Coupling of Regions (PCR)*, un progetto comune con le principali borse europee (Epex, Omel, NordPoolSpot, APX e Belpex) finalizzato alla realizzazione di un progetto di market coupling per tutta l'Europa basato su una metodologia decentralizzata. Il progetto si basa su tre pilastri: a) la realizzazione di un algoritmo comune che incorpori le specificità dei diversi mercati; b) la creazione di un sistema di scambio dati che supporti una gestione decentrata dell'algoritmo (c.d. Broker & Matcher); c) una struttura di governance basata su contratti che regolino la cooperazione tra le borse e la proprietà degli asset suddetti.

Nel corso del 2011 il PCR ha conseguito considerevoli avanzamenti, sia sotto il profilo istituzionale che operativo.

Sotto il profilo istituzionale, il progetto ha ottenuto diversi riscontri positivi: tutte le borse europee non ancora aderenti al progetto PCR hanno comunque richiesto di assumere lo status di membri associati al fine di ricevere tutte

le relative informazioni di dettaglio; il Florence Forum ha accolto con favore il progetto, invitando EntsoE e Europex a cooperare per la realizzazione di una soluzione europea condivisa nota come EPC (*European Price Coupling*); i TSO dell'area NWE<sup>8</sup> hanno indicato di volersi avvalere delle soluzioni tecniche proposte dal PCR al fine di avviare il proprio progetto di coupling regionale entro il 2012; ACER<sup>9</sup>, dopo aver indicato l'area NWE come progetto pilota del futuro EPC da avviarsi in via preventiva entro il 2012, ha formalmente richiesto a EntsoE di esprimere una valutazione di adeguatezza delle soluzioni tecniche proposte dal PCR; da ultimo, la recente pubblicazione da parte della Commissione Europea di un documento di consultazione sulle Linee guida per la Governance dell'EPC ha confermato la piena compatibilità del modello di governance suggerito dal PCR con le soluzioni proposte dalla Commissione stessa. A livello nazionale, inoltre, - al pari di quanto avviene per le altre borse aderenti al progetto nei rispettivi Paesi - il GME coopera con Terna per la progressiva adesione dell'Italia all'EPC, riferendo all'AEEG e al MiSE circa gli sviluppi del progetto PCR.

Ulteriori progressi si sono, inoltre, registrati sotto il profilo tecnico. Il progetto, infatti, ha sostanzialmente concluso la fase di "disegno" con l'identificazione dei requisiti e delle specifiche tecniche relativi alle soluzioni da implementare per lo scambio di dati tra borse e TSO (c.d. "broker e matcher") e per il calcolo degli esiti di mercato e l'allocatione dei flussi (l'algoritmo), iniziando, quindi, l'attività di sviluppo vera e propria, la cui conclusione è attesa per la fine del 2012. In particolare, dopo aver selezionato l'algoritmo Cosmos attualmente in uso nel coupling CWE<sup>10</sup> quale punto di partenza (*Starting Point*) per sviluppare l'algoritmo comune europeo, le sei borse hanno congiuntamente avviato un'attività di ricerca e sviluppo per realizzare un prototipo che possa includere anche i requisiti di mercato del futuro EPC non già soddisfatti da Cosmos<sup>11</sup>. Inoltre, le borse aderenti al progetto, con riferimento all'architettura tecnica di scambio dati, hanno iniziato l'attività di procurement.

## 2.4 Modifiche al sistema di garanzie

Sebbene la struttura del sistema di garanzie sia rimasta inalterata, a fronte dell'aggravarsi della crisi economica internazionale, il GME ha ridotto il livello minimo di rating richiesto agli istituti di credito con riferimento alle garanzie fideiussorie rilasciate dagli operatori per la partecipazione ai mercati dell'energia.

Ad oggi, per effetto delle modifiche urgenti alla Disciplina del Mercato Elettrico e al Regolamento del Mercato del Gas introdotte il 19 Ottobre 2011 e il 26 Gennaio 2012, gli istituti di credito, affinché possano rilasciare garanzie fideiussorie per gli operatori del mercato elettrico e del mercato del gas, devono possedere un livello di rating di lungo termine non inferiore a BBB- delle scale Standard & Poor's o Fitch ovvero a Baa3 della scala di Moody's Investor Service.

Inoltre, con le modifiche urgenti introdotte il 26 Gennaio 2012, al fine di consentire agli operatori del MTE di ridurre la propria esposizione debitoria nei confronti del GME, è stata data agli operatori la facoltà di registrare sulla PCE, in anticipo rispetto al termine ordinario, la posizione netta in consegna maturata sul MTE stesso. In tal modo, gli operatori che, nel corso della fase di negoziazione, risultino titolari di posizioni nette in vendita sul MTE, avvalendosi di tale consegna anticipata possono anticipare gli effetti economici sulle garanzie prestate al GME, derivanti dal riconoscimento del credito associato alla registrazione sulla PCE di tali posizioni nette.

<sup>8</sup> North west Europe: è l'area che include il CWE nonché il sistema scandinavo servito da NordPoolSpot e il Regno Unito.

<sup>9</sup> Agency for the Cooperation of Energy regulators, l'autorità costituita dal regolamento 713/2009 per garantire la cooperazione tra i regolatori energetici europei e promuovere la creazione del mercato interno dell'energia attraverso l'avvio di un modello di price coupling europeo integrato.

<sup>10</sup> Central West Europe, è l'area che raccoglie i mercati di Francia, Germania, Belgio, Olanda e Lussemburgo, nel quale sono operative le borse Epex, Belpex e Apx-Endex).

<sup>11</sup> Tra questi, in particolare, i requisiti relativi al mercato spagnolo e al italiano e segnatamente la gestione del PUN.



### 3. I RISULTATI ECONOMICI

Nel corso del 2011, in considerazione dell'andamento delle negoziazioni sui mercati gestiti dal GME, si è verificato un incremento delle partite "passanti"<sup>12</sup> di 1,9 miliardi di euro, passate dai 17,2 miliardi di euro del 2010 ai 19,1 miliardi di euro del 2011, legato, principalmente, all'aumento dei prezzi di intermediazione applicati in Borsa nonché all'aumento dei volumi scambiati sul MI e sul MTE.

I ricavi a margine<sup>13</sup> dell'esercizio mostrano un decremento di 1,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale dinamica è attribuibile, principalmente, all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- decremento, per 0,9 milioni di euro, dei ricavi per i servizi resi sulla PCE, indotto prevalentemente, secondo quanto disposto dalla Deliberazione AEEG ARG/elt 44/11, dalla riduzione da 0,02 €/MWh a 0,012 €/MWh - a valere dal 1° maggio 2011 - del corrispettivo spettante al GME per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate su tale piattaforma;
- decremento, per 1,9 milioni di euro, dei ricavi per i servizi resi a Terna sul MSD e sulla PCE in conseguenza del rinnovo della Convenzione stipulata tra GME e Terna, avvenuto nel corso del mese di dicembre 2011, in esito alla verifica positiva da parte dell'AEEG;
- incremento, per 0,6 milioni di euro, dei ricavi per i servizi resi sul Mercato Elettrico a pronti e a termine dovuto all'aumento delle negoziazioni sul MI e sul MTE, effetti solo parzialmente ridotti dai minori volumi scambiati sul MGP e dal minor numero di operatori ammessi in Borsa nel corso dell'esercizio 2011;
- incremento, per 0,4 milioni di euro (+14,0%), dei ricavi per i servizi resi sui mercati e sulle piattaforme bilaterali di scambio dei titoli ambientali derivante dall'incremento dei volumi negoziati sulle diverse piattaforme, dedotto l'effetto della mancata negoziazione delle UE e dell'abolizione - a partire dall'inizio del 2011 - del corrispettivo fisso annuo versato dagli operatori del Mercato dei TEE.

Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2010-2011)

Tab A.3.1

Dati in milioni €	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2010	34,934	18,818	17,527	12,132	46,219	33,529
2011	33,575	15,969	7,158	2,536	58,424	23,933

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti dalle vendite sui Mercati Energetici verso operatori e verso Controllante, dalle partite accessorie agli scambi di energia over the counter (CCT) nonché di quelli derivanti dalla segmentazione del mercato. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

Principali indicatori del GME (anni 2010-2011)

Tab A.3.2

	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % RO/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2010	53,9	50,2	37,9	36,2
2011	47,6	21,3	12,3	10,6

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.

I costi a margine relativi all'esercizio 2011, pari complessivamente a 17,6 milioni di euro risultano in crescita di 1,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è sostanzialmente attribuibile:

- all'incremento, per 1,3 milioni di euro, dei costi per servizi e degli altri costi operativi per effetto dell'ampliamento degli spazi occupati dal GME, per l'estensione del perimetro delle attività di supporto *al business* svolte dalla Controllante, per lo sviluppo dei progetti internazionali, nonché per il rafforzamento delle regole di funzionamento dei mercati esistenti;
- all'incremento, per 0,2 milioni di euro (+2,8%), del costo del lavoro per effetto, principalmente, dell'incremento retributivo annuale previsto dal CCNL del settore elettrico, parzialmente compensato dalla ridotta consistenza media del personale dipendente.

<sup>12</sup> Per partite passanti si vogliono indicare gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza in elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.

<sup>13</sup> Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

Tab A.3.3 **Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2010-2011)**

Dati in milioni €	per materie prime e per servizi	per godimento di beni di terzi	per il personale	ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	oneri diversi di gestione
2010	6,241	1,466	8,023	1,291	0,386
2011	7,236	1,485	8,249	8,811	0,636
<b>Peso sui ricavi</b>					
Dati in %	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi
2010	17,9	4,2	23,0	3,7	1,1
2011	21,6	4,4	24,6	26,2	1,9

Il Margine Operativo Lordo che ne consegue è pari a 16,0 milioni di euro, in flessione di 2,8 milioni di euro (-15,1%) rispetto all'esercizio precedente.

Gli ammortamenti, le svalutazioni e gli accantonamenti risultano pari a 8,8 milioni, in aumento di oltre 7,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto, principalmente dell'accantonamento di 7,7 milioni di euro della parte dell'extrareddito operativo cumulato imputabile alla PCE per gli anni dal 2006 al 2011 - al netto di quanto già oggetto di versamento a Terna - in relazione agli effetti derivanti dalle disposizioni delle Deliberazioni AEEG ARG/elt 44/11 e ARG/elt 189/11.

Il risultato operativo risulta, dunque, pari a 7,2 milioni di euro, in diminuzione di circa 10,4 milioni di euro (-59,2%). L'utile netto dell'esercizio, pari a 2,5 milioni di euro, è diminuito di circa 9,6 milioni di euro 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 2011, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente.

 Tab A.3.4 **Consistenza del personale dipendente**

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2011	al 31.12.2011	media 2010	al 31.12.2010
Dirigenti	9,00	9	9,46	9
Quadri	29,00	29	28,38	29
Impiegati	51,50	53	52,75	51
Totale	89,50	91	90,59	89





## SEZIONE

# B

## IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

1.	Il mercato unico europeo .....	28
2.	I mercati elettrici .....	35
2.1	L'organizzazione del mercato elettrico in Italia .....	35
2.1.1	Il Mercato della capacità: <i>Capacity Payment</i> ed Unità Essenziali.....	37
2.2	Il mercato a pronti (MPE).....	39
2.3	La Piattaforma Conti Energia (PCE) .....	42
2.4	Il Mercato Elettrico a Termine (MTE) e la Piattaforma per la Consegna Derivati Energia (CDE).....	42
3.	I mercati ambientali.....	44
3.1	La politica di sostegno alle rinnovabili.....	44
3.2	Mercato dei Certificati Verdi.....	44
3.3	Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica.....	46
3.4	Mercato delle Unità di Emissione.....	48
4.	I mercati del gas .....	50
4.1	L'organizzazione del mercato del gas in Italia.....	50
4.2	Piattaforma di negoziazione gas naturale (P-Gas).....	51
4.3	Mercato a Pronti.....	53
4.4	Piattaforma di Bilanciamento.....	53
5.	Il sistema dei pagamenti e delle garanzie .....	55



# IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

## 1. IL MERCATO UNICO EUROPEO

La creazione di un mercato interno dell'energia rappresenta uno degli obiettivi prioritari dell'Unione europea (UE). Il processo di realizzazione, in atto da diversi anni, è essenzialmente volto a creare un mercato unico, senza barriere agli scambi, che utilizzi nel modo più efficiente possibile la capacità di generazione e le infrastrutture di trasporto disponibili, al fine di massimizzare gli scambi transfrontalieri, nel rispetto del criterio generale di minimizzazione dei costi complessivi di generazione.

Il Parlamento europeo, già dalla seconda metà degli anni Novanta, fissava, tra i suoi principali obiettivi di politica energetica, la creazione di un mercato unico dell'energia. Con l'emanazione del "Terzo Pacchetto energia", nel luglio 2009, la Commissione Europea ha in seguito ribadito e rafforzato tali obiettivi, indicando agli Stati Membri le modalità ed i criteri da applicare per garantirne il conseguimento. Tali criteri sono dettagliati nelle norme contenute nelle Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE e nei Regolamenti 713/2009 e 714/2009.

Con particolare riferimento al processo di integrazione relativo al mercato elettrico, al fine di attuare un percorso di sviluppo omogeneo, la Commissione Europea ha istituito nel 2009 un organo di coordinamento per la risoluzione delle questioni transfrontaliere, il Project Coordination Group (PCG) formato da rappresentanti della stessa Commissione, delle Autorità di Regolazione Nazionali, di EuroPEX, ETSO, Eurelectric ed EFET, oltretutto da rappresentanti degli Stati membri. A tale gruppo di lavoro è stato assegnato il compito di sviluppare un modello di riferimento teso ad armonizzare le procedure di congestion management interregionale e seguirne la relativa realizzazione, su base pan-europea, prevedendo altresì un programma di scadenze reali per la sua attuazione. Le risultanze dei lavori del PCG - anche sulla base delle conclusioni emerse da uno studio promosso dal Florence Forum<sup>1</sup> e redatto da EuroPEX ed ETSO sul "*Coordinated model for regional and interregional congestion management*" - hanno tracciato gli elementi fondanti di ciò che sarebbe poi stato definito come il "*Target model*" europeo per la risoluzione delle congestioni alle frontiere, elemento essenziale per la reale concretizzazione di un mercato unico europeo.

Nel marzo 2011, un punto di svolta per la definizione dei metodi comunitari di *congestion management* si registra con l'entrata in esercizio dell'ACER - l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici - istituita ai sensi del Regolamento CE n. 713/2009 contenuto nel "Terzo Pacchetto" energia.

L'ACER, sulla base del lavoro preparatorio svolto dai regolatori europei nel corso degli anni precedenti, ha dato immediato avvio al processo di produzione dei futuri codici di rete europei (*Networks Codes*) con l'emanazione delle prime "linee guida" previste dal terzo pacchetto energia. Codici di rete europei che, una volta adottati dagli Stati membri, attraverso la prevista procedura di comitologia, costituiranno l'ossatura di un nuovo assetto regolatorio mediante il quale saranno governati, tra l'altro, gli scambi transfrontalieri per la creazione del mercato unico europeo sia dell'energia elettrica che del gas naturale.

Tra le diverse competenze assegnate all'ACER, per il settore elettrico, giova in particolare segnalare l'art.6.2 del Regolamento 714/2009, il quale prevede la redazione, da parte dell'Agenzia, di Linee Guida (*Framework Guidelines*) per lo sviluppo di codici di rete, a cura di ENTSO-E, in materia di Capacity Allocation e Congestion Management (CACM), in conformità con quanto disposto dall'art. 8.6, lettera g) del citato Regolamento.

L'assegnazione esclusiva di tali competenze ad ACER ed ENTSO ha determinato l'avvio di un'azione coordinata da parte delle Istituzioni Europee di matrice "*top-down*". Tale nuovo approccio è stato considerato dal Parlamento e dal Consiglio europeo maggiormente efficace al fine di raggiungere, nei termini previsti, l'obiettivo della creazione di un mercato unico europeo armonizzato, rispetto al precedente approccio "*bottom up*", fondato sullo sviluppo volontario delle Electricity Regional Initiatives (ERIs).

<sup>1</sup> Il Florence Forum è un organismo europeo finalizzato ad individuare iniziative che promuovano la formazione del mercato unico dell'elettricità; dal 1998 le riunioni del Forum si tengono una o due volte all'anno, con la partecipazione della Commissione Europea, di Istituzioni nazionali, dei Regolatori europei, del loro Consiglio europeo (CEER) e dei rappresentanti dei principali stakeholders di settore (operatori industriali del settore energetico, associazioni dei traders, venditori e consumatori). Organismo omologo nell'ambito del settore Gas è rappresentato dal Madrid Forum.

Da segnalare che le norme introdotte dal "terzo pacchetto-energia" hanno confermato, in continuità con la normativa precedente, il cosiddetto "two-tier approach", in base al quale rimane confermata la netta separazione fra le regole ed i principi di congestion management validi all'interno dei confini nazionali - la cui definizione e applicazione è rimessa alla esclusiva competenza dei singoli stati membri - e le indicazioni vincolanti, contenute nelle Framework Guidelines, le quali, una volta approvate in sede UE, andranno a definire ed uniformare in tutto il continente, i metodi di risoluzione delle congestioni sulle interconnessioni transfrontaliere.

A completamento dell'analisi, è opportuno segnalare che, nel dicembre 2009, il 17° Florence Forum, a fronte della definizione del citato Target Model europeo, decise di avviare la conseguente fase attuativa del modello mediante l'istituzione dell'Ad Hoc Advisory Group (AHAG): gruppo consultivo, formato da stakeholders e regolatori<sup>2</sup> con il compito di approfondire alcuni capisaldi presenti nel modello di riferimento. In tale ottica, sono stati avviati tre progetti-pilota relativamente al Capacity Calculation, Mercati Intraday e Principi di Governance del market coupling europeo, quest'ultimo progetto direttamente coordinato dalla Commissione Europea, al fine di stabilire le Linee Guida vincolanti in materia e dare avvio alla relativa procedura di recepimento delle medesime.

Con riferimento al primo progetto pilota, inerente il Capacity Calculation, già nel settembre 2010, all'esito di un primo processo di consultazione, l'European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG) aveva finalizzato una proposta di Linee guida. Sulla base delle indicazioni emerse dal processo consultivo, nel febbraio 2011, l'ERGEG ha pubblicato il documento contenente la bozza finale di tali Linee Guida, da considerarsi come punto di partenza per il successivo processo di consultazione, avviato in materia da ACER, a fine luglio 2011<sup>3</sup>, di cui si attendono le conclusioni finali. Nei tratti essenziali, le Linee Guida poste in consultazione da ACER per lo sviluppo dei Codici di Rete in materia di capacity allocation and congestion management si focalizzano su alcuni obiettivi da conseguire, tra i quali, di seguito, si evidenziano:

1. l'uso ottimale e coordinato della capacità di trasmissione disponibile sulla rete, attraverso l'applicazione, da parte dei TSOs, di un metodo di calcolo della capacità condiviso (viene preferito il criterio Flow Based ma è ammesso anche il criterio ATC); la definizione delle zone di riferimento per l'allocazione della capacità in termini di "bidding areas" di mercato per tutti gli orizzonti temporali previsti (long-term, day-ahead, intra-day);
2. la procedura di allocazione della capacità sul day-ahead, con la previsione che i TSOs, in cooperazione con i PXs, assegnino la capacità sulla base di aste implicite attraverso l'utilizzo di un singolo algoritmo di price coupling (con il sistem marginal price come regola di determinazione del prezzo) in grado di determinare, contestualmente, volumi e prezzi per ogni zona ed abilitato alla gestione delle offerte a blocchi, con una valorizzazione economica della capacità di trasmissione (rendita da congestione) in base alla differenza tra i prezzi delle zone corrispondenti; inoltre, il modello applicato sul day-ahead deve essere in grado di fornire adeguati riferimenti di prezzo per i mercati a termine;
3. l'incremento dell'efficienza dei mercati a termine prevedendo l'assegnazione, come opzioni per il risk hedging sul trading transfrontaliero, di Financial Transmission Rights o Physical Transmission Rights con l'applicazione del criterio Use It Or Sell It;
4. la presenza di un efficiente processo di allocazione della capacità sull'orizzonte Intraday, nel rispetto degli elementi funzionali all'implementazione del *pan-european Intra-day Target Model* (cfr. di seguito).

Per ciò che riguarda il progetto pilota inerente i Mercati Intraday, il Florence Forum ha richiesto all'associazione ENTSO-E, con il coinvolgimento di tutti gli stakeholders europei, di coordinare le attività per la redazione di un Target Model, curando la gestione degli aspetti implementati nonché la redazione della relativa *road map* di attuazione<sup>4</sup>. Tale modello di riferimento prevede, negli elementi principali: l'applicazione della metodologia del continuous implicit trading, la definizione di un criterio affidabile per il *pricing* della capacità di trasmissione in caso di congestione,

<sup>2</sup> Partecipano ai lavori dell'AHAG sotto il coordinamento dell'ERGEG e della EC: CEDEC (European Federation of Local Energy Companies), CEFIC (European Chemical Industry Council), EFET (European Federation of Energy Traders), ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry), EuroPEX (Association of European Power Exchanges), GEODE (European independent distribution companies of gas and electricity), IFIEC (International Federation of Industrial Energy Consumers).

<sup>3</sup> ACER - Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity / FG-2011-E-002 - 29 July 2011.

<sup>4</sup> Cfr: Ad Hoc Advisory Group (AHAG) / Intraday Trade Project: Terms of Reference (26 April 2010).

la gestione di un Shared Order Books (SOB) mediante il collegamento delle piattaforme Infra-day fra zone mercato confinanti, i criteri per la determinazione della firmness del trading sull'orizzonte intraday, l'impegno da parte dei TSOs di evitare eventuali discriminazioni tra tipi di prodotto, con particolare attenzione per le offerte a blocchi.

In relazione al terzo "pilot project", che riguarda i principi di governance del MC, la Direzione Generale Energia della Commissione Europea ha assunto direttamente la gestione dell'attività di redazione delle relative Linee Guida avviando, nel novembre 2011, un processo di consultazione avente ad oggetto "Public consultation on the governance framework for the European day-ahead market coupling". A seguito della conclusione del processo consultivo, ultimato il 28 febbraio 2012, si attende, da parte della DG Energy, la pubblicazione dei documenti di sintesi delle osservazioni fornite da parte degli operatori del sistema, nonché la pubblicazione aggiornata delle relative Framework Guidelines. Con tale documento, la DG Energy nello specifico ha posto in consultazione alcuni aspetti preliminari alla redazione delle Linee Guida sul *Market Coupling* europeo (MC) i quali, discostandosi dal contesto della redazione tecnica dei Codici di Rete (redatti da ENTSO-e), necessitano di essere definiti attraverso separati ed autonomi accordi di *governance* fra i soggetti coinvolti.

Tali aspetti, in particolare, afferiscono:

- ai ruoli e alle responsabilità delle parti coinvolte nel MC;
- alla definizione delle procedure di entrata e di uscita dal MC e ai relativi diritti ed obblighi;
- alle procedure per la risoluzione delle eventuali controversie;
- all'assegnazione delle competenze e delle responsabilità delle diverse parti coinvolte nella gestione del MC (TSOs Vs PXs);
- ai *drivers* per la condivisione dei costi connessi al MC.

Segnatamente, la Commissione ha indicato un set di quattro *Policy Options*, che si differenziano per il grado di flessibilità/centralizzazione nella gestione del MC europeo, nonché per il livello, vincolante o meno, che si intende introdurre nelle procedure di applicazione di tali Governance Guidelines.

In conclusione, in merito alle tempistiche per il raggiungimento del mercato elettrico comunitario, si segnala che nel corso del meeting di febbraio 2011, i capi di stato degli Stati membri hanno fissato "entro il 2014" il *target date* per l'avvio operativo del mercato unico europeo.

Con riferimento ai processi di coordinamento in ambito UE funzionali alla creazione del mercato unico energetico appare, inoltre, opportuno segnalare l'entrata in vigore, dal 28 dicembre 2011, del Regolamento (EU) No 1227/2011 "on wholesale Energy Market Integrity and Transparency" (REMIT), che determina, in ambito comunitario, un nuovo e rafforzato regime di trasparenza sulle transazioni energetiche concluse dagli operatori di settore<sup>5</sup>.

Appare opportuno, infine, evidenziare che i sostanziali avanzamenti raggiunti dal comparto elettrico non sembrano trovare uguale riscontro in sede UE con riguardo al settore gas, ove, ad eccezione delle attività inerenti la stesura dei Codici di Rete europei da parte di ENTSO-G, si registrano forti ritardi nelle fasi intermedie di sviluppo e di redazione delle necessarie *Framework Guidelines*, la cui definizione, al momento, risulta ancora in una fase preliminare.

---

<sup>5</sup> Un'analisi puntuale delle disposizioni contenute nel regolamento REMIT è fornita nell'allegato Box n.4.





## IL REGOLAMENTO REMIT E LA NUOVA REGOLAZIONE DEI MERCATI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA

La crisi finanziaria del 2008, l'incremento della volatilità e la crescita dei prezzi delle *commodity*, insieme all'esigenza di una supervisione unitaria del complesso mercato unico europeo, hanno condotto la Commissione europea, anche sotto la spinta delle risoluzioni del G20 di Pittsburgh del 2009, a proporre misure integrative alla legislazione vigente in tema di integrità e vigilanza dei mercati, attraverso l'emanazione di strumenti di armonizzazione volti a migliorare l'integrità, l'efficienza, la resistenza e la trasparenza dei mercati, sia fisici che dei derivati e a rafforzare la tutela degli investitori.

Diverse sono le proposte legislative che, tutte inevitabilmente collegate l'una all'altra, mirano a rafforzare la vigilanza sugli scambi di prodotti, fisici e finanziari, effettuati su tutte le tipologie di *trading venues* (mercati all'ingrosso organizzati, regolati, MTFs, OTFs o altro) o semplicemente OTC, per evitare che pratiche illecite compromettano la corretta formazione dei prezzi.

Sebbene nelle versioni provvisorie delle diverse proposte vi siano ancora sovrapposizioni tra i vari ambiti di competenza, è chiaramente riconoscibile lo sforzo inteso al rafforzamento delle funzioni dei regolatori nazionali e delle due nuove agenzie europee di regolazione, l'ACER e l'ESMA<sup>1</sup>, destinate, in collaborazione, ad assumere un ruolo sempre più centrale nella supervisione e nel monitoraggio dei mercati. Del resto, la creazione delle due nuove autorità e il rafforzamento dei poteri è conseguenza naturale della progressiva creazione del mercato unico europeo, laddove i poteri dei singoli regolatori nazionali possono risultare non efficaci di fronte a operatori e transazioni transnazionali. Di qui anche l'approccio centralistico adottato in sede comunitaria, attraverso l'emanazione di provvedimenti normativi direttamente applicabili negli Stati membri (regolamenti) rispetto ai quali, quindi, non esiste discrezionalità (o è estremamente limitata) nell'implementazione delle norme comunitarie da parte dei medesimi.

Con particolare riferimento alle previsioni dettate dal legislatore comunitario relativamente ai mercati energetici all'ingrosso, degno di nota è il Regolamento REMIT sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso, entrato in vigore il 28 dicembre 2011.

A seguito di un decennio di "pacchetti di liberalizzazione", il settore energetico europeo ha visto emergere, accanto a una maggiore standardizzazione degli scambi bilaterali (OTC), un numero crescente di borse all'ingrosso per la contrattazione di prodotti energetici differenziati, in grado di attrarre una gamma sempre più ampia di operatori, fra cui produttori e fornitori, grandi utenti, trader puri, istituzioni finanziarie e altri promotori commerciali.

I mercati all'ingrosso - che comprendono mercati regolamentati, piattaforme multilaterali di negoziazione, transazioni fuori borsa (OTC) e contratti bilaterali diretti o con mediazione - hanno assunto il ruolo di garanti della formazione di prezzi di riferimento che riflettono l'equa interazione tra domanda e offerta. È quindi importante per la Commissione garantire che l'assenza di una omogeneità e/o coordinamento dei regimi regolatori nazionali sulle attività di monitoraggio e controllo non esponga tali mercati a pratiche sleali, a livello sia nazionale che transfrontaliero, nella misura in cui queste si ripercuoterebbero sui prezzi al dettaglio sia a livello nazionale che comunitario.

L'inidoneità della legislazione europea vigente, che prevede il divieto di abuso di informazioni privilegiate e di manipolazione del mercato solo per gli strumenti finanziari, e l'insoddisfazione per le proposte di estensione dell'ambito di applicazione di tale legislazione ai mercati energetici, hanno indotto la Commissione europea ad elaborare un atto normativo ad hoc per incrementare l'integrità e la trasparenza dei mercati energetici

<sup>1</sup> In materia si veda "Risoluzione legislativa del Parlamento europeo del 29 marzo 2012 sulla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio OTC, sugli strumenti derivati, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni (COM (2010) 0484 - C7- 0265/2010 - 2010/0250 (COD)).

all'ingrosso: il regolamento REMIT 1227/2011.

Il nuovo regime di trasparenza e integrità previsto dalla Commissione si fonda su quattro tipi di misure.

Un primo tipo riguarda la definizione e la proibizione delle pratiche di insider trading e *market manipulation*, definite tenendo conto del funzionamento specifico dei mercati dell'energia e dell'interazione tra i mercati delle materie prime e quelli dei derivati, e affidando alla Commissione<sup>2</sup> la facoltà di aggiornare tecnicamente la portata di tali definizioni.

Un secondo tipo riguarda la previsione di obblighi di pubblicità e trasparenza in capo agli operatori, che in tal modo sono obbligati, fin dall'entrata in vigore, a rendere note in modo efficace e in tempo utile tutte le informazioni privilegiate di cui dispongono in relazione alle imprese o agli stabilimenti che possiedono. Il terzo tipo di misure istituisce un monitoraggio da parte dell'ACER, in collaborazione con i regolatori nazionali, sulle attività di negoziazione di prodotti energetici all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, per la prevenzione di transazioni basate su informazioni privilegiate e sulla manipolazione del mercato. L'Agenzia è incaricata della raccolta delle informazioni necessarie a tale monitoraggio secondo le modalità stabilite dalla Commissione mediante gli atti di esecuzione, la cui adozione è prevista nel secondo semestre 2013 a seguito di un processo di *comitology*.

Infine, un quarto tipo di misure determina il regime di attuazione dei divieti mediante l'assegnazione di poteri di indagine e sanzionatori alle autorità nazionali di regolazione, che operano in maniera coordinata e coerente tra loro e con l'Agenzia, applicando le definizioni del regolamento secondo le indicazioni non vincolanti dell'Agenzia stessa, in virtù dell'art. 16.

Il nuovo regime europeo di *transparency*, che si inizia a delineare con il REMIT, investe diversi tipi di dati/informazioni che dovranno essere resi disponibili dagli operatori:

1. Trasparenza dei "*Fundamental data*", altresì chiamata *pre-trade transparency*, poiché l'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate si estende anche a quelle riguardanti la capacità e l'uso degli stabilimenti di produzione, stoccaggio, consumo o trasporto di energia elettrica o gas naturale o quelle riguardanti la capacità e l'uso di impianti di GNL, inclusa l'eventuale indisponibilità pianificata o non pianificata di tali impianti, oltre alle informazioni da rendere disponibili secondo i regolamenti 714/2009 (art. 15) e 715/2009 (art. 18, 19).
2. Trasparenza degli scambi, altresì chiamata *post-trade transparency*, poiché l'Agenzia avrà accesso ai registri delle operazioni sui mercati dell'energia all'ingrosso di ciascun operatore, compresi gli ordini di compravendita, che dovranno contenere l'identificazione dei prodotti energetici acquistati e venduti, il prezzo e la quantità convenuti, le date e i tempi di esecuzione, le parti in causa e i beneficiari dell'operazione, oltre ad ogni altra informazione pertinente.
3. Disponibilità di serie storiche, o obbligo di *record keeping*, poiché, già in applicazione del Terzo Pacchetto energia, gli operatori fornitori (art. 40 dir. 72/2009 e art. 44 dir. 73/2009) sono tenuti a conservare, per cinque anni, i dati pertinenti relativi a tutte le transazioni riguardanti contratti di fornitura di energia elettrica o gas, o riguardanti strumenti derivati, così come i gestori di rete (art. 15.6 Reg. 714/2009 art. 20 Reg. 715/2009). In più, gli atti di esecuzione della Commissione potrebbero consentire ai mercati organizzati, nonché ai sistemi di riscontro o di segnalazione delle operazioni, di fornire all'Agenzia il riepilogo storico delle operazioni effettuate in prodotti energetici all'ingrosso.
4. Registro europeo degli operatori di mercato, predisposto sulla base delle informazioni fornite all'ACER dalle autorità nazionali, contenente le informazioni necessarie all'identificazione univoca degli operatori, l'accesso al quale sarà garantito a tutte le autorità nazionali interessate<sup>3</sup>.

Per quanto riguarda il primo aspetto, l'ACER, nella prima edizione della "Guida all'applicazione delle definizioni fissate dall'art. 2 del Reg. REMIT" del 20 dicembre 2011, pubblicata in virtù dell'art. 16 del Regolamento

<sup>2</sup> Art. 6

<sup>3</sup> Cfr. CEER final Advice on the introduction of a Europe-wide Energy Wholesale Trading Passport, dell'8 novembre 2011.

concernente la cooperazione tra i regolatori nazionali e l'agenzia stessa, ha fornito un primo orientamento sia sull'interpretazione delle definizioni contenute nel regolamento (ad es. cosa si intenda per informazione privilegiata<sup>4</sup>) che in merito alle modalità di *disclosure delle inside information*. In questa fase iniziale, secondo l'ACER, gli operatori possono ritenersi adempienti agli obblighi di pubblicità se già rendono pubblicamente disponibili le informazioni mediante una piattaforma gestita dai TSO (ad esempio quella francese organizzata da RTE-UFE) o dalle borse (NPS, EEX transparency platform), oppure mediante i propri siti web con comunicazioni fornite in tempo reale o in un tempo vicino al tempo reale. È tuttavia forte la pressione di tutti gli stakeholders verso l'adozione di soluzioni centralizzate quantomeno al livello di singolo paese, anche al fine di garantire una riduzione degli oneri amministrativi e una massimizzazione degli impatti benefici sulla trasparenza e sull'efficacia delle pratiche di monitoraggio.

Per quanto riguarda la raccolta dei dati delle transazioni, bisognerà attendere l'emanazione degli atti di esecuzione della Commissione per conoscere le regole di comunicazione di tali informazioni, in termini di modalità, forme e tempistiche di segnalazione. In particolare dovrà essere chiarito quale dei soggetti elencati dall'art. 8.4 del Regolamento sarà responsabile della fornitura delle informazioni: l'operatore stesso, terzi che agiscono per suo conto, un sistema di segnalazione delle operazioni, un mercato organizzato o un sistema di riscontro delle operazioni, da un *trade repository* o da un'Autorità competente che ha ricevuto dette informazioni in osservanza di altre disposizioni.

In questo quadro si delinea una particolare attenzione del Regolamento REMIT per il ruolo che potrebbero assumere i mercati organizzati, i quali, oltre a poter agire da fornitori di servizi per gli operatori ai fini degli adempimenti sia degli obblighi di transparency che di reporting, sono assoggettati, sin dall'entrata in vigore del Regolamento, agli specifici obblighi sanciti dall'art. 15: l'istituzione e il mantenimento di procedure e provvedimenti efficaci per l'individuazione delle violazioni dei divieti di *insider trading e market manipulation* e la segnalazione all'autorità nazionale competente in caso di sospetto di violazione degli stessi divieti. A tal fine, l'ACER considera, attualmente, i dipartimenti indipendenti di *market surveillance*, nel caso delle borse energetiche, e i *compliance officers*, per i broker, quali *best practices* di misure effettive per l'identificazione di pratiche volte alla violazione dei divieti di abuso di mercato, in linea con quanto affermato nel parere conclusivo del CEER "*Regulatory oversight of Energy exchanges*" pubblicato l'11 ottobre 2011, in merito alla supervisione dei mercati energetici spot europei. Lo stesso Regolamento REMIT prevede, poi, la possibilità per l'ACER, in occasione della relazione annuale sulle attività svolte, di rivolgere alla Commissione raccomandazioni concernenti regole, norme e procedure di mercato che potrebbero migliorare l'integrità e il funzionamento del mercato interno, quali ad esempio l'introduzione di requisiti minimi per i mercati organizzati allo scopo di accrescere la trasparenza del mercato<sup>5</sup>.

Si consideri che ad oggi, in ambito nazionale esistono già molteplici obblighi informativi in capo agli operatori del settore elettrico e del gas e poteri di monitoraggio delle autorità competenti (AEEG, Ministero dello Sviluppo Economico, Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici), sia con riferimento ad attività specifiche rientranti *latu sensu* nel *trading di commodity* (si pensi agli obblighi informativi che incombono sugli importatori di gas verso il Ministero dello Sviluppo Economico, la comunicazione delle proprie quote di mercato nel settore gas, gli obblighi gravanti sui produttori e importatori di energia elettrica ai fini dell'adempimento dell'obbligo di immissione di energia rinnovabile in rete ecc), sia in relazione alle transazioni sui mercati delle commodity. A tal riguardo, tra gli altri, rilevano nel settore gas gli obblighi di trasmissione all'AEEG dei dati inerenti i contratti scambiati al PSV (Punto di Scambio virtuale) al fine di consentire all'AEEG il monitoraggio su detto mercato e, relativamente al settore elettrico, il sistema di monitoraggio previsto dal TIMM (Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento) effettuato da parte dell'AEEG attraverso l'imposizione in capo agli operatori di obblighi informativi inerenti i contratti a termine e

4 L'ACER nella prima edizione delle linee guida isola i 4 criteri per l'identificazione delle informazioni privilegiate, ovvero 1. il carattere preciso, 2. la non pubblicità, 3. il riferimento, diretto o indiretto, a uno o più prodotti energetici all'ingrosso e, 4. la sua pubblicità potrebbe verosimilmente influire in modo sensibile sui prezzi di tali prodotti. Per ciascuno di questi criteri l'ACER ha fornito una prima interpretazione, non tecnica e non vincolante.

5 Art. 7.3

il mercato per i servizi di dispacciamento e attraverso le attività di supporto svolte da Terna, dal GME e dal GSE. Sarà, quindi, senz'altro necessario raccordare la normativa di fonte comunitaria e quella nazionale, anche in considerazione della parziale sovrapposizione dell'ambito applicativo e delle finalità del Regolamento REMIT, da un lato, e della normativa nazionale richiamata, dall'altro.

Lo stesso dicasi con riferimento al Registro europeo degli operatori di mercato sopra richiamato; l'AEEG già raccoglie le informazioni degli operatori con obbligo di registrazione all'Elenco Esercenti. Si dovrà, pertanto, assicurare che le informazioni richieste in ambito nazionale risultino coerenti e siano sufficienti anche a soddisfare quanto previsto dal Regolamento REMIT.

Dal quadro normativo illustrato emerge con chiarezza che il messaggio che le istituzioni comunitarie hanno inteso inviare ai mercati è la necessità di maggiori controlli e meno spazi di libertà e autonomia per gli operatori, finalizzati al raggiungimento di un maggior livello di trasparenza nei mercati e di processi di formazione dei prezzi delle merci privi di distorsioni ed alterazioni.

Gli effetti per i singoli operatori, che deriveranno dal nuovo quadro regolamentare che si va delineando, potrebbero riassumersi in: costi incrementali per l'implementazione di sistemi informatici sempre più articolati, "migrazione" delle negoziazioni verso piattaforme regolamentate, maggiori obblighi di *disclosure* delle proprie attività e previsioni di limiti di posizione modificabili *in itinere* su ordine delle autorità di vigilanza.

## 2. I MERCATI ELETTRICI

### 2.1 L'organizzazione del mercato elettrico in Italia

Il mercato elettrico in Italia trova la propria matrice normativa nel decreto legislativo del 16 marzo 1999, n. 79 di *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, nonché nei successivi provvedimenti attuativi, tra i quali, principalmente rilevano il Decreto ministeriale del 19 dicembre 2003, come successivamente modificato ed integrato, recante approvazione del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del predetto D.lgs. 79/99 e la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 13 giugno 2006, n. 111/06 e s.s. m.m. i.i., avente per oggetto *le Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del d.lgs. 79/99*.

Nel completare la regolamentazione della funzione di esecuzione fisica dei contratti di acquisto e vendita di energia elettrica conclusi nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del d.lgs. 79/99 o al di fuori del medesimo sistema, la "disciplina del dispacciamento di merito economico" contenuta nella citata deliberazione AEEG n. 111/06 prevede che la compravendita di energia elettrica possa avvenire sul mercato organizzato e gestito dal GME di cui all'art. 5 del d.lgs. 79/99 (articolato in Mercato elettrico a Pronti - MPE e Mercato elettrico a termine - MTE) ovvero attraverso contratti bilaterali (*over the counter* - OTC). A svolgere tale attività di negoziazione sono gli "operatori del mercato", vale a dire i soggetti che dispongano di capacità di immissione e/o prelievo sia in quanto utenti del dispacciamento, sia perché delegati da un utente del dispacciamento. Più precisamente, gli operatori di mercato, siano o meno qualificati anche quali utenti del dispacciamento, sono i soggetti responsabili delle attività di commercializzazione (acquisto/vendita, registrazione dei programmi di immissione/prelievo) e del pagamento dei relativi oneri di sistema (CCT, sbilanciamento a programma); resta invece in capo all'utente del dispacciamento la responsabilità dell'esecuzione delle attività fisiche (produzione/consumo, esecuzione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna sul Mercato del Servizio di Dispacciamento - MSD) e del pagamento dei relativi oneri (oneri di sbilanciamento).

Al fine di garantire la tracciabilità dei flussi di energia elettrica, l'esecuzione fisica dei relativi contratti di compravendita e la copertura dei connessi rischi finanziari, la deliberazione AEEG n. 111/06 ha istituito un "sistema di registrazione per conti" denominato Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE), gestita dal GME in nome e per conto di Terna. Tale sistema prevede l'assegnazione a ciascun operatore di un conto energia in immissione e un conto energia in prelievo, a cui corrispondono i punti di offerta (e quindi la capacità) nella propria disponibilità, sui quali ha titolo a registrare contratti. Tali punti di offerta possono essere in immissione (in tal caso corrispondono sia a unità di produzioni fisiche che virtuali)<sup>6</sup> o in prelievo (con l'eccezione di unità di pompaggio, che corrispondono tipicamente a unità virtuali di consumo che aggregano tutti i contatori dei clienti del grossista in una stessa zona). All'atto della conclusione del contratto, le due controparti devono registrare sulla PCE la quantità negoziata per ciascuna ora, indicando a quale dei conti nella loro disponibilità attribuirlo. Il giorno prima della consegna dell'energia oggetto dei contratti, le controparti registrano sul proprio conto i relativi programmi in immissione, indicando a quali unità sottesa al conto energia attribuire le quantità relative a ciascuna ora<sup>7</sup>. Perché i contratti risultino eseguibili, le quantità registrate su ciascuna unità non devono essere superiori alla capacità disponibile della stessa e la somma delle quantità programmate non deve essere superiore alla quantità venduta o comprata; tuttavia, la somma delle quantità programmate da ciascun operatore può essere, complessivamente, inferiore al saldo netto registrato (c.d. sbilanciamento a programma). Nel caso di contratti stipulati direttamente tra le parti (c.d. contratti bilaterali fisici), i contratti e i programmi devono essere

<sup>6</sup> Per unità di produzione virtuali si possono intendere sia le unità che accorpano diverse unità di produzione non rilevanti, sia le unità di produzione sulle zone estere che rappresentano la disponibilità di capacità di importazione sulla frontiera assegnata a un operatore.

<sup>7</sup> Specularmente avviene per i contratti in acquisto, registrati con segno positivo e cui devono corrispondere uno o più programmi in prelievo registrati con segno negativo.

obbligatoriamente registrati sulla PCE. Qualora i contratti siano stati conclusi sul MTE, il saldo netto dell'energia elettrica sottesa agli stessi viene automaticamente registrato dal GME sulla PCE alla scadenza del "trading period", sui conti energia rispettivamente dell'operatore acquirente e di quello risultante venditore restando agli operatori l'onere di registrare successivamente i relativi programmi; nel caso, infine, di contratti conclusi sul MPE, le offerte accettate diventano automaticamente contratti e programmi.

In modo del tutto analogo, a ciascun utente del dispacciamento viene assegnato da Terna un Conto di Sbilanciamento Effettivo, cui competono le unità nella sua responsabilità e su cui vengono riportati i programmi in esito a MI e MSD ex-ante e le quantità effettivamente immesse e/o prelevate, come registrate dai misuratori dei singoli punti di immissione/prelievo.

Il *settlement* delle partite economiche prevede, quindi, che:

- l'energia immessa/prelevata in esecuzione dei programmi di immissione/prelievo sia regolata tra le controparti al prezzo pattuito nel contratto;
- l'eventuale differenza positiva tra la quantità registrata da ciascuna controparte e quella dalla stessa programmata (c.d. "sbilanciamento a programma") rappresenti un acquisto/vendita sul MGP, da regolare con il GME al corrispondente valore di mercato (Pun);
- l'energia immessa o prelevata, in variazione dei programmi relativi a detti contratti, sia regolata dall'utente del dispacciamento in favore di Terna al valore del cosiddetto "prezzo di sbilanciamento" (c.d. "double settlement")<sup>8</sup>.

Atteso che i programmi registrati sulla PCE e quelli che risultanti dalle offerte accettate sul MPE possono determinare congestioni sulla rete, gli stessi concorreranno all'assegnazione della capacità di trasporto disponibile: in tal caso agli operatori verrà richiesto il pagamento del valore di mercato delle eventuali congestioni. Tale valorizzazione viene ottenuta organizzando il MGP come un mercato zonale e veicolando sullo stesso tutti i programmi registrati sulla PCE (per le modalità si rimanda al paragrafo successivo). A tal fine, Terna ha articolato, convenzionalmente, la rete elettrica in zone che rappresentano aree tra cui le congestioni sono frequenti e rilevanti (schema riportato in Fig.B.1.1<sup>9</sup>). In caso di congestione, ai programmi di immissione viene applicato un corrispettivo ("costo del diritto di utilizzo della capacità di trasporto" o CCT), calcolato come differenza in ciascuna ora tra il prezzo orario di acquisto nelle zone di prelievo del contratto e il prezzo orario di vendita dell'energia nelle zone di immissione del contratto: il corrispettivo è, quindi, positivo (onere) per l'immissione in zone esportatrici, in quanto contribuisce ad

8 Un deficit di produzione o un eccesso di consumo rispetto ai programmi si configurano come un acquisto da Terna, che a sua volta acquista tale energia sul MB. Viceversa, un eccesso di produzione o un deficit di consumo rispetto ai programmi si configurano come una vendita a Terna, che compensa tali partite mediante vendite su MB. Il prezzo di sbilanciamento viene calcolato in modo da penalizzare solo gli sbilanciamenti che aggravano lo sbilanciamento complessivo zonale. In particolare, con riferimento alle unità rilevanti nel caso di programmi in immissione, quando lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo (eccesso di domanda), la mancata produzione è valorizzata al valore massimo tra il prezzo su MGP (Pun) e il più alto prezzo a salire accettato sul MB, mentre la produzione in eccesso è valorizzata semplicemente al Pun. Viceversa quando lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo (eccesso di offerta), la mancata produzione è valorizzata al Pun, mentre la produzione in eccesso è valorizzata al valore minimo tra il Pun e il più basso prezzo a scendere accettato sul MB. Una disciplina analoga ma meno penalizzante si applica alle unità non rilevanti, per le quali il più alto (basso) prezzo accettato sul MB a salire (scendere) è sostituito dal prezzo medio tra tutti quelli accettati a salire (scendere). Analogamente nel caso delle unità non programmabili il prezzo di sbilanciamento è più semplicemente pari al Pun corrispondente. Va infine osservato che – per limitare l'impatto di tale disciplina sulle unità di consumo e graduarne l'effetto incentivante nel tempo – la disciplina stessa ha previsto una soglia (c.d. "franchigia") di consumo, decrescente nel tempo, al di sotto della quale gli sbilanciamenti sono valorizzati al Pun.

9 L'articolo 15.1 della delibera 111/06 stabilisce che la definizione delle zone deve avvenire in modo che "la capacità di trasporto tra le zone deve risultare inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate da Terna; l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non deve dare luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento; la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non deve avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone". La raffigurazione zonale della rete rappresenta un'approssimazione della rete reale, che lascia potenzialmente irrisolte alcune congestioni, gestite successivamente da Terna sul MSD. Tale semplificazione rappresenta un punto di equilibrio tra la minimizzazione dei costi di soluzione delle congestioni che sarebbe garantita da un sistema nodale e la massimizzazione della liquidità e della trasparenza del mercato tipica di un sistema a zona unica. In proposito si veda l'analisi contenuta nel Documento di consultazione dell'AEEG n. DCO 24/08 inerente "Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico". In particolare la rete si articola in 6 zone geografiche, 5 poli di produzione limitata e 7 zone virtuali estere. Le zone geografiche (Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia, Sardegna) corrispondono a porzioni del territorio che contengono punti di immissione e di prelievo: nel 2011 hanno rappresentato il 69% delle vendite complessive. I poli di produzione limitata (Monfalcone, Brindisi, Foggia, Rossano, Priolo) corrispondono a punti di immissione insufficientemente interconnessi con il resto della rete, che vengono isolati in un'apposita zona per risolvere a programma congestioni strutturali: nel 2011 hanno rappresentato il 15% delle vendite complessive. Le zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Corsica, Corsica AC) corrispondono a porzioni di interconnessione su ciascuna frontiera estera e vengono utilizzate per gestire la soluzione delle congestioni transfrontaliere mediante l'assegnazione a programma della capacità di interconnessione disponibile in import e in export: nel 2011 hanno rappresentato il 16% delle vendite complessive. Dal 1/1/2011 la struttura zonale include una zona BSP relativa alla capacità di interconnessione tra Italia e Slovenia assegnata mediante asta implicita giornaliera (c.d. market coupling). Viceversa la zona virtuale estera Slovenia viene utilizzata per la quota di capacità di interconnessione assegnata mediante aste esplicite periodiche (mensili e annuali).

umentare le congestioni, è negativo (sussidio), invece, per l'immissione in zone importatrici, in quanto contribuisce a ridurre le congestioni ed, infine, è nullo in assenza di congestioni. Nel caso dei contratti registrati sulla PCE, il corrispettivo viene pagato esplicitamente a Terna dall'operatore che ha registrato il programma in immissione; nel caso dei contratti registrati sul MPE, il corrispettivo viene pagato implicitamente dall'operatore venditore che percepisce il prezzo zonale. Tale costo viene estratto dal GME come differenza tra valore degli acquisti e valore delle vendite conclusi sul mercato e da questi versato a Terna. L'insieme dei CCT versati a Terna costituisce la rendita da congestione che il gestore della rete restituisce ai clienti finali attraverso una riduzione degli oneri di sistema (c.d. *uplift*).

La PCE consente, inoltre, di gestire la garanzia di solvibilità degli oneri assunti verso il sistema dagli operatori di mercato e dagli utenti del dispacciamento. All'atto della registrazione dei contratti sui conti energia, infatti, gli operatori devono disporre, presso il GME, di garanzie sufficienti a coprire il controvalore stimato di un eventuale sbilanciamento a programma e dell'eventuale CCT, mentre gli utenti del dispacciamento devono disporre presso Terna di garanzie sufficienti a coprire il controvalore stimato degli eventuali sbilanciamenti effettivi.

### 2.1.1 Mercato della capacità: *Capacity Payment* ed Unità Essenziali

Nel gennaio 2011 si è concluso il processo di consultazione in tema di *Capacity Payment* avviato nel novembre 2010 dall'AEEG con la pubblicazione del Documento di Consultazione (DCO) 38/10 recante "*Orientamenti finali e confronti internazionali sul mercato della capacità produttiva di energia elettrica*".

Al fine di dare attuazione al disposto di cui all'art. 2, comma 1, del Decreto Legislativo 19 Dicembre 2003, n. 379 recante "*Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica*", l'AEEG - con propria Deliberazione ARG/elt 98/11 del 21 luglio 2011 - ha disciplinato i criteri e le disposizioni volte a riformulare l'attuale meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di generazione elettrica (*Capacity Payment*), superando il meccanismo provvisorio definito in materia ai sensi della precedente Deliberazione AEEG 48/04.

Il Regolatore ha dato, in tal modo, attuazione alla proposta di riforma del meccanismo del *Capacity Payment* secondo quanto indicato nel documento di consultazione 38/10, mediante il quale l'AEEG dettagliava ed affinava ulteriormente la proposta di riforma già avanzata con i precedenti DCO nn. 27/08, 10/09 e 09/10.

La riforma dell'attuale schema disciplinante il meccanismo di remunerazione della capacità di generazione, tenendo conto dei suggerimenti avanzati dagli operatori nel corso delle precedenti consultazioni e delle possibili soluzioni mutuabili dal confronto con esperienze internazionali in materia, è volta a creare per gli operatori un incentivo all'installazione di capacità di generazione aggiuntiva, favorendo, al contempo, l'utilizzo e l'applicazione di un più ampio mix e set di tecnologie nella fase produttiva. L'obiettivo del Regolatore è, da un lato, soddisfare - nel rispetto di elevati standard di sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone di maggiore scarsità di offerta, dall'altro, quello di definire un quadro regolatorio adeguato per il sostegno degli investimenti per lo sviluppo di nuovi impianti di produzione da parte di operatori "nuovi entranti".

Lo schema provvisorio di *Capacity Payment* - allo stato ancora attualmente in vigore - oltre a non essere rispondente al dettato di cui all'art. 2 del D.lgs 379/2003, non sembrerebbe offrire adeguate garanzie in merito alla correlazione esistente fra l'entità del corrispettivo di remunerazione percepito dal titolare dell'impianto di generazione ed il livello di scarsità di offerta che si realizza sul mercato elettrico; per tali motivazioni, l'Autorità ha ritenuto opportuno superare l'attuale sistema attraverso la creazione di un mercato della capacità che, fornendo agli operatori segnali di prezzo di lungo periodo, consenta, tra l'altro, di contenere e ben valutare i rischi degli investimenti in nuova capacità produttiva. Il meccanismo delineato dall'AEEG prevede, in sintesi, l'adozione di un mercato della capacità basato sul meccanismo delle "*reliability options*", le quali prevedono l'utilizzo di contratti di opzione sul prezzo di borsa, associati ad obbligazioni fisiche di disponibilità della capacità.

La disponibilità di "capacità produttiva" offerta sul *costituendo* mercato della capacità diverrebbe oggetto di contratti di opzione (*capacity options*) tra il Gestore di rete e gli operatori attivi nella generazione elettrica. In cambio del riconoscimento di un premio economico, definito *ex ante* in base all'espletamento di procedure concorsuali, i produttori risultanti assegnatari si impegnano a mettere a disposizione la capacità produttiva oggetto del contratto di opzione, nonché a versare al Gestore di rete il prodotto tra tale quantità di capacità e l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento (stabilito dagli esiti del mercato all'ingrosso MGP) e il prezzo di esercizio fissato a priori nel contratto di opzione.

Il prezzo di riferimento, variabile per ciascuna ora, è il prezzo zonale del Mercato del giorno prima (MGP) relativo alla zona nella quale la controparte del Gestore vende l'energia corrispondente alla propria capacità. Nel caso in cui l'offerta dell'operatore non viene accettata sul MGP, lo stesso è tenuto a offrire tutta o la restante quota parte della capacità oggetto del contratto di opzione sul Mercato dei servizi di dispacciamento.

In base a tale meccanismo, i contratti di opzione non solo avrebbero il vantaggio di includere una penalizzazione effettiva in caso di mancato rispetto dell'impegno assunto a rendere disponibile la capacità produttiva, ma, implicitamente, conterrebbero la chiara definizione della penalizzazione medesima, pari all'eventuale differenziale positivo tra il prezzo (variabile) di riferimento e il prezzo fisso di esercizio.

Inoltre, le tempistiche previste per l'orizzonte di programmazione della nuova capacità da installare e, parimenti, il periodo di esercizio dell'opzione, dovrebbero essere tali da attrarre la partecipazione da parte di operatori "nuovi entranti" nella generazione elettrica, incrementando, in tal modo, il livello di concorrenzialità sul mercato della capacità.

Con riferimento alle tempistiche di avvio della riforma del *Capacity Payment* si attendono, nel corso del 2012, le prime disposizioni di attuazione. Nell'attuale fase di disegno del sistema, TERNA, deve inviare una proposta per l'organizzazione del nuovo mercato al Ministero dello Sviluppo Economico cui compete la definizione dei relativi atti di indirizzo per l'avvio del nuovo meccanismo, che dovrebbe entrare in vigore nel 2017 con la previsione al 2013 dello svolgimento delle prime procedure concorsuali - a partecipazione volontaria previo il rilascio di idonee garanzie - da parte del Gestore di Rete per selezionare i produttori che intendono offrire la propria disponibilità di capacità produttiva.

Rispetto al quadro di riferimento, relativo ai recenti provvedimenti, volti a garantire, da un lato, l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico e il contenimento dei suoi costi di sistema rispetto alle esigenze produttive e competitive del sistema economico italiano e, dall'altro, a promuovere le misure di contrasto all'abuso di posizioni dominanti sul mercato elettrico si ricordano le disposizioni per la regolazione delle Unità Essenziali nelle Isole maggiori (Sardegna e Sicilia).

In tali zone del mercato elettrico sussistono, infatti, in misura differente, ancora criticità sullo stato della concorrenza nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e si conferma la necessità di un attento monitoraggio del mercato all'ingrosso, anche a fronte del fatto che dette zone risultano caratterizzate dalla presenza di due soli grandi operatori in offerta (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia).

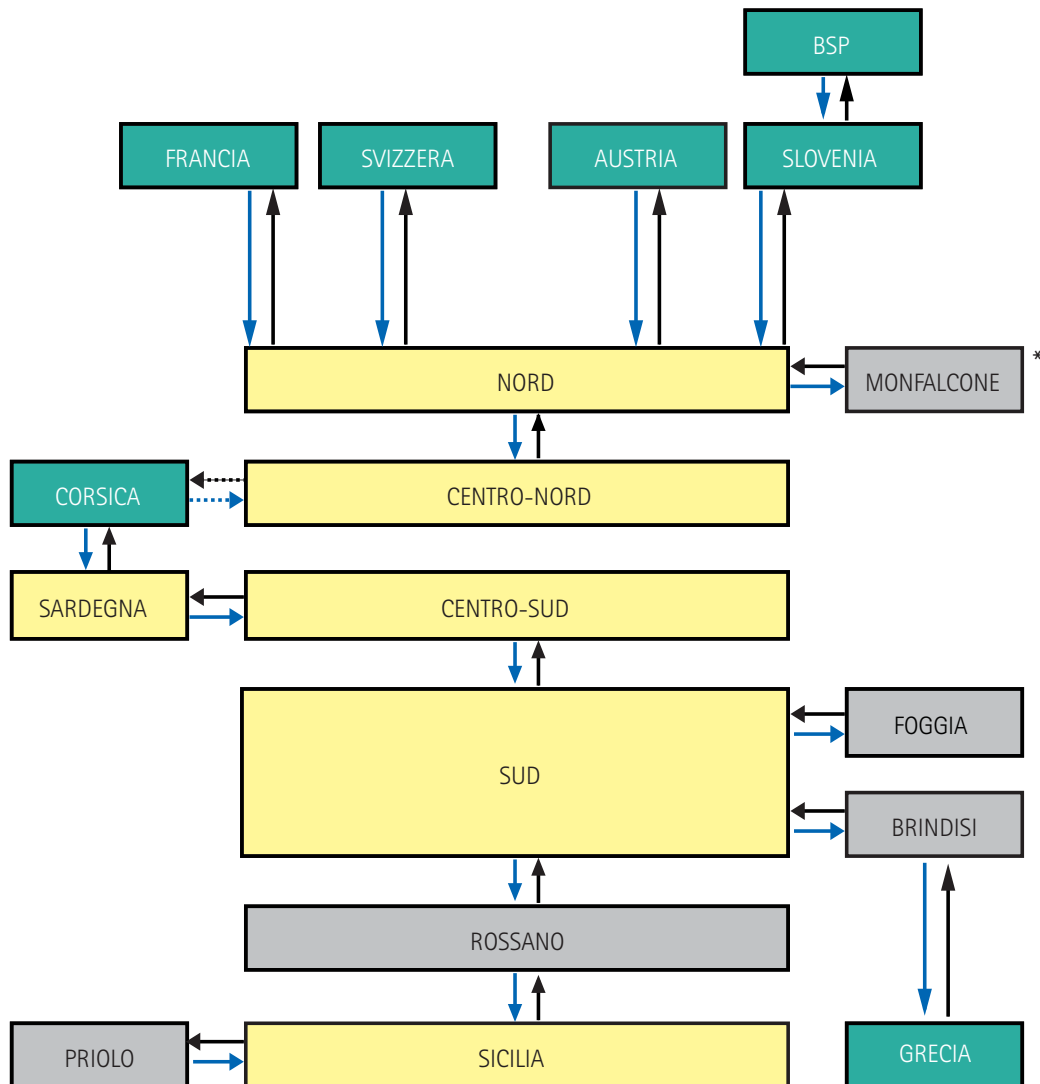
Come indicato dall'AEEG nella PAS 21/11 del 6 ottobre 2011, recante "*Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità*", la situazione concorrenziale in Sardegna è in fase di consistente miglioramento per effetto della piena entrata in operatività del cavo SAPEI di interconnessione fra Continente e Sardegna, mentre quella della Sicilia appare solo parzialmente mitigata, grazie agli impegni assunti, fino al 2014, da ENEL ed EDIPOWER nei confronti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Tali impegni prevedono che, per tutto il 2013, ENEL presenti offerte di vendita su MGP nella zona Sicilia a prezzi non superiori ad un limite di prezzo - pari a 190 €/MWh per l'anno 2011 ma soggetto ad adeguamento negli anni successivi secondo le variazioni di un indice del prezzo del Brent - e che, per lo stesso anno, EDIPOWER richieda, obbligatoriamente, al Regolatore l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi posto dall'articolo 65 della deliberazione n.111/06, disciplinante la gestione degli impianti ritenuti essenziali da Terna alla sicurezza del sistema.

Per quanto indicato, il Regolatore conferma che il processo di selezione e regolazione delle Unità Essenziali alla



sicurezza del sistema, disciplinato ai sensi della deliberazione n. 111/06, insieme ad un attento monitoraggio del mercato da parte dell'Autorità (Deliberazione ARG/elt 115/08 - TIMM), risultano strumenti essenziali per prevenire o identificare situazioni di esercizio del potere di mercato unilaterale e/o collettivo.

Lo schema di rete del mercato elettrico Fig B.1.1



\* Dal 2012 la zona "Monfalcone" è stata riassorbita nella zona Nord

## 2.2 Il mercato a pronti (MPE)

Il Mercato a Pronti, avviato il 1 aprile 2004 in attuazione dell'articolo 5 del dlgs 79/99 è disciplinato dalle disposizioni di cui al decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003 - recante approvazione del testo integrato della disciplina del mercato elettrico - come successivamente modificate ed integrate.

Il disegno di tale mercato è stato parzialmente ridefinito a seguito dell'entrata in vigore delle previsioni di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, adottate in attuazione delle disposizioni introdotte dalla 28 gennaio 2009, n. 2

L'attuale configurazione del MPE prevede un'articolazione dello stesso in Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

- **Mercato del Giorno Prima (MGP).** Il Mercato del Giorno Prima, con i suoi 180 TWh registrati nel 2011, è il principale

mercato gestito dal GME. Sul MGP si scambiano contratti orari con obbligo di consegna fisica, con il GME controparte centrale. L'MGP si qualifica come un mercato fisico per tre ragioni: possono parteciparvi solo operatori elettrici col vincolo di poter presentare offerte di vendita su punti in immissione e offerte di acquisto su punti in prelievo (sul MGP non è, quindi, consentito svolgere attività di *trading*); le offerte devono essere riferite a specifici punti di immissione, e, laddove accettate, danno luogo a programmi di immissione/prelievo (c.d. *unit bids*); le offerte vengono accettate in ordine di merito economico compatibilmente con il rispetto dei vincoli di transito tra zone (c.d. *zonal market*). La contrattazione è gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio: le offerte, relative a tutte le unità e alle 24 ore del giorno di consegna, possono essere presentate a partire da nove giorni prima della consegna e fino alle ore 9:00 del giorno precedente quello di consegna (*gate closure*), con la comunicazione degli esiti del mercato alle ore 11:30. Ciascun operatore può presentare, per ciascuna ora e ciascun punto di offerta, una curva di offerta costituita da quattro coppie prezzo-quantità (c.d. *simple multiple bids*). Poiché i prodotti sono orari e le offerte sono semplici, gli esiti di mercato di ciascuna delle 24 ore possono essere determinati simultaneamente e indipendentemente. Le offerte vengono accettate sulla base di un meccanismo di asta non discriminatoria (o asta a prezzo di equilibrio) che massimizza il valore aggiunto delle transazioni, definito come differenza tra controvalore delle offerte di acquisto e delle offerte di vendita, ciascuna valorizzata al proprio prezzo offerto. Graficamente ciò equivale a costruire una curva di domanda decrescente e una curva di offerta crescente, a definire le offerte accettate come quelle collocate a sinistra del loro punto di intersezione e a valorizzarle al prezzo di incrocio di domanda ed offerta (c.d. *clearing price*). Nell'accettare le offerte presentate, tuttavia, l'algoritmo d'asta verifica che la domanda sia complessivamente uguale all'offerta e che i flussi di transito derivanti dalle offerte accettate siano compatibili con i limiti massimi di transito tra ciascuna coppia di zone limitrofe comunicati da Terna prima dell'apertura del mercato, definendo, quindi, un prezzo di equilibrio per ciascuna zona in cui si articola la rete. Qualora nessun limite risulti saturato, il prezzo di vendita in ciascuna zona sarà uguale; in caso contrario i prezzi zonal di vendita potranno differenziarsi, risultando, per definizione, più bassi nelle zone esportatrici e più alti nelle zone importatrici. In tal senso, il mercato zonale non è solo un'asta esplicita per l'energia, ma anche un'asta implicita per il diritto di transito sulla rete. Per tale motivo, i programmi registrati sulla PCE in esecuzione dei contratti a termine di compravendita dell'energia vengono considerati, ai fini della soluzione zonale del mercato, quali offerte virtuali presentate sul MGP, che non ricevono il prezzo di mercato ma che concorrono a determinare il livello delle congestioni e alle quali viene applicato il CCT. Mentre le offerte di vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte di acquisto sono valorizzate in ciascuna ora ad un Prezzo Unico Nazionale di acquisto (Pun), definito per ciascuna ora come media dei prezzi delle zone geografiche ponderati per il valore degli acquisti dei clienti finali nelle stesse ore e nelle stesse zone<sup>10</sup>. Tale regola non trova applicazione per le offerte di acquisto riferite alle unità di pompaggio e per quelle riferite alle unità virtuali estere, che sono valorizzate ai rispettivi prezzi zonal<sup>11</sup>.

- **Mercato infragiornaliero (MI).** Il Mercato Infragiornaliero, che dal 31 ottobre 2009 ha sostituito il Mercato di Aggiustamento, è organizzato in quattro sessioni: due nel giorno D-1 relative alle 24 ore del giorno D e due nel giorno D relative, rispettivamente, alle ultime 12 e 8 ore (per le tempistiche si rimanda alla Tab.B.1.1). I volumi scambiati sul MI, nel 2011 complessivamente pari a 22 TWh, sono inferiori a quelli scambiati su MGP. Infatti, mentre quest'ultimo ha la principale finalità di definire i contratti di compravendita dell'energia e i relativi programmi di immissione/prelievo, il MI ha l'obiettivo di consentire agli operatori di modificare i programmi definiti in esito all'MGP per risolvere eventuali problemi di dispacciamento (nel caso di impianti di generazione termoelettrici) o, più in generale, di mutata disponibilità all'immissione/prelievo. Sotto il profilo normativo, il MI si differenzia dal MGP per pochi aspetti: il fatto che ciascun operatore può presentare su uno stesso punto di offerta sia offerte in vendita che in acquisto e il fatto

10 A tale riguardo si osserva che il Pun non è calcolato a valle della soluzione del MGP come media dei prezzi zonal ormai determinati, bensì è calcolato insieme ai prezzi zonal durante la risoluzione del mercato. Ciò significa che tra i vincoli cui è soggetta la massimizzazione del valore delle transazioni vi è anche quello che le offerte di acquisto accettate esprimano un prezzo massimo di acquisto non inferiore al Pun. Se così non fosse l'esito del mercato potrebbe produrre risultati paradossali accettando offerte di acquisto che specificano prezzi massimi di acquisto inferiori al valore del Pun. Per un approfondimento in merito si rinvia al documento "Uniform purchase price algorithm" disponibile sul sito del GME all'indirizzo: <http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documents/20041206UniformPurchase.pdf>

11 Tale eccezione si giustifica con la necessità di evitare possibili arbitraggi in relazione a queste unità che, potendo presentare simultaneamente offerte di vendita e di acquisto, potrebbero in ogni ora lucrare la differenza tra prezzo zonale e Pun in tutte le zone in cui il primo risulta inferiore al secondo.

che tutte le offerte sono valorizzate al relativo prezzo zonale, comprese quelle di acquisto. Fino alla fine del 2008 era consentita la presentazione di offerte sul MA solo se riferite a punti in immissione. A partire dal 1 gennaio 2009, invece, è stata prevista la presentazione di offerte sul MA, anche riferite a punti in prelievo: in questo caso, alle offerte in prelievo viene applicato un corrispettivo di non arbitraggio, pari al CCT applicato per quell'ora e quella zona sul MGP.

- **Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).** Il Mercato del servizio di dispacciamento è un mercato di cui il GME gestisce le funzioni operative di scambio dati, ma la cui responsabilità in ordine alla definizione delle regole e all'accettazione delle offerte compete a Terna. Si articola in due sessioni: la prima sessione (c.d. MSD *ex ante* o MSD1) si tiene subito dopo il MI2 con apertura alle ore 15:30, chiusura alle ore 17:00 e pubblicazione degli esiti alle ore 21:00. Su tale mercato Terna risolve eventuali congestioni residue a valle di MGP e MI e si approvvigiona dei margini di riserva sulle unità di produzione al fine di garantirsi la possibilità di bilanciare il sistema in tempo reale. La seconda sessione (c.d. MSD *ex post* o MB) si tiene, invece, nel giorno di consegna e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo l'eventuale accettazione in sede di bilanciamento delle offerte già presentate sul MSD *ex ante*. A differenza di quanto avviene sul MGP e sul MI, le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (c.d. *pay as bid*). La partecipazione a tale mercato è consentita solo agli utenti del dispacciamento e solo con riferimento alle unità di produzione o di consumo definite come rilevanti da Terna. La partecipazione è, peraltro, obbligatoria e si sostanzia nella presentazione, per ciascuna ora e ciascuna unità rilevante, di offerte di vendita (a salire) e di acquisto (a scendere), con prezzo liberamente scelto dall'utente del dispacciamento. Tali offerte possono essere accettate da Terna sia su MSD *ex ante* sia su MSD *ex post*, di modo che ciascuno dei due mercati, a loro volta, si distinguono in mercato a salire e mercato a scendere. Si fa presente che, a seguito dell'approvazione della legge 2/09, Terna ha modificato le regole di funzionamento del MSD a partire dal 1 gennaio 2010. In primo luogo, la partecipazione è stata estesa ad ulteriori operatori, includendo, in particolare, diverse unità CIP6. In secondo luogo, è stata consentita la presentazione di offerte multiple, indicanti sia un numero di tre prezzi di energia incrementali e successivi (GR1, GR2, GR3), sia i relativi costi di accensione e spegnimento degli impianti. Tali offerte possono peraltro differire da un'ora all'altra ed essere modificate sul MB. In terzo luogo, le sessioni di MB sono state portate da 1 a 5 (per gli orari si rimanda alla Tab.B.1.1) e, a partire dal 1 gennaio 2011, sono state introdotte anche due nuove fasi infragionali di programmazione del MSD *ex-ante*, rispettivamente successive all'avvio, in pari data, delle due nuove sessioni di MI3 e MI4.

Tempistiche dei mercati elettrici a pronti

Tab B.1.1

Giorno di riferimento	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MB2	MI3	MSD2	MB3	MI4	MSD3	MB4	MB5
	D-1				D								
Informazioni preliminari	08.00	12.30	15.00	n.d.	n.d.	n.d.	07.30	n.d.	n.d.	11.30	n.d.	n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	10.30	10.30	15.30	°	23.00*	16.00*	°	23.00*	16.00*	°	23.00*	23.00*
Chiusura seduta	09.00	12.30	15.00	17.00	°	04.30	07.30	°	10.30	11.30	°	14.30	20.30
Esiti individuali	10.30	13.00	15.30	21.00	#	#	08.00	10.00	#	12.00	14.00	#	#
Esiti generali	10.30	13.00	15.30		##	##	08.00	##	##	12.00	##	##	##

\*\*l'ora si riferisce al giorno D-9

\*l'ora si riferisce al giorno D-1

°Si utilizzano le offerte presentate sulla prima sottofase del MSD

#quindicesimo giorno mese M+2

##La comunicazione degli esiti generali avviene su base oraria, 1 ora dopo la fine di ciascun periodo orario. Per i primi tre mesi successivi all'avvio del nuovo MSD tali esiti verranno pubblicati su base settimanale.

## 2.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE)

Affidata al GME ai sensi dell'articolo 16, dell'Allegato A alla Delibera AEEG n. 111/06 e ss.mm.ii. ed avviata dal 1 aprile 2007, la Piattaforma Conti Energia (PCE) è una piattaforma di registrazione, nell'ambito della quale gli operatori effettuano la comunicazione dei quantitativi di energia elettrica – senza indicazione dei relativi prezzi di scambio – sottesi ai contratti a termine conclusi bilateralmente al di fuori, quindi, del MPE. Il funzionamento della piattaforma è basato su un "sistema per conti di energia" che consente di separare l'attività di registrazione delle transazioni commerciali da quella di registrazione dei relativi programmi di immissione/prelievo che gli operatori si impegnano ad eseguire. In tal modo, viene resa più efficiente la gestione dei portafogli energia nel medio-lungo periodo, in quanto gli operatori possono facilmente rinegoziare, se necessario, l'energia precedentemente acquistata/venduta. La PCE offre, inoltre, agli operatori che siano iscritti anche IPEX ulteriori forme di flessibilità operativa, come lo *sbilanciamento a programma*, ovvero la possibilità di registrare programmi che risultino inferiori ai saldi netti registrati sul proprio conto e che riportino l'indicazione di un prezzo positivo e conseguentemente – qualora tale prezzo risulti inferiore a quello zonale che lo stesso concorre a determinare – la possibilità, a seconda dei casi, di acquistare o vendere sul MGP una quantità di energia pari alla differenza tra il programma registrato ed il saldo netto del conto energia. In ragione della presenza di tale funzionalità operativa, a fronte di 236 TWh di contratti registrati sulla PCE, i programmi registrati ammontano solo a 119 TWh. Per quanto concerne le tempistiche secondo le quali è possibile effettuare le registrazioni sulla PCE, la delibera AEEG n. 111/06 prevede che possono essere registrati solo contratti con consegna differita massima di due mesi. Ne consegue che per i contratti aventi durata più lunga si debbano eseguire una serie di registrazioni per *tranches* successive.

## 2.4 Il Mercato Elettrico a Termine (MTE) e la Piattaforma per la Consegna Derivati Energia (CDE)

Avviato il 1 novembre 2008, in seguito all'entrata in vigore delle disposizioni di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008 e successivamente ridefinito (a partire dal 1 novembre 2009) in attuazione delle previsioni di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) è un mercato organizzato, nell'ambito del quale il GME agisce da controparte centrale, dove gli operatori possono negoziare contratti standardizzati a termine sull'energia elettrica, aventi sia profilo *baseload* che *peakload*, con obbligo di consegna e ritiro. Al fine di salvaguardare le esigenze di sicurezza e stabilità del sistema elettrico, l'obbligo di consegna fisica dell'energia negoziata a termine ha richiesto l'integrazione funzionale del MTE con la PCE, conseguita mediante la previsione della registrazione sulla PCE delle posizioni fisiche risultanti da contratti a termine conclusi; ciò compatibilmente con il periodo massimo di consegna previsto dalla deliberazione AEEG n. 111/06 per la registrazione degli scambi di energia elettrica sulla PCE (pari a 60 giorni).

Sul MTE infatti, pur essendo quotati, contemporaneamente, 3 contratti mensili, 4 trimestrali e 1 annuale (sempre con profilo *baseload* e *peakload*), il contratto oggetto di liquidazione e consegna è soltanto quello mensile in scadenza. Ai contratti trimestrali e a quello annuale, in prossimità dell'inizio del periodo di consegna, viene applicato il meccanismo del *cascading*, in base al quale gli stessi vengono sostituiti con un numero equivalente di contratti con un periodo di consegna inferiore<sup>12</sup>. Questa struttura comporta che i contratti conclusi sul MTE vengano registrati sulla PCE alla conclusione del *trading period*, ossia immediatamente prima dell'inizio del periodo di consegna. A differenza di quanto avviene sul MGP, il MTE prevede un meccanismo di contrattazione ad asta continua, secondo il quale i contratti vengono conclusi mediante un sistema di abbinamento automatico delle offerte di acquisto e vendita –

<sup>12</sup> Il meccanismo del *cascading* prevede che un contratto trimestrale venga suddiviso in tre contratti mensili (il primo dei quali viene liquidato per consegna fisica), mentre il contratto annuale viene scomposto in tre contratti mensili e tre trimestrali. In entrambi i casi l'orizzonte temporale coperto dai nuovi contratti è identico a quello del contratto originario.

ordinate per priorità di prezzo e di tempo – ad un prezzo corrispondente a quello dell'offerta, di acquisto o di vendita, avente priorità temporale di presentazione. Il prezzo di riferimento pubblicato dal GME è calcolato come la media dei prezzi dei contratti conclusi, ponderati per i rispettivi volumi. Sul MTE è altresì attiva la funzionalità di *OTC clearing* che consente agli operatori di registrare – indicando la controparte, la quantità di energia ed il relativo prezzo di scambio – le transazioni a termine concluse bilateralmente. In tal modo, beneficiando dei vantaggi connessi al ruolo di controparte centrale svolto dal GME sul MTE gli operatori possono così gestire, in maniera efficiente, il rischio di controparte insito in tali contratti. Nel 2011, sul nuovo MTE, sono state concluse 8.228 transazioni per complessivi 33 TWh<sup>13</sup>, a fronte di 6 TWh scambiati nel 2010.

A partire dal 26 novembre 2009, il GME gestisce la piattaforma per la Consegna Derivati Energetici (CDE), finalizzata a consentire una maggiore integrazione tra il mercato a termine fisico e quello finanziario. In particolare, sulla CDE vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi sull'IDEX – segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati di Borsa Italiana S.p.A. in cui sono negoziati contratti *futures* sull'energia elettrica – relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico dell'energia sottostante il contratto stesso. Su CDE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico; tuttavia possono richiedere la consegna fisica sul Mercato Elettrico (ME) solo quegli operatori che dispongano di un conto energia sulla PCE.

L'operatore può esercitare l'opzione di consegna fisica sul ME dell'energia elettrica sottostante i contratti finanziari conclusi sull'IDEX – relativamente a quelli aventi periodo di consegna mensile – nell'ambito dei sistemi informatici di Borsa Italiana e CC&G secondo le modalità e i termini definiti nei rispettivi Regolamenti.

La consegna fisica avviene mediante la registrazione di una transazione di acquisto/vendita di energia, con il GME controparte, sui conti energia della PCE nella disponibilità dello stesso operatore. Nonostante tale strumento di flessibilità, nel corso del 2011 sulla CDE non è stata esercitata alcuna opzione di consegna fisica.

---

13 Tale valore include l'ammontare dei volumi OTC registrati sul MTE a fini di *clearing*.

## 3. I MERCATI AMBIENTALI

### 3.1 La politica di sostegno alle rinnovabili

La scelta di introdurre in Italia un sistema di incentivazione volto a promuovere la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, ha favorito la crescita della capacità installata nel nostro Paese e il rinnovamento del parco produttivo nazionale.

Un contributo significativo in tal senso è stato offerto dal sistema dei Certificati Verdi, ovvero dal sistema di incentivazione, basato su meccanismi di mercato, introdotto dal decreto legislativo 79/99 in sostituzione del precedente sistema di incentivazione di tipo *feed-in tariff*, noto come CIP 6.

Tuttavia, il sistema dei Certificati Verdi, a seguito del processo di evoluzione normativa che ha recentemente interessato le politiche di promozione delle fonti rinnovabili, verrà gradualmente sostituito, a partire dal 2013, da un nuovo sistema di tipo *feed-in tariff*.

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", all'art.25 prevede, infatti, che i produttori e gli importatori da fonti convenzionali hanno l'obbligo 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) in misura pari al 7,55% per il 2012; percentuale destinata a ridursi linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi nell'anno 2015.

Pertanto, gli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2012 continueranno a ricevere certificati verdi per un periodo di 15 anni, mentre per tutti gli impianti che, entreranno in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012, la produzione da fonte rinnovabile verrà incentivata sulla base di criteri generali che dovranno assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio; la durata dell'incentivo, inoltre, sarà pari alla vita media utile della specifica tecnologia dell'impianto utilizzato.

L'incentivo dovrà essere costante per tutto il periodo di incentivazione ed essere assegnato tramite contratti di diritto privato con il GSE.

L'entità dell'incentivo, per gli impianti al di sotto di una certa soglia, diversa da fonte a fonte e comunque non inferiore ai 5 MW elettrici, sarà differenziato per le diverse tecnologie e sarà pari a quello in vigore nel momento in cui l'impianto entrerà in funzione.

Per gli impianti di taglia superiore, l'incentivo verrà determinato attraverso delle aste al ribasso, organizzate dal GSE, ciascuna relativa ad un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tecnologia.

In Europa, Germania e Spagna hanno adottato un sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di tipo *feed-in tariff*. Altri paesi, tra cui UK, Belgio, Polonia, Norvegia e Svezia si sono dotati, invece, di un sistema di mercato basato sui Certificati Verdi. In particolare, Norvegia e Svezia hanno inaugurato, il 1 gennaio 2012, il mercato congiunto dei Certificati verdi, destinato a rimanere in vigore fino al 2035. Obiettivo del mercato è incrementare la produzione da fonti rinnovabili nei due paesi fra 2012 e 2020 di oltre 26 TWh, pari a circa il 50% del consumo del settore domestico in Norvegia.

L'analisi del nuovo mercato che si svilupperà fra i due paesi scandinavi fornirà un utile termine di confronto con il sistema nazionale ancora in vigore.

### 3.2 Mercato dei Certificati Verdi

Il meccanismo di mercato dei Certificati Verdi è stato introdotto in Italia dal d.lgs 16 marzo 1999, n. 79, avente ad oggetto la liberalizzazione del settore elettrico e la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sostituendo gradualmente il precedente sistema di incentivazione di tipo *feed-in tariff*, noto come CIP 6 ed in vigore dal 1992.

Il decreto ha previsto per i produttori e per gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, a partire dal 2002,

l'obbligo di immettere ogni anno in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, per una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh. Tale percentuale d'obbligo è stata, successivamente, incrementata dello 0,35% annuo, rispetto al periodo 2004-2006, ed ancora dello 0,75% annuo, relativamente al 2007-2012.

L'energia prodotta da fonti rinnovabili ha diritto all'emissione di un Certificato Verde, titolo rappresentativo di 1MWh di energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili).

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), responsabile della qualificazione degli impianti, su richiesta del produttore, valuta le caratteristiche dell'impianto tramite una commissione interna e assegna la qualifica di IAFR. Successivamente, il produttore IAFR può richiedere il rilascio dei Certificati Verdi, sia a consuntivo, relativamente alla produzione dell'anno precedente, sia a preventivo, sulla producibilità attesa per l'anno in corso o per quello successivo.

Entro il 31 marzo di ciascun anno, i soggetti obbligati presentano al GSE un numero di CV equivalente alla loro percentuale d'obbligo. Ogni CV è caratterizzato dall'anno di riferimento, cioè quello in cui la produzione da fonti rinnovabili è stata realizzata. Un CV con un determinato anno di riferimento è valido ai fini dell'adempimento dell'obbligo dello stesso anno o dei due anni successivi. Superata la data ultima di adempimento dell'obbligo del secondo anno successivo a quello di riferimento, i relativi CV cesseranno di essere validi.

Possono, inoltre, essere emessi CV di diversa tipologia: in particolare, oltre ai CV emessi per la produzione da impianti certificati IAFR, possono essere emessi CV\_H2, relativamente alla produzione di energia elettrica con l'utilizzo dell'idrogeno e di energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno, ovvero con celle a combustibile, nonché CV\_TRL, relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento).

Nel momento in cui un soggetto obbligato deve adempiere all'obbligo, pertanto, può decidere se investire nella costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili ed ottenere i CV attraverso la produzione di energia elettrica, oppure acquistare i CV da altri produttori. Tale decisione si basa, principalmente, sulla valutazione dei costi marginali corrispondenti alle due alternative; avranno convenienza a realizzare nuovi impianti nel caso in cui i relativi costi marginali risultino inferiori a quelli corrispondenti all'acquisto dei CV.

Proprio al fine di favorire lo scambio dei CV, il Decreto Ministeriale dell'11 novembre 1999 da ultimo abrogato e sostituito dal Decreto Ministeriale del 18 dicembre 2008, recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" ha stabilito che il GME organizzi e gestisca una piattaforma per la negoziazione degli stessi Certificati.

Avviato nel marzo del 2003, il mercato dei CV è organizzato in sessioni all'interno delle quali le transazioni avvengono secondo la regola della negoziazione continua. Ciò significa che, durante l'orario di apertura del mercato, gli operatori possono inserire proposte di acquisto e di vendita, indicando quantità e prezzo. L'abbinamento delle proposte avviene qualora il prezzo della migliore proposta di acquisto è maggiore o uguale della migliore proposta di vendita, e viceversa. È, inoltre, possibile inserire proposte di acquisto e di vendita senza indicazione di prezzo, le quali vanno automaticamente ad abbinarsi con la migliore proposta di segno contrario. Le sessioni si svolgono di norma una volta a settimana, dalle 9.00 alle 12.00.

Su tale mercato, il GME svolge il ruolo di controparte centrale, per garantire il buon esito delle transazioni. A tal fine, per garantire la consegna dei CV negoziati agli acquirenti, le regole del mercato prevedono che sia consentita solo la vendita dei CV disponibili sul conto proprietà di ciascun operatore all'interno del Registro dei CV gestito dal GSE, eliminando, in tal modo, la possibilità di vendite allo scoperto e di mancata consegna dei titoli negoziati. Analogamente, per garantire il pagamento agli operatori venditori, è stato previsto che i potenziali acquirenti versino una somma, il giorno prima di ciascuna sessione di mercato, su un conto corrente intestato al GME, a totale garanzia delle operazioni. Non è pertanto possibile, per gli operatori acquirenti, inserire proposte di acquisto che non siano coperte totalmente dal deposito effettuato, al netto degli acquisti già conclusi.

Oltre alla contrattazione attraverso il mercato organizzato, i certificati verdi possono essere oggetto di libero mercato anche al di fuori della suddetta sede. Per consentire la registrazione delle transazioni over-the-counter, il GME ha sviluppato una funzionalità del mercato, denominata Piattaforma dei Bilaterali CV (PBCV), attraverso la quale gli operatori

possono comunicare gli estremi del contratto bilaterale per consentire il trasferimento dei CV scambiati bilateralmente dal conto proprietà del venditore a quello dell'acquirente. Dal 2009 è obbligatorio registrare tutti i contratti bilaterali attraverso la PBCV, con indicazione del prezzo.

La registrazione delle transazioni bilaterali può avvenire attraverso la modalità "con verifica di congruità" o "senza verifica di congruità".

La registrazione "con verifica di congruità" prevede che il GME, prima di validare la transazione inserita dal venditore e confermata dall'acquirente, effettui un doppio controllo: verifica della disponibilità del numero di CV in vendita in capo all'operatore venditore e verifica che l'operatore acquirente abbia versato, su un conto corrente bancario intestato al GME, il controvalore della transazione in attesa di validazione. Se l'esito delle verifiche sarà positivo, il GME effettuerà un trasferimento del controvalore della transazione a favore dell'operatore venditore e disporrà il trasferimento di proprietà dei CV dal conto proprietà del venditore a quello dell'acquirente, attraverso un collegamento diretto del sistema di gestione della PBCV con il Registro del GSE.

La registrazione "senza verifica di congruità" prevede che il GME, prima di validare la transazione, verifichi la sola disponibilità dei CV in capo all'operatore venditore, senza alcun controllo sull'acquirente. Se l'esito della verifica sarà positivo, il GME disporrà il trasferimento dei CV dal conto proprietà del venditore a quello dell'acquirente.

Il GME non è controparte nelle transazioni registrate attraverso la PBCV, indipendentemente dal fatto che siano state registrate richiedendo la "verifica di congruità" o meno.

### 3.3 Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

La Direttiva 2006/32/CE ha previsto che gli Stati membri adottino misure atte a raggiungere un obiettivo, non vincolante, di risparmio energetico, del 9% entro 9 anni dall'entrata in vigore della Direttiva stessa.

L'Italia, coerentemente con la politica intrapresa per il sostegno delle fonti rinnovabili, ha ritenuto di incentivare il risparmio energetico attraverso l'introduzione di un meccanismo di mercato basato sui Titoli di Efficienza Energetica (TEE). In anticipo rispetto all'approvazione della suddetta Direttiva, sono, infatti, stati introdotti i Decreti ministeriali 20 luglio 2004 del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, i quali hanno previsto degli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovevano essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale con non meno di 100.000 utenti al 31 gennaio 2001 nel quinquennio 2005-2009. In seguito, il decreto 21 dicembre 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico ha abbassato la soglia di idoneità per i distributori obbligati a 50.000 utenti ed ha stabilito nuovi obiettivi per il triennio 2010-2012, rivedendo, altresì, al rialzo gli obiettivi per gli anni 2008 e 2009.

Si riporta di seguito la tabella con i target annuali nazionali di risparmio energetico da raggiungere fino al 2012, successivamente alle modifiche intervenute:

Tab B.2.1 Target annuali nazionali di risparmio energetico

Anno di obbligo	Obblighi Distributori Energia Elettrica (Mtep)	Obblighi Distributori Gas (Mtep)
2005	0,1	0,1
2006	0,2	0,2
2007	0,4	0,4
2008	1,2	1
2009	1,8	1,4
2010	2,4	1,9
2011	3,1	2,2
2012	3,5	2,5



Gli incrementi di efficienza energetica sono perseguiti attraverso progetti che prevedono misure ed interventi di risparmio energetico. I progetti hanno diritto, relativamente al risparmio conseguito, a dei Titoli di Efficienza Energetica, generalmente per 5 anni consecutivi all'entrata in esercizio del progetto a cui si riferisce l'emissione.

I TEE possono essere emessi sia a favore dei distributori obbligati che abbiano realizzato l'intervento, sia a favore dei distributori non obbligati. Possono essere, inoltre, emessi a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) per progetti realizzati autonomamente, nonché a favore delle società che si sono dotate della figura di energy manager (in accordo alla legge n. 10/1991).

L'AEEG ha predisposto e pubblicato le Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti e le modalità di rilascio dei TEE relativamente ai risparmi da questi conseguiti. L'AEEG ha inoltre il compito di verificare i progetti realizzati e certificarne il risparmio conseguito, chiedendo poi al GME di emettere i relativi TEE a favore del titolare del progetto ai sensi dei Decreti Ministeriali del 2004. I TEE si differenziano in tre categorie:

- tipo I: attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II: attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III: attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi dai precedenti.

La Deliberazione 27 ottobre 2011 EEN 9/11 dell'AEEG ha previsto, tra l'altro, l'introduzione di due nuove tipologie di titoli per progetti realizzati nel settore dei trasporti:

- tipo IV: attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28;
- tipo V: attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV.

Per gestire l'emissione dei TEE, il GME ha predisposto il Registro TEE, ovvero un archivio informatico presso il quale viene attivato un conto proprietà per ogni operatore del mercato. Su ogni conto proprietà vengono depositati i TEE rilasciati dal GME e registrate tutte le movimentazioni dei titoli. Le transazioni realizzate attraverso contratti bilaterali sono inserite direttamente dagli operatori nel registro, per consentire il passaggio dei TEE dal conto proprietà del venditore al conto proprietà dell'acquirente.

Per ottemperare all'obbligo, le imprese di distribuzione, entro il 31 maggio di ciascun anno, a decorrere dal 2006, trasmettono all'AEEG i TEE relativi all'obbligo dell'anno precedente per l'annullamento. L'AEEG, dal canto suo, verifica che ciascuna impresa di distribuzione posseda i titoli corrispondenti all'obiettivo annuo, dando successiva disposizione al GME per l'annullamento.

Per ciascun titolo consegnato ed annullato, i distributori obbligati ricevono un "contributo tariffario" a parziale copertura dei costi sostenuti per l'adempimento.

I soggetti obbligati, in un sistema basato sul meccanismo di mercato, devono compiere la scelta tra la possibilità di realizzare autonomamente i progetti di risparmio energetico ed ottenere i TEE necessari per il soddisfacimento degli obblighi, oppure ricorrere all'acquisto dei titoli sul mercato.

Al fine di facilitare lo scambio dei TEE e la ricerca della controparte negoziale, il GME è stato chiamato ad organizzare una sede per la contrattazione dei TEE, secondo quanto previsto all'art.10 comma 3 dei decreti 20 luglio 2004. Le regole di funzionamento del mercato sono state definite d'intesa con l'AEEG (delibera n. 67/05) ed il mercato è operativo dal 2006.

Analogamente al mercato dei Certificati Verdi, anche il mercato dei titoli di efficienza energetica prevede che gli scambi avvengano secondo la regola della negoziazione continua all'interno delle sessioni di contrattazione. Anche le regole di abbinamento delle proposte di acquisto e di vendita dei TEE sono uguali a quelle del mercato CV, così come i meccanismi di garanzia previsti per garantire il buon fine delle operazioni, con la differenza, però, che sul mercato TEE il GME non è controparte centrale. Agli operatori acquirenti è, infatti, richiesto un deposito "in conto prezzo" a parziale copertura del controvalore delle transazioni, il quale deve essere reso disponibile su un conto corrente

bancario, intestato al GME, il giorno prima di ciascuna sessione di mercato. E' inoltre previsto un collegamento diretto tra mercato organizzato e Registro TEE, per garantire la disponibilità dei TEE venduti ed evitare vendite allo scoperto. Il Mercato assicura la trasparenza e la sicurezza delle transazioni, oltreché facilitare la ricerca della controparte e assicurare l'efficiente formazione del prezzo dei TEE.

Il decreto del Ministero Sviluppo Economico 5 settembre 2011 prevede l'estensione del meccanismo di incentivazione basato sui certificati bianchi anche al settore della cogenerazione ad alto rendimento. Le predette disposizioni si applicano:

- alle unità di cogenerazione entrate in esercizio, come nuove unità di cogenerazione, ovvero come rifacimento di unità esistenti secondo le condizioni definite dal presente decreto, a decorrere dal 7 marzo 2007, data di entrata in vigore del decreto legislativo 20/2007;
- alle unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, riconosciute come cogenerative ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio dell'unità medesima, secondo le modalità ed i criteri e nei limiti indicati all'articolo 29, comma 4, del decreto legislativo 28/2011.

Il decreto dispone che gli impianti possano ricevere certificati bianchi riconosciuti per la cogenerazione ad alto rendimento, assimilati al TIPO II e che detti certificati, emessi dal GME, possano essere utilizzati per l'assolvimento della quota d'obbligo da parte dei soggetti obbligati oppure essere oggetto di scambio sul mercato. In alternativa, è altresì previsto che l'operatore possa richiedere il ritiro degli stessi da parte del GSE al prezzo stabilito dall'articolo 6 comma 1 del decreto 21 dicembre 2007.

In questo ambito, il GME sarà impegnato nell'emissione dei TEE, relativamente ai progetti certificati dal GSE. Tale emissioni verranno effettuate a valere sul conto proprietà presso il Registro TEE gestito dal GME, all'interno del quale gli operatori titolari di impianti CAR dovranno aprire un conto proprietà.

Il GSE, inoltre, rilascia la garanzia d'origine all'energia elettrica prodotta mediante CAR (GOc), nel rispetto delle condizioni imposte dal Decreto Legislativo n. 20 del 2007.

### 3.4 Mercato delle Unità di Emissione

Tra le iniziative dell'Unione Europea volte all'introduzione di misure per la riduzione delle emissioni dei gas serra, l'approvazione della Direttiva 2003/87/CE sull'Emission Trading ricopre un ruolo fondamentale.

Tale Direttiva introduce un sistema di scambio di unità di emissione tra gli Stati membri, individuando un primo periodo di applicazione 2005-2007. Successivamente le misure previste si applicano per periodi di 5 anni, a partire dal 2008.

A partire dal 2005, tutti gli impianti che esercitano attività contenute nell'allegato I alla Direttiva devono ottenere un'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra.

È previsto, inoltre, che ciascuno Stato membro predisponga, relativamente a ciascun periodo di riferimento (2005-2007 all'inizio, 2008-2012 e così via), un piano nazionale di assegnazione (PNA) che individui la quantità di unità di emissione che si intendono assegnare a ciascun impianto soggetto all'obbligo e le modalità con cui queste saranno assegnate.

I PNA devono essere approvati dalla Commissione Europea, che può respingerli se ritenuti incompatibili con quanto previsto dalla Direttiva. Le modalità di assegnazione hanno previsto che, nel primo periodo 2005-2007, almeno il 95% delle unità fossero assegnate gratuitamente, mentre per il successivo quinquennio 2008-2012 l'assegnazione gratuita doveva riguardare almeno il 90% delle unità di emissione complessivamente allocate.

Entro il 30 aprile di ciascun anno, il gestore dell'impianto soggetto all'obbligo deve restituire un numero di unità pari alle emissioni totali dell'impianto relative all'anno precedente. Le unità presentate per l'adempimento all'obbligo sono annullate.

Nel caso di inadempimento all'obbligo di consegna delle unità di emissione, al gestore inadempiente viene inflitta una sanzione pari a € 40, relativamente al periodo 2005-2007, e pari a € 100, relativamente al quinquennio successivo

2008-2012, per ciascuna tonnellata di biossido di carbonio emesso e per la quale il gestore non ha restituito la relativa unità. Il pagamento della sanzione non dispensa il gestore dell'impianto dall'obbligo di restituzione delle unità dovute.

Il meccanismo di Emission Trading consente di minimizzare il costo totale di riduzione delle emissioni; se si accetta che la riduzione possa avvenire indipendentemente dalla localizzazione territoriale e si permette il trasferimento dei diritti di emissione, i costi di riduzione, a livello globale, risulteranno più bassi. E' più conveniente, infatti, che le riduzioni siano effettuate laddove esiste un costo marginale inferiore e che sia consentita la trasferibilità dei relativi permessi, piuttosto che far ridurre le emissioni a tutti i soggetti partecipanti indipendentemente dai costi. I paesi che registrano degli alti costi marginali avranno, quindi, convenienza a finanziare le riduzioni in un altro Paese, acquistando i relativi diritti di emissione, piuttosto che ad eseguire interventi diretti.

Per facilitare l'adempimento all'obbligo da parte degli impianti è stata, inoltre, approvata la Direttiva 2004/101/CE (nota come "*Linking Directive*"), la quale costituisce un "ponte" di collegamento tra quanto previsto dal Protocollo di Kyoto, attraverso i meccanismi flessibili e lo schema comunitario di ET. Tale Direttiva prevede, infatti, il riconoscimento dei certificati di riduzione ottenuti con progetti di *Joint Implementation (JI)* e di *Clean Development Mechanism (CDM)* ai fini dell'adempimento all'obbligo previsto dallo schema di Emission Trading. Riconoscere la validità dei crediti ottenuti attraverso progetti di JI e di CDM consente di beneficiare di minori costi marginali di abbattimento delle emissioni, favorendo un abbassamento del prezzo delle unità, con ricadute positive sui *compliance costs*.

Al fine di facilitare lo scambio delle unità di emissione sono nate in Europa, a partire dal 2005, dei mercati organizzati, sia con consegna "a pronti" che "a termine".

In Italia, dal 2 aprile 2007, il GME ha organizzato una piattaforma di scambio, il cui funzionamento, simile a quello del mercato dei certificati verdi, secondo la contrattazione continua, con sessioni di norma settimanali, è rimasto in vigore sino al 1 dicembre 2010.

Successivamente, in considerazione degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati nelle ultime sessioni di mercato nella seconda parte del 2010, il 1 dicembre 2010 il mercato delle unità di emissione è stato sospeso fino a successiva comunicazione.

Negli ultimi due anni, i mercati delle Unità di emissione hanno subito un forte indebolimento sia a causa dell'eccessiva liquidità che in conseguenza della grave crisi dell'economia mondiale, tanto che i prezzi, giunti ai minimi storici, hanno fortemente scoraggiato nuovi investimenti per la riduzione delle emissioni di CO2 nell'atmosfera.

## 4. I MERCATI DEL GAS

### 4.1 L'organizzazione del mercato del gas in Italia

Le attività di trasporto del gas naturale, in Italia, sono di competenza di Snam Rete Gas, gestore di rete, che gestisce e monitora il sistema di trasporto per rendere disponibili in qualsiasi momento e in ogni punto della rete le quantità di gas necessarie.

A tal fine il bilanciamento<sup>14</sup>, fisico e commerciale, costituisce il concetto cardine per il funzionamento del sistema gas ed è disciplinato nel codice di rete.

Per bilanciamento fisico si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali, il gestore di rete, tramite l'attività di dispacciamento, controlla in tempo reale i parametri di flusso al fine di garantire in ogni istante la sicura ed efficiente movimentazione del gas dai punti d'immissione ai punti di prelievo. Lo strumento utilizzato per i fini del bilanciamento fisico della rete nel giorno-gas è lo stoccaggio e, pur nel passaggio dal "bilanciamento a stoccaggio" al "bilanciamento a mercato", le modalità per il dispacciamento fisico del sistema non sono state modificate. Snam Rete Gas, infatti, secondo la nuova disciplina di "bilanciamento a mercato", continua ad accedere alla disponibilità di gas in stoccaggio messa a disposizione dagli utenti abilitati nell'ambito della Piattaforma PB-GAS, nonché eventualmente alla riserva strategica presso le imprese di stoccaggio.

Il bilanciamento commerciale, invece, comprende le attività necessarie alla corretta contabilizzazione ed allocazione del gas trasportato, nonché il sistema di corrispettivi che incentiva gli operatori del mercato a mantenere l'eguaglianza tra le quantità immesse e prelevate dalla rete, coadiuvando, in tal modo, il gestore della rete nella propria attività di bilanciamento fisico.

Gli operatori devono definire i propri programmi di immissione e consumo, oltre ai saldi netti delle loro transazioni effettuate presso le piattaforme e/o i mercati presenti ad oggi in Italia, attraverso la predisposizione di una equazione del bilancio.

In questa equazione le immissioni e i prelievi netti da stoccaggio sono calcolati secondo la regola "nominato = allocato", cioè sono, per definizione, posti pari alla differenza tra il totale delle immissioni e il totale dei prelievi dalla rete dell'operatore medesimo, al netto delle sue transazioni registrate sui mercati del gas. L'eventuale saldo di detta differenza viene definito Desequilibrio e viene valorizzato come tale al prezzo che si forma sulla Piattaforma del Bilanciamento gestita dal GME, per conto di Snam Rete Gas.

La compravendita all'ingrosso di gas naturale in Italia, secondo la normativa in vigore, può essere effettuata sia attraverso la negoziazione di contratti bilaterali (OTC) sia attraverso transazioni sui mercati e le piattaforme gestiti dal GME.

Il saldo di dette transazioni rientra nella equazione di trasporto degli operatori e ciò permette loro di bilanciare le posizioni che assumono nel sistema gas.

Tutte le transazioni concluse dagli operatori, al fine di entrare nella equazione di trasporto, devono essere registrate presso il Punto Virtuale di Scambio (PSV), ovvero la piattaforma informatica gestita da Snam Rete Gas, al quale sono sottesi tutti i punti di entrata e di uscita della Rete Nazionale di gasdotti.

Il PSV, operativo dal primo ottobre 2003, costituisce il punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti, presso il quale gli utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa.

Gli utenti che intendono operare al PSV devono essere titolari di un contratto di trasporto con Snam Rete Gas avente efficacia per l'anno in corso, ovvero indicare un soggetto compensatore ed essere in possesso della relativa accettazione da parte di quest'ultimo, che sia titolare di un contratto di trasporto.

Gli operatori possono concludere e registrare transazioni di gas naturale sul PSV con un anticipo di trenta giorni

<sup>14</sup> Conformemente a quanto previsto all'articolo 8.6 del Decreto Legislativo n° 164/00, il Trasportatore governa i flussi di gas naturale ed i servizi accessori necessari al funzionamento del sistema, tra cui il bilanciamento fisico del sistema.

rispetto alla data nella quale le stesse vengono contabilizzate ai fini del bilanciamento. Essi, inoltre, possono concludere e registrare transazioni di gas naturale nello stesso giorno in cui esse vengono contabilizzate, allo scopo di permettere agli utenti di bilanciare le proprie posizioni.

## 4.2 Piattaforma di negoziazione gas naturale (P-Gas)

Il 10 maggio 2010, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 30, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, e del Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 18 marzo 2010, il GME ha avviato l'operatività della piattaforma di negoziazione (P-GAS comparto Import) attraverso la quale i soggetti<sup>15</sup> che importano gas prodotto da Paesi non appartenenti all'Unione Europea possono adempiere all'obbligo di offerta sul mercato di quote di tale gas importato. Su tale piattaforma è consentita, altresì, la negoziazione di quote di gas offerte su base volontaria.

La definizione puntuale delle modalità di offerta e di consegna di dette quote è stata, invece, rimessa a successivi provvedimenti regolatori dell'AEEG<sup>16</sup>.

Sempre in attuazione delle disposizioni del succitato articolo di legge, inoltre, il MiSE ha emanato il DM 6 agosto 2010 che stabilisce le modalità con cui i produttori di gas naturale assolvono all'obbligo<sup>17</sup> di cessione delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato (c.d. *royalties*), prevedendo in particolare che dette aliquote siano offerte dai titolari esclusivamente presso la Piattaforma organizzata e gestita dal GME (P-GAS Comparto Aliquote). Come previsto dal medesimo decreto, l'AEEG, con Delibera ARG/gas n.132/10 del 9 agosto 2010, ha, successivamente, definito le modalità economiche di offerta delle aliquote presso la P-GAS, adeguando coerentemente le precedenti disposizioni adottate in materia.

Il GME ha così conformato le disposizioni contenute nel Regolamento della piattaforma P-GAS alle disposizioni del DM 6 agosto 2010, rendendo operative, dall'11 agosto 2010, le nuove funzionalità della P-GAS utili a consentire la gestione delle offerte delle predette *royalties*.

Inoltre, in attuazione dell'articolo 11 del d.lgs 130/2010 e delle deliberazioni ARG/Gas 193/10, ARG/Gas 79/11 e 67/2012/R/gas, il GME ha predisposto un nuovo comparto della P-GAS, nell'ambito del quale i soggetti investitori aderenti potranno adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stocicatori virtuali abbinati<sup>18</sup>.

La P-GAS si articola, quindi, in tre comparti:

- comparto Import, nell'ambito del quale sono gestite: i) le offerte in acquisto e in vendita relative alle quote di gas di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge n.40/07 (quote import); ii) le offerte relative alle altre quote diverse da quelle di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge n.40/07. Le negoziazioni del comparto import si svolgono in modalità continua e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto lotti con periodo di consegna mensile e annuale;
- comparto Aliquote, nell'ambito del quale sono gestite le offerte in acquisto e in vendita relative alle aliquote di gas dovute allo Stato di cui all'articolo 11, comma 1, della Legge n. 40/07 (*royalties*). Le negoziazioni del comparto Aliquote si svolgono secondo la modalità d'asta e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto lotti con periodo di consegna mensile;
- comparto ex d.lgs. 130/10, nell'ambito del quale sono gestite le offerte in acquisto e in vendita relative ai quantitativi di gas di cui all'articolo 9 del d.lgs 130/2010. Le negoziazioni del comparto ex d.lgs. 130/10 si svolgono in modalità continua e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto quantitativi con periodo di consegna mensile e semestrale.

<sup>15</sup> I soggetti importatori sono tenuti all'obbligo di cui all'articolo 11, comma 2, della legge 2 aprile 2007, n. 40.

<sup>16</sup> La Delibera ARG/gas n. 20/11 del 16 marzo 2011 ha definito le disposizioni in materia di modalità economiche di offerta delle quote da importazione dell'anno termico 2011/2012 e successivi da offrire sulla P-GAS.

Deliberazione 13 luglio 2011 - ARG/gas 95/11: Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas di aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato, ai sensi dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 12 luglio 2007 e 6 agosto 2010.

<sup>17</sup> I soggetti produttori sono tenuti all'obbligo di cui all'articolo 11, comma 1, della legge 2 aprile 2007, n. 40.

<sup>18</sup> I soggetti investitori aderenti potranno adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stocicatori virtuali abbinati, alternativamente o cumulativamente, sul M-GAS e sulla P-GAS comparto "ex d.lgs. 130/10".

Il GME gestisce la P-GAS, in qualità di broker (non svolge il ruolo di controparte centrale), mentre la gestione della consegna del gas negoziato, delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene svolta direttamente dagli operatori. Ciò comporta che le condizioni di fornitura sono stabilite dal venditore, il quale le comunica al GME, che procede a pubblicarle sul proprio sito, senza effettuare su di esse controlli di merito. Di conseguenza, i contratti negoziati da ciascun operatore possono differire tra loro.

Le unità di misura adottate sulla P-GAS, nel comparto Import e Aliquote, sono il GJ, per le quote di gas naturale, e centesimi di Euro/GJ, con specificazione di tre decimali, per i prezzi unitari. Relativamente al comparto ex d.lgs. 130/10, invece, le unità di misura adottate sono il MWh, per le quantità di gas naturale scambiate, e l'Euro/MWh, con specificazione di tre decimali. La quantità minima negoziabile (lotto minimo) è di 3,6 GJ/giorno, pari a 1 MWh<sup>19</sup>.

Sul comparto Import della P-GAS sono quotati, contemporaneamente, i seguenti contratti:

- 1 Mensile, riferito al secondo mese successivo a quello in corso;
- 1 Annuale, riferito all'anno termico successivo a quello in corso.

Il contratto mensile è negoziabile a partire dal giorno di mercato aperto successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto mensile, riferito al mese precedente, fino all'ultimo giorno di mercato aperto del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna.

Il contratto annuale è negoziabile a partire dal giorno di mercato aperto successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto annuale, riferito all'anno precedente, fino all'ultima sessione di mercato del mese di agosto dell'anno termico precedente.

Relativamente alle quote di gas diverse<sup>20</sup> da quelle offerte dai soggetti all'obbligo sono quotati, contemporaneamente, i seguenti contratti:

- fino ad un numero massimo di 6 (sei) contratti mensili;
- 1 annuale.

Ciascun contratto mensile è negoziabile a partire dal primo giorno di mercato aperto del sesto mese antecedente l'inizio del periodo di consegna fino al penultimo giorno di mercato aperto del mese antecedente l'inizio del periodo di consegna. Il periodo di negoziazione del contratto annuale è corrispondente al periodo di negoziazione del contratto annuale relativo alle quote import.

Sul comparto Aliquote della P-GAS sono negoziati, esclusivamente, contratti mensili, i quali hanno lo stesso periodo di negoziazione del contratto mensile offerto dagli importatori nel comparto import.

Infine sul comparto ex d.lgs. 130/10 della P-GAS sono quotati contemporaneamente:

- contratti mensili;
- 1 contratto semestrale.

Il contratto mensile è negoziabile a partire dal primo giorno di mercato aperto del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna fino all'ultimo giorno di mercato aperto del mese antecedente l'inizio del periodo di consegna.

Il contratto semestrale è negoziabile a partire dal primo giorno di mercato aperto del mese di marzo dell'anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna fino all'ultimo giorno di mercato aperto del mese di settembre dell'anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna.

19 Ad esempio 3,6 GJ/giorno corrisponde a lotti di 108 GJ per un contratto mensile relativo a un mese composto da 30 giorni e a 1.314 GJ per un contratto annuale.

20 In seguito all'esame della situazione di emergenza determinatasi dal 23 luglio 2010 in esito all'indisponibilità del sistema di trasporto transfrontaliero gas gestito dalla società Transigas SA (nel seguito Transigas), il MiSE ha emanato indirizzi per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti del gas naturale, per il funzionamento coordinato degli stoccaggi e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale. Allo scopo di favorire la risoluzione delle criticità conseguenti all'interruzione del metanodotto Transigas, il MiSE ha richiesto al GME, in data 13 settembre 2010, di emendare il Regolamento della P-GAS al fine di prevedere, nell'ambito del comparto import - con riferimento alle sole quote gas diverse da quelle soggette all'obbligo di offerta - la possibilità di estendere il periodo di negoziazione dei contratti mensili, stabilendo che tali contratti siano negoziati a partire dal primo giorno di mercato aperto del sesto mese antecedente a quello di consegna e fino al penultimo giorno di mercato aperto del mese antecedente l'inizio del periodo di consegna. A seguito dell'approvazione da parte del MiSE delle modifiche predisposte dal GME al Regolamento della P-GAS, detti prodotti sono stati resi negoziabili all'interno del Comparto Import della P-GAS, a partire dal 24 settembre 2010.

### 4.3 Mercato a Pronti

Ai sensi dell'articolo 30 della legge 23 luglio 2009, n. 99, il GME, il 10 dicembre 2010, ha avviato l'operatività del mercato a pronti del gas naturale (M-GAS).

Sul M-GAS sono ammessi ad operare solo gli operatori che siano abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale (PSV).

Sul M-GAS, a differenza della P-GAS, il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori, garantendo la consegna del gas negoziato, oltre che il buon esito dei pagamenti.

Al fine di garantire la consegna del gas negoziato sul M-GAS, il GME ha sottoscritto con Snam Rete Gas una specifica Convenzione che disciplina lo scambio di alcuni flussi informativi, indispensabili per la corretta gestione rispettivamente delle attività di mercato e di quelle di registrazione delle quantità di gas scambiate sul PSV, gestito, per l'appunto, da Snam Rete Gas.

Il buon fine dei pagamenti relativi alle quantità di gas scambiate è assicurato, invece, dalla previsione di un sistema di garanzie finanziarie (per le modalità di funzionamento del sistema di garanzia si rimanda al paragrafo successivo).

L'M-GAS si articola in:

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

Il prodotto negoziato su entrambe le sessioni di mercato è riferito al giorno-gas (definito dalle 06:00 alle 06:00 del giorno successivo). Al fine di rendere più immediato il confronto con il prezzo dell'energia elettrica e con il gas scambiato nelle altre borse europee, l'unità di misura del prezzo e delle quantità, sono espresse, rispettivamente, in Euro/MWh e MWh.

Sul MGP-GAS la modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura. Esso, quindi, si compone di due fasi successive tra loro: nella prima le negoziazioni si svolgono in modalità continua, nella seconda secondo le modalità di asta. La sessione in negoziazione continua si apre alle 8:00 del terzo giorno antecedente il giorno-gas cui le offerte si riferiscono e si chiude alle ore 10:00 del giorno precedente al giorno-gas cui le offerte si riferiscono. Durante la negoziazione continua, la conclusione delle transazioni avviene mediante abbinamento automatico delle offerte, ordinate per priorità di prezzo e di tempo.

Al termine della sessione di negoziazione continua, le offerte ineseguite, verificate come valide e congrue, sono automaticamente trasferite nella seduta di negoziazione ad asta, con un prezzo pari a quello esposto sul book e la priorità temporale della proposta originaria. Gli operatori hanno, comunque, la possibilità, nel corso della seduta, di modificare o cancellare le suddette offerte. L'asta di chiusura si svolge in un'unica sessione il giorno-gas precedente a quello a cui le offerte si riferiscono, con apertura alle ore 10:00 e chiusura alle ore 11:00. Durante l'asta di chiusura gli operatori possono presentare fino ad un massimo di quattro offerte semplici o multiple. Ai fini della determinazione dell'esito dei mercati, ciascuna offerta multipla è considerata come un insieme di offerte semplici.

Il MI-GAS è, invece, costituito da un'unica sessione in negoziazione continua che si svolge successivamente alla chiusura della sessione di MGP-GAS. Il MI-GAS si apre alle 14:00 del giorno precedente al giorno-gas cui le offerte si riferiscono, e si chiude alle 15:30 del giorno-gas stesso cui le offerte si riferiscono.

### 4.4 Piattaforma di Bilanciamento

Dal primo dicembre 2011 è operativo, in Italia, il mercato del bilanciamento di merito economico del gas naturale, gestito dal GME, introdotto con la finalità di valorizzare gli sbilanci tra i quantitativi programmati e quelli effettivamente erogati in base al valore di mercato del gas necessario per conseguire il bilanciamento di Sistema. La nuova disciplina del sistema di bilanciamento semplificato, basato su criteri di mercato (SBSM), è stata definita dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in ottemperanza delle previsioni di cui all'art.11 del d.lgs. 13 agosto 2010 n. 130, con la Deliberazione del 14 aprile

2011, ARG/gas 45/11, che riflette le previsioni della normativa comunitaria contenute nel c.d. terzo pacchetto energia, specificatamente il regolamento CE n. 715/2009, e della legge di recepimento n. 96/10.

In un contesto di sviluppo graduale del mercato del gas naturale nazionale verso assetti più maturi, la riforma del servizio di bilanciamento e la sua evoluzione basata su criteri di mercato, oltre ad accrescere la flessibilità e la liquidità dell'offerta, costituisce un elemento essenziale per la promozione della concorrenza nel mercato stesso, condizionando, in maniera positiva, lo sviluppo del mercato a pronti del gas, in ragione della contiguità esistente tra mercato spot e mercato del bilanciamento. La definizione di meccanismi di mercato trasparenti e obiettivi per la fornitura e l'acquisto del gas necessario ai fini del bilanciamento, garantisce l'instaurarsi di procedure non discriminatorie, tali da permettere a tutti gli operatori del mercato, compresi i nuovi entranti, un accesso allo stesso. Inoltre, la definizione di prezzi di scambio, secondo un meccanismo trasparente di mercato, consente agli operatori di disporre di segnali economici adeguati per conseguire sia un uso efficiente della capacità che una migliore gestione delle strategie di portafoglio.

La nuova disciplina ha previsto la costituzione di una piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS) a cui il responsabile del bilanciamento (SNAM) ricorre per approvvigionarsi delle risorse necessarie alla copertura dello sbilanciamento complessivo della rete. In particolare, in tale sistema, SNAM svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni eseguite sulla piattaforma, mentre il GME è il soggetto responsabile della organizzazione e gestione, per conto di SNAM, della PB-GAS.

Il mercato si svolge secondo sessioni giornaliere, riferite ciascuna al giorno-gas immediatamente precedente a quello di chiusura della sessione, ed opera in modalità di negoziazione ad asta a prezzo marginale. Per garantire la sicurezza del sistema, il funzionamento del SBSM prevede che il dispacciamento fisico del sistema da parte di SNAM continui ad essere incentrato sull'utilizzo dello stoccaggio. A tal fine è stato previsto l'obbligo di partecipazione a tale mercato per tutti gli utenti che abbiano acquistato diritti sui servizi di stoccaggio (definiti *utenti abilitati*), ad eccezione degli utenti del servizio di stoccaggio strategico. Al fine di evitare complessità gestionali e permettere un migliore monitoraggio del sistema, l'art. 13 della Deliberazione ARG/gas 45/11 ha previsto che in una prima fase, segnatamente fino al 31 marzo 2012, la determinazione delle offerte accettate nella sessione di bilanciamento e del relativo prezzo di sbilanciamento avvenisse unicamente sulla base delle offerte idonee a coprire lo sbilanciamento complessivo del sistema, prevedendo, dopo tale periodo, la combinazione delle offerte a salire e a scendere presentate dagli utenti abilitati nella medesima sessione con l'offerta corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema presentata da SNAM. Ciò al fine di ottenere un prezzo di sbilanciamento maggiormente rappresentativo del valore del gas per il bilanciamento del sistema.



## 5. IL SISTEMA DI PAGAMENTI E DI GARANZIE

Il sistema di garanzia e pagamenti del mercato elettrico e del mercato del gas si basa su fideiussioni a prima richiesta, il cui importo deve coprire il debito netto che ciascun operatore contrae durante il ciclo di fatturazione e pagamento. La sua regolazione è stata fissata, rispettivamente, nel quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di fatturazione, ovvero nel quindicesimo giorno lavorativo del mese successivo a quello di fatturazione.

In particolare, con riferimento al mercato elettrico, gli operatori presentano garanzie finanziarie, cumulabili tra loro, a copertura delle obbligazioni, che sorgono sui mercati dell'energia ovvero sulla Piattaforma dei Conti Energia, nella forma di fideiussione a prima richiesta, ovvero di deposito infruttifero in contanti. Le garanzie devono soddisfare i requisiti indicati nella Disciplina del Mercato Elettrico e, qualora presentate nella forma di fideiussioni, le stesse devono essere conformi, a seconda dei casi, ai modelli allegati alla Disciplina del Mercato Elettrico (art. 79)<sup>21</sup> e possono essere aggiornate presentando una lettera di aggiornamento conforme ai modelli allegati alla Disciplina (art. 80).

Infine, relativamente al mercato del gas, ai fini della presentazione di offerte congrue sul M-GAS, l'operatore può presentare, congiuntamente o disgiuntamente, una garanzia nella forma di fideiussione a prima richiesta che soddisfi i requisiti indicati nel Regolamento del mercato del Gas, ovvero nella forma di deposito infruttifero in contanti.

---

<sup>21</sup> L'operatore che abbia presentato al GME una garanzia fideiussoria cumulata, può destinare parte di detta garanzia a copertura delle partite economiche che possono sorgere sui diversi mercati dell'energia o sulla PCE, presentando al GME una dichiarazione resa dal legale rappresentante, ovvero di altro soggetto munito dei necessari poteri, redatta in conformità al modello pubblicato sul sito Internet del GME, con l'indicazione dell'ammontare della garanzia fideiussoria che intende destinare ai diversi mercati e/o alla PCE.



# SEZIONE

# C

## L'ANDAMENTO DEI MERCATI

1.	Il contesto.....	58
1.1	Lo scenario internazionale.....	58
1.1.1	I consumi di energia primaria.....	61
1.1.2	Il mercato del petrolio .....	64
1.1.3	Il mercato del carbone.....	66
1.1.4	Il mercato del gas naturale.....	68
1.1.5	La politica ambientale .....	70
1.2	Il settore energetico italiano.....	73
1.2.1	Il bilancio energetico nazionale.....	73
1.2.2	Il sistema gas.....	75
1.2.3	Il sistema elettrico .....	80
2.	I mercati elettrici .....	84
2.1	La partecipazione al mercato .....	84
2.2	Il mercato del giorno prima (MGP) .....	88
2.2.1	Il prezzo di acquisto unico nazionale (Pun) .....	88
2.2.2	I prezzi di vendita e le configurazioni zonalì .....	93
2.2.3	Domanda e Offerta .....	99
2.2.3.1	Domanda .....	99
2.2.3.2	Offerta .....	102
2.2.3.3	Vendite e performance per fonti e tecnologie .....	103
2.2.4	Concentrazione e potere di mercato .....	107
2.3	Mercato Infragiornaliero (MI).....	111
2.3.1	Prezzi.....	111
2.3.2	Volumi.....	114
2.4	Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) .....	118
2.4.1	MSD EX-ANTE.....	118
2.5	Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE).....	122
2.6	Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e la Piattaforma Consegna derivati energia (CDE) .....	126
2.6.1	Volumi su MTE.....	127
2.6.2	Prezzi su MTE.....	132
2.7	Confronti internazionali .....	135
3.	I mercati del gas .....	144
3.1	Piattaforma Gas (P-GAS).....	144
3.2	Mercato a pronti Gas (M-GAS).....	146
3.3	Piattaforma di bilanciamento Gas (PB-GAS).....	147
3.4	Confronti internazionali .....	150
4.	I mercati ambientali.....	153
4.1	Mercato dei Certificati Verdi.....	153
4.2	Titoli di efficienza energetica.....	162
4.3	Unità di emissione (EUA).....	168
4.4	Lo scenario internazionale del mercato CO <sub>2</sub> .....	169

# L'ANDAMENTO DEI MERCATI

## 1. IL CONTESTO

### 1.1 Lo scenario internazionale

Nel 2011 il mercato europeo è stato influenzato dalla crisi economica statunitense, che ha assunto, in Europa, connotazioni nuove e peculiari. Infatti, mentre gli Stati Uniti, nel 2011, dopo il difficilissimo biennio 2008 – 2009, sembrano rispondere meglio alle sfide economiche poste dalla difficile congiuntura finanziaria, in Europa si sono aperti scenari di crisi destinati ad acuirsi nel corso del 2012. Confrontando i due macrosistemi, risulta chiaro come l'iniziale crisi dei debiti bancari americani si sia poi trasformata in crisi dei debiti sovrani europei, riversando i suoi pesanti effetti in tutta l'area euro. Questo rapido e profondo passaggio ha disatteso le precedenti previsioni, dalle quali potenzialmente ci si attendeva un andamento a "V" della crisi e che, invece, si sono rivelate eccessivamente ottimistiche. Dopo un 2010 in ripresa, specie per le economie emergenti, infatti, si è assistito ad un nuovo e più forte declino del PIL in tutti i paesi, con un biennio articolato in due fasi: la prima di progressivo rallentamento dell'economia e la seconda di scivolamento verso la stagnazione, con alcuni paesi in Europa che affrontano una fase di recessione (Italia, Grecia, Portogallo e nel 2012 anche la Spagna) (Fig.C.1.1).

Fig C.1.1 Evoluzione del tasso di crescita del PIL



Fonte: WEO 2011 FMI

Tuttavia, sebbene la fase di rallentamento economico assuma caratteristiche comuni in tutte le maggiori potenze mondiali, il dato aggregato nasconde realtà regionali e nazionali profondamente diversificate (Tab.C.1.1).

I paesi di nuova industrializzazione (Brics<sup>1</sup>), ad esempio, reagiscono meglio alla crisi, riportando una semplice contrazione

1 Brasile, Russia, India, Cina e Sud Africa.

della propria crescita e mantenendo tassi di sviluppo in media intorno al 6,2%. Peculiare appare il caso della Russia e dei Paesi confederati (CIS), che vedono il proprio PIL quantomeno stabile, se non in lievissima crescita grazie, soprattutto, ai proventi delle esportazioni energetiche. Nel complesso, grazie al contributo di Brasile, Russia, India, Cina e Sud Africa il tasso di crescita del PIL mondiale del 2011, pur calando sensibilmente, si è attestato intorno al 3,9%.

Gli Stati Uniti sopportano un brusco calo nella crescita del PIL, che dal 3% scende all'1,7%, facendo registrare, fra tutte le economie avanzate, la maggiore flessione. In tale paese, l'occupazione, conseguentemente, cresce meno delle aspettative e il 2011 si chiude con un tasso di disoccupazione ancora elevato, che si attesta intorno al 8,5%. Nonostante ciò, gli USA mostrano incoraggianti segnali di superamento della crisi che, secondo le stime, porteranno ad una crescita del PIL, per il 2012, del 2,1%.

Tasso di crescita percentuale del PIL e di altre variabili



PIL	2000	2010	2011	Proiezioni	
				2012	2013
Mondo	4,7	5,3	3,9	3,5	4,1
Economie Avanzate	3,9	3,2	1,6	1,4	2,0
USA	3,4	3,0	1,7	2,1	2,4
Unione Europea	3,4°	1,9°°	1,4°°°	-0,3	0,9
Italia	2,9	1,8	0,4	-1,9	-0,3
Germania	3,0	3,6	3,1	0,6	1,5
Francia	3,6	1,4	1,7	0,5	1,0
Regno Unito	3,0	2,1	0,7	0,8	2,0
Spagna	2,8	-0,1	0,7	-1,8	0,1
Giappone	0,8	4,4	-0,7	2,0	1,7
Economie Emergenti	5,7	7,5	6,2	5,7	6,0
Russia	8,3	4,3	4,3	4,0	3,9
Cina	8	10,4	9,2	8,2	8,8
India	6	10,6	7,2	6,9	7,3
Brasile	4,4	7,5	2,7	3,0	4,1
Volumi Commercio Globale	12,4	12,9	5,8	4	5,6
Prezzo del petrolio**	57	27,9	31,6	10,3	-4,1
Inflazione					
Econ. Avanzate	2,3	1,5	2,7	1,9	1,7
Econ. Emergenti	6,1	6,1	7,1	6,2	5,6

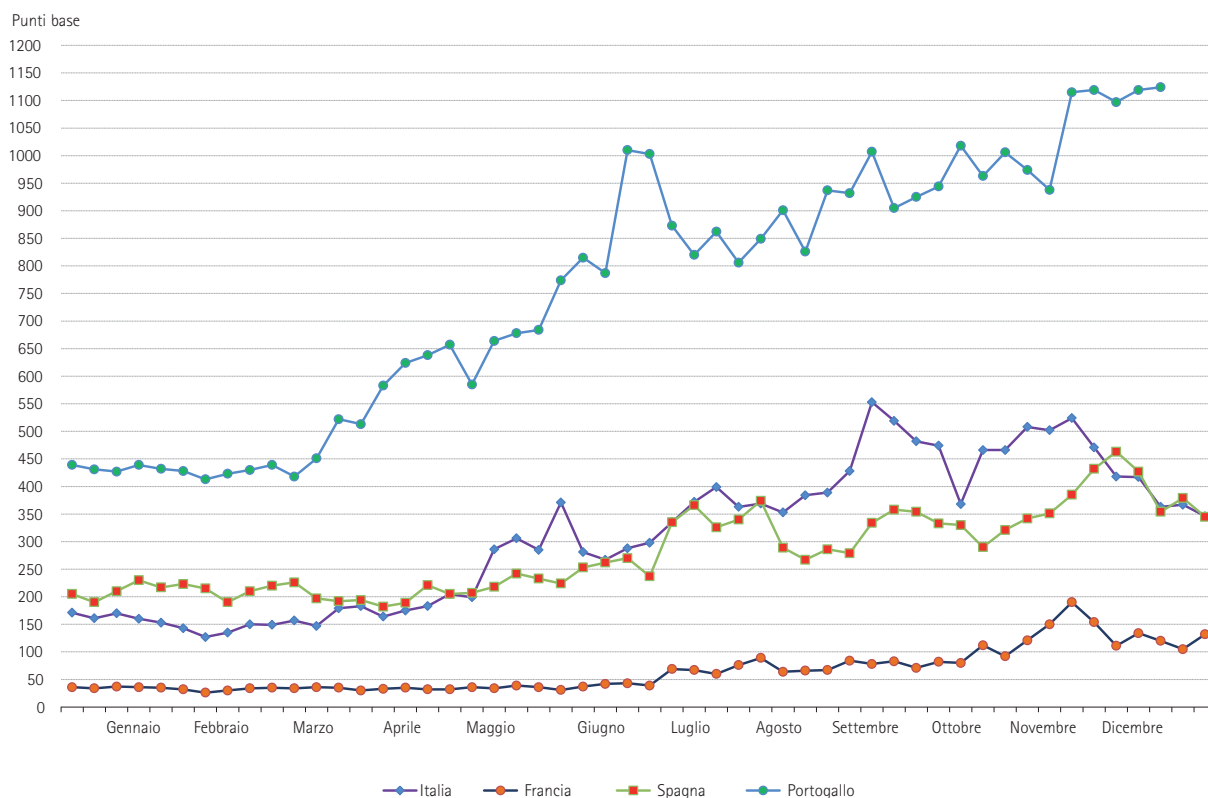
° Eu - 15; °° dal 2005 Eu -25; °°° dal 2006 Eu -27

\*\* Media semplice dei prezzi del Brent, WTI e Dubai pari 104,01 \$ nel 2011

Fonte: FMI, World Economic Outlook. Aprile, 2011

Diverso appare lo scenario nell'Eurozona, epicentro, nel 2011, di una congiuntura economico-finanziaria particolarmente tesa. Sotto il profilo dell'economia reale, nonostante il tasso di crescita del PIL sia sceso meno che in altre aree (0,5%), il suo valore si è confermato debole (1,4%), evidenziando forti differenze e disomogeneità tra i paesi continentali. In particolare, la Germania mostra una crescita del 3,1% e la Francia dell'1,7%, Spagna e Regno Unito hanno tassi di crescita inferiori all'1%, mentre altri paesi europei registrano tassi prossimi alla stagnazione, come l'Italia (0,4%), che diventano addirittura negativi nel caso di Grecia (-6,9%) e Portogallo (-1,5%). Specularmente, sotto il profilo finanziario, l'ingente esposizione dei deficit pubblici, gonfiatisi oltremodo per fronteggiare la prima ondata di crisi finanziaria del biennio 2008 - 2009, è stata oggetto della speculazione e della sfiducia dei mercati finanziari che, forti dell'ingente liquidità immessa nel sistema nel corso degli anni duemila, hanno fatto aumentare il differenziale dei rendimenti dei titoli pubblici di diversi paesi, minacciando, conseguentemente, di far esplodere i debiti pubblici dei paesi maggiormente indebitati (Fig. C.1.2). In tale situazione, un primo effetto diretto è stato evidenziato da una marcata contrazione del credito (c.d. *credit crunch*), allo stesso tempo, concausa ed effetto della più generale crisi di liquidità per il settore reale. Esemplificativo, al riguardo, è l'andamento del mercato interbancario dei capitali, dove si è registrata, nel corso del 2011, un'impennata dei depositi presso la BCE, per un ammontare record pari a 411 miliardi.

Fig C.1.2 Andamento settimanale dello *spread* dei titoli pubblici a 10 anni rispetto al Bund



Fonte: Bloomberg 2012

In generale, la crisi è stata fronteggiata, in tutti i paesi dell'euroarea, attraverso un forte rigore nelle manovre di finanza pubblica, particolarmente incisive nei paesi sotto attacco speculativo, finalizzate al consolidamento del debito pubblico, i cui effetti non potranno che essere, nel breve periodo, recessivi. Un dato, questo, che unitamente al peggioramento delle aspettative degli operatori e all'interruzione del ciclo degli investimenti spiega il trend negativo atteso per il 2012, con stagnazioni in Francia (0,5%) e in Germania (0,6%), ovvero con recessioni nette e forti come in Spagna (-1,8%) e in Italia (-1,9%).

Guardando più specificamente all'Italia, il 2011 si è contraddistinto per un calo netto del tasso di crescita del PIL, passato dall'1,8% del 2010 allo 0,4%. Flessione che ha condotto l'economia nazionale verso una sostanziale stagnazione, con una progressiva diminuzione dei consumi dei beni di larga diffusione e dei prodotti energetici. L'ultimo trimestre del 2011 si è chiuso con un -2,9% e il primo trimestre 2012 ha fatto registrare un preoccupante -0,8%<sup>2</sup>. Il paese è formalmente entrato in recessione e la Banca d'Italia stima che, tale condizione durerà oltre un anno, sempre che non intervengano nuovi fattori negativi, come l'aggravarsi delle situazione economiche di Grecia e Portogallo. La produzione industriale, pur avendo mostrato segni di reattività e con una media annuale debolmente positiva (+1,27%), ha, comunque, chiuso l'ultimo quadrimestre dell'anno in forte rallentamento.

Il ricorso all'indebitamento, legato alla perdurante situazione di crisi che ha già visto almeno un triennio di esborsi extra per le spese di CIG<sup>3</sup> insieme al mantenimento di un livello base di *Welfare State*, se da una parte hanno garantito la tenuta sociale, dall'altra hanno contribuito ad incrementare il livello medio dei deficit annuali, non avendo il mantenimento di tali impegni di spesa pubblica trovato supporto in un'adeguata e corrispondente crescita del PIL. Conseguentemente, si sono rese necessarie manovre di risanamento della finanza pubblica (119,6% debito pubblico/PIL)<sup>4</sup> a fronte di un debito,

2 Stime Istat (aprile 2012).  
 3 Cassa Integrazione Guadagni.  
 4 Stima del Governo.

in termini assoluti, attestandosi a dicembre sui 1897,9 mld di €

In tale contesto si registra, inoltre, un tasso d'inflazione medio annuo, per il 2011, in salita rispetto all'1,5% del 2010, pari a 2,8%. Si tratta del valore medio annuo più alto dal 2008 (+3,3%).

In tal modo, anche a seguito delle misure di politica economica adottate a fine anno, l'inflazione da strisciante è passata a consistente, cioè capace di incidere direttamente sui prezzi finali di beni e servizi (es. l'aumento di un punto dell'IVA).

Per quanto riguarda il settore energetico, i due più importanti effetti di sostegno alla dinamica dei prezzi derivano dagli aumenti congiunturali dei prezzi dei servizi a rete (luce, gas, acqua) e, soprattutto, dei beni energetici. Di considerevole entità appare l'incremento dei prezzi dei carburanti nel 2011: benzina (+11,2%), gasolio da trazione (25,2%) e gasolio da riscaldamento (15,2%).

Ricomponendo in sintesi i diversi elementi descritti, si delinea, quindi, per il biennio in corso, da una parte una condizione di "stagflazione"<sup>5</sup> dovuta ai bassi consumi e all'inflazione in rialzo, e, dall'altra, il rischio della cosiddetta "trappola della liquidità" per la scarsa fiducia nella tempestività dei pagamenti e dalla propensione degli operatori del credito a detenere liquidità, piuttosto che ad avviare nuovi processi di investimento. Il rischio è che le misure adottate dal Governo, specie quelle per il risanamento, possano non tradursi in un progressivo aumento del PIL, ma vadano invece a "scaricarsi", prevalentemente, sui prezzi, ingenerando una seconda ondata inflazionistica, con ulteriori penalizzazioni per gli acquisti in Import e le vendite Export.

Si aggiunga, poi, che le proiezioni negative sulla crescita nazionale hanno provocato un aumento dello spread – il differenziale fra i titoli pluriennali italiani (BTP) ed i bund tedeschi, assunti come parametro di riferimento per tutta l'area euro – accrescendone il valore e registrando, nel contempo, una volatilità rilevante intorno ad una media già molto elevata.

### 1.1.1 I consumi di energia primaria

I consumi di energia primaria nel 2011 hanno risentito del generale clima di incertezza causato dalla crisi economica, in ragione della stretta correlazione esistente tra i trend economici e i consumi energetici, specie quelli elettrici.

A tali fenomeni si sono aggiunti, inoltre, alcuni eventi specifici, di potenziale rilievo per il settore energetico, tra cui i movimenti insurrezionalisti nei paesi islamici del Mediterraneo, con le conseguenti tensioni sugli approvvigionamenti di gas per il sud Europa, e il disastro nucleare di Fukushima in Giappone, che ha provocato un incremento della domanda di GNL da parte del Paese, con riflessi sui mercati asiatici del gas e un ripensamento delle scelte di politica energetica di altri Stati. Già nel 2011, infatti, tale evento ha indotto alcuni Governi, che pochi mesi prima del disastro avevano annunciato l'intenzione di prorogare la vita di alcune centrali atomiche ovvero di crearne di nuove (Germania, Italia, Finlandia), a bruschi capovolgimenti di fronte, producendo, da subito, tensioni sui mercati europei dell'energia per l'improvvisa riduzione della capacità disponibile alla punta. Tuttavia, appare ancora prematuro analizzare gli ulteriori impatti di tali scelte, considerando che la produzione nucleare tedesca non si è ancora azzerata e la crisi economica limita, di fatto, la richiesta di potenza. Il superamento di questi due elementi potrebbe determinare condizioni di grande criticità nell'equilibrio domanda-offerta europeo, con possibili riflessi non solo sui prezzi dell'elettricità in Europa ma anche sulla domanda di energia da fonti rinnovabili e gas, che andrebbero ad accelerare la transizione, già in corso, da un modello basato su fonti tradizionali a un modello basato su fonti rinnovabili.

Secondo le previsioni dell'AIE, i combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale), pur restando la principale

---

<sup>5</sup> Non si tratta propriamente della stagflazione da shock petroliferi degli anni '70, ma di una sorta di variante, analoga negli effetti (l'innalzamento dei prezzi e la bassa o nulla crescita del PIL), ma diversa in ordine alle sue componenti (gli extra costi indotti nel sistema sono dovuti alla crisi economica del debito e non all'esplosione del prezzo del petrolio).

fonte di energia nel lungo periodo (2035), stanno sin d'ora cambiando in maniera sensibile il proprio peso all'interno del mix di riferimento. In particolare, si va manifestando una netta predilezione verso il gas naturale, sia per l'attivazione di numerosi campi di gas non convenzionale, sia per la sua intrinseca ecletticità. Requisiti che candidano il gas naturale come fonte ideale per moltissimi impieghi perfino nel caso di "decommissioning" delle centrali nucleari.

In effetti, guardando ai consumi di energia primaria del 2010 (ultimo anno per cui i dati sono disponibili) e confrontandoli con quelli del 2000, il petrolio mantiene la sua preminenza in termini assoluti (4118 Mtep), ma presenta un trend di crescita piuttosto moderato (+12%) (Tab. C.1.2) compensando la forte crescita nei BRICS e in Africa con una dinamica di drastica contrazione nei paesi industrializzati dove ormai viene destinato prevalentemente ai trasporti. Così nell'ultimo decennio la sua quota sui consumi totali è scesa del 5%.

Anche per il carbone il trend di crescita sarebbe piuttosto contenuto se non ci fossero la Cina e l'India, che avendo basato il proprio sviluppo economico su tale fonte, atteso il suo basso costo, hanno sostenuto oltre metà dei consumi di tutto il mondo, facendo del carbone la seconda fonte maggiormente impiegata nel corso del decennio. Indicativo è, infatti, il dato sull'andamento decennale del carbone che vede, complessivamente, un incremento del +54% rispetto al dato del 2000 pari a circa 2300 Mtep.

Il gas, invece, con un tasso di crescita del +33%, è la fonte su cui, probabilmente, si concentrerà lo sviluppo economico del prossimo decennio – anche, in parte, nel settore dei trasporti – soprattutto se l'offerta mondiale di shale gas salirà a livelli tali da contenere i prezzi internazionali.

Per il nucleare le prospettive sono incerte. In termini generali, nel 2011 in Europa ha prevalso una politica "revisionista" che, in tale contesto, è stata intrapresa in maniera diversa dai singoli paesi. A livello globale si è, invece, diffusa la determinazione ad implementare "stress test" sul parco centrali esistente. Sarà questa, probabilmente, la via che seguiranno nell'immediato futuro i paesi come Francia, USA e Cina, con una consistente produzione di energia da centrali nucleari, sia per controllare il proprio parco centrali, sia per pianificare la crescita energetica. A dispetto del contributo ancora modesto, le rinnovabili ricoprono il ruolo di maggior interesse, non solo per lo sviluppo mostrato nell'ultimo decennio (+210%) ma soprattutto per le potenzialità di diffusione che hanno in tutto il mondo, con la sola eccezione del Medio Oriente. Tuttavia, il ruolo delle FER, almeno nel decennio in corso, risulterà essere integrativo e non sostitutivo delle fonti tradizionali.

Tab C.1.2 Consumi di energia primaria (Mtep)

	2010 - VOLUMI (Mtep)							Variazioni % '00 - '10						Variazioni % Rinnov. e Totale		
	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro elettrica	Rinnov.	Totale	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro elettrica	Rinnov.	Δ% '09-'10	Δ% '09-'10	Δ% '00-'10
<b>Nord America</b>	906,6	642,6	534,2	242,2	141,7	42,4	2.509,7	-5%	3%	-5%	7%	-1%	116%	15%	3%	-1%
USA	814,6	564,5	510,5	218,6	58,8	39,1	2.206,1	-7%	3%	-4%	5%	-7%	121%	16%	3%	-2%
<b>Giappone</b>	207,5	87,4	115,6	75,1	19,3	5,0	509,9	-19%	33%	19%	-11%	4%	19%	-7%	7%	-3%
<b>Eu - 27</b>	571,6	448,7	274,5	238,7	105,8	62,4	1.701,8	-8%	14%	-15%	-3%	6%	380%	12%	4%	0%
<b>Medio Oriente</b>	323,2	310,4	8,6	0,0	3,0	0,1	645,2	45%	106%	7%	0%	67%	--	0%	5%	68%
<b>Africa</b>	158,2	88,2	107,6	3,3	23,2	1,1	381,6	48%	74%	19%	-3%	41%	83%	22%	4%	42%
<b>BRICS</b>	868,1	563,0	2.163,4	77,2	316,3	26,8	4.014,8	54%	51%	114%	61%	82%	406%	43%	8%	85%
Brasile	103,0	22,2	13,9	3,8	89,6	7,9	240,3	16%	185%	6%	140%	30%	216%	27%	9%	32%
Russia	149,8	388,2	102,8	44,2	38,1	0,1	723,3	19%	22%	-14%	30%	2%	0%	0%	9%	14%
India	163,3	59,7	303,8	6,7	25,2	5,0	563,6	45%	159%	90%	51%	45%	614%	9%	7%	77%
Cina	425,4	88,7	1.643,5	19,2	163,1	12,1	2.352,1	94%	327%	158%	341%	224%	1728%	75%	8%	152%
<b>Mondo</b>	4.118,4	2.752,5	3.531,6	717,6	775,6	158,6	12.054,4	12%	33%	54%	6%	29%	210%	15%	5%	29%
% Singola fonte sul totale 2010	34,2%	22,8%	29,3%	6,0%	6,4%	1,3%	100%	-5,0%	0,7%	4,8%	-1,3%	0,0%	0,8%			

Fonte: Enerdata e Bp



## Consumi interni di energia elettrica da fonti primarie

Tab C.1.3

	Consumi fonti primarie per produzione energia elettrica																Consumi interni elettricità				
	Petrolio				Gas				Carbone e lignite				Consumi di altre fonti per diretta produzione di energia elettrica*								
Mtep	2000	2009	2010	Δ% '00-'10	2000	2009	2010	Δ% '00-'10	2000	2009	2010	Δ% '00-'10	2000	2009	2010	Δ% '00-'10	2000	2009	2010	Δ% '00-'10	Δ% '00-'10
<b>Nord America</b>	32,7	13,8	13,5	-0,6	144,3	181,0	192,7	0,3	518,5	465,1	489,8	-0,1	287,9	310,9	312,0	0,1	352,0	363,6	377,2	0,0	0,1
USA	29,6	11,3	10,8	-0,6	136,9	172,7	183,9	0,3	492,0	445,8	469,8	-0,0	241,2	258,5	259,9	0,1	308,7	320,3	333,8	0,0	0,1
<b>Giappone</b>	27,6	16,9	17,6	-0,4	46,9	53,8	55,5	0,2	47,5	57,6	59,5	0,3	94,3	82,3	84,3	-0,1	82,3	81,6	84,0	0,0	0,0
<b>Eu - 27</b>	41,1	24,8	22,2	-0,5	93,9	132,0	138,0	0,5	234,4	205,0	207,7	-0,1	284,6	280,7	290,1	0,0	225,9	242,5	251,8	0,0	0,1
<b>Medio Oriente</b>	51,4	79,8	85,3	0,7	61,7	116,4	126,2	1,0	6,4	7,5	7,6	0,2	0,7	1,5	1,9	1,7	33,7	56,9	62,0	0,1	0,8
<b>Africa</b>	11,0	19,4	19,5	0,8	23,5	41,6	45,7	0,9	51,3	63,1	65,6	0,3	10,4	14,0	14,4	0,4	31,6	45,9	48,4	0,1	0,5
<b>BRICS</b>	38,0	25,1	23,7	-0,4	138,2	184,3	215,2	0,6	532,8	1.104,7	1.204,6	1,3	116,0	189,8	205,3	0,8	230,2	453,2	507,8	0,1	1,2
Brasile	3,9	3,3	2,7	-0,3	0,8	2,5	6,0	6,1	3,2	2,6	3,6	0,1	31,6	40,5	42,4	0,3	27,5	35,0	37,7	0,1	0,4
Russia	11,9	6,0	6,5	-0,5	126,8	147,3	168,5	0,3	65,2	58,2	55,4	-0,2	47,0	56,7	56,2	0,2	59,6	69,5	72,5	0,0	0,2
India	9,0	10,7	8,7	-0,0	9,3	23,2	25,7	1,8	118,0	201,4	208,1	0,8	11,1	16,5	19,4	0,7	29,6	54,1	61,9	0,1	1,1
Cina	13,1	5,1	5,8	-0,6	1,3	11,3	15,0	10,6	299,4	784,4	876,7	1,9	22,8	72,7	84,1	2,7	98,3	277,0	317,3	0,1	2,2
<b>Mondo</b>	292,2	253,8	253,4	-0,1	642,6	923,0	1.008,5	0,6	1.519,9	2.103,3	2.240,9	0,5	947,1	1.068,4	1.103,0	0,2	1.127,4	1.483,4	1.584,9	0,1	0,4

\* Sono esclusi il solare e la biomassa

Fonte: Enerdata - Global Energy &amp; CO2 Data

In questo scenario decisivo è il processo di progressiva crescita dei consumi interni di energia elettrica<sup>6</sup>, che rappresenta una delle principali dinamiche di crescita dell'economia (Tab C.1.3.). Se, infatti, dal 2000 al 2010 i consumi di energia primaria sono complessivamente cresciuti del 27%, i consumi interni di energia elettrica sono cresciuti del 41%. Inoltre, mentre i consumi di energia primaria hanno visto forti espansioni in Medio Oriente, Africa e Brics e nette riduzioni in Europa e Nord America, figlie tanto della crisi economica quanto del progressivo efficientamento dei rispettivi sistemi energetici, i consumi interni di energia elettrica hanno registrato ovunque valori positivi, per quanto differenziati fra paesi industrializzati e paesi emergenti. Il fenomeno dello sviluppo dell'intensità elettrica non ha subito rallentamenti nel decennio, se non nel 2009 con una riduzione ampiamente riassorbita e superata già all'inizio del 2011. Inoltre, tale fenomeno è uno dei principali fattori di orientamento del mix energetico, che spiega, tra l'altro, la maggior crescita dei consumi di alcune fonti primarie (gas, rinnovabili) rispetto alle altre.

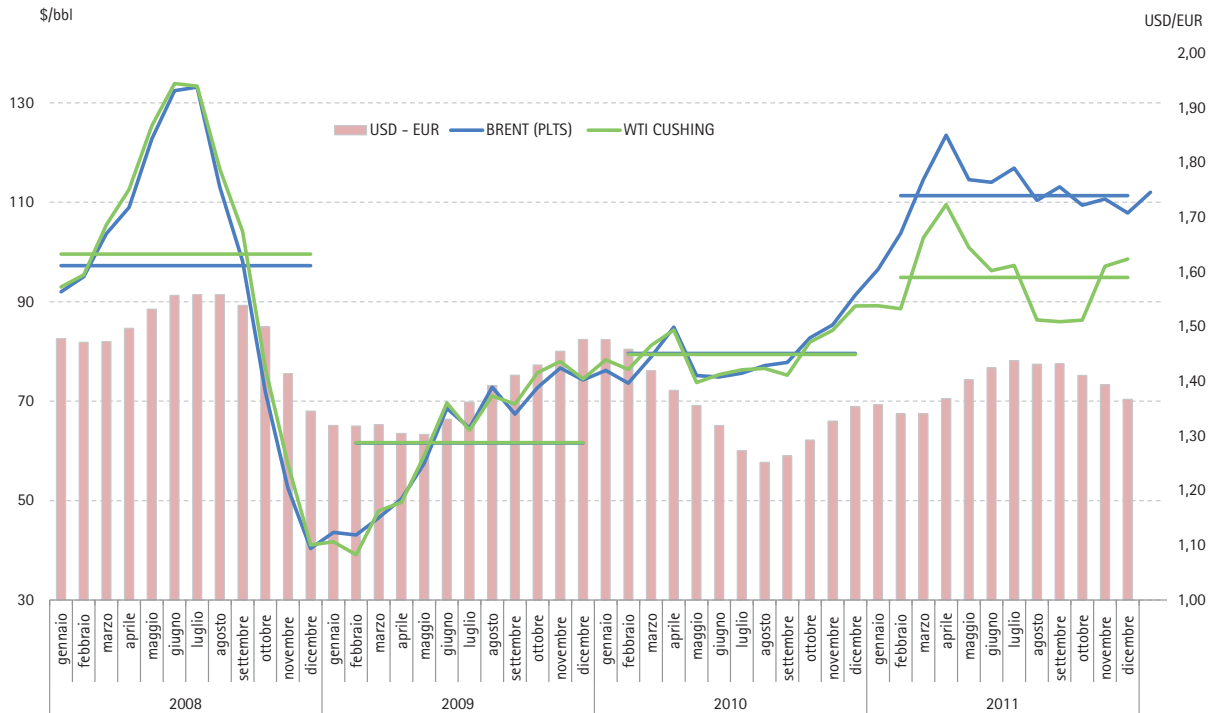
In particolare, se dal 2000 al 2010 il consumo di petrolio a livello mondiale è cresciuto del 12% sotto il traino dei paesi di nuova industrializzazione, il suo utilizzo per la produzione di elettricità è ovunque in netto calo con un pesante saldo negativo aggregato (-13%). Per contro, se il consumo primario di gas cresce a livello mondiale del 33%, il suo consumo nella produzione di energia elettrica cresce addirittura del 57%, con valori rilevanti in tutti i paesi. Infine, il consumo di carbone, cresciuto del 54% a livello aggregato, si è attestato su un più modesto 47% ai fini di generazione elettrica a causa, soprattutto, di riduzioni in alcune aree (-11% in UE-27 e -15% in Russia).

6 Sono inclusi gli auto-consumi di energia elettrica.

### 1.1.2 Il mercato del petrolio

Nel 2011 i corsi del Brent dated hanno registrato un incremento, con una media annuale intorno ai 111,32 \$/bbl ed un prezzo per l'intero anno, con l'esclusione di gennaio, sempre superiore ai 100\$/bbl.

Fig C.1.3 Prezzi mensili del Brent (Platts) \$/bbl



Fonte: Dati Thomson Reuters

Il prezzo del petrolio nel 2011 ha subito un'oscillazione piuttosto debole, con un range di circa +/- 10%, fra un minimo di 96,43 ed un massimo di 126,64 \$/bbl. Si ricorda che, nel 2010, la media si attestava intorno ai 79,60 \$/bbl, mentre nel 2009, anno difficile per l'economia mondiale, la quotazione si attestava su valori più contenuti, pari a 61,58 \$/bbl (Fig C.1.3.).

Una simile spinta al rialzo è dovuta alla particolare correlazione, più marcata negli ultimi anni, fra il tasso di cambio €/\$, nonché ai costi del petrolio, specificatamente del WTI. Con un dollaro mediamente più debole dell'euro – la divisa europea nel 2011 valeva in media un 30% in più – con un interesse dei paesi produttori a sostenere su livelli medio-alti le quotazioni del prezzo del barile, tradizionalmente espresse in dollari, per mantenerne il valore reale.

Un ruolo importante ha avuto, inoltre, la speculazione finanziaria, che – malgrado le performances poco confortanti delle economie occidentali – continua a cercare impieghi, per l'elevata liquidità immessa nel sistema negli anni duemila, spostandosi di volta in volta dalle commodities, ai debiti privati, ai debiti pubblici, sostenendo il prezzo del petrolio su valori elevati. Merita rilevare che se nel 2008 i picchi delle quotazioni petrolifere potevano trovare terreno fertile in potenziali strozzature dell'offerta, legate ad anni di bassi investimenti, lo stesso non può dirsi nel 2011, in un contesto di bassa domanda ed investimenti parzialmente riattivati. È in quest'ottica che s'inquadrano le brusche accelerazioni rialziste registratesi in conseguenza delle tensioni geopolitiche nello stretto di Hormuz, dove transita un terzo di tutto il greggio mondiale e per le quali si sono adottate le risoluzioni di embargo verso l'Iran, ad opera di UE e USA.

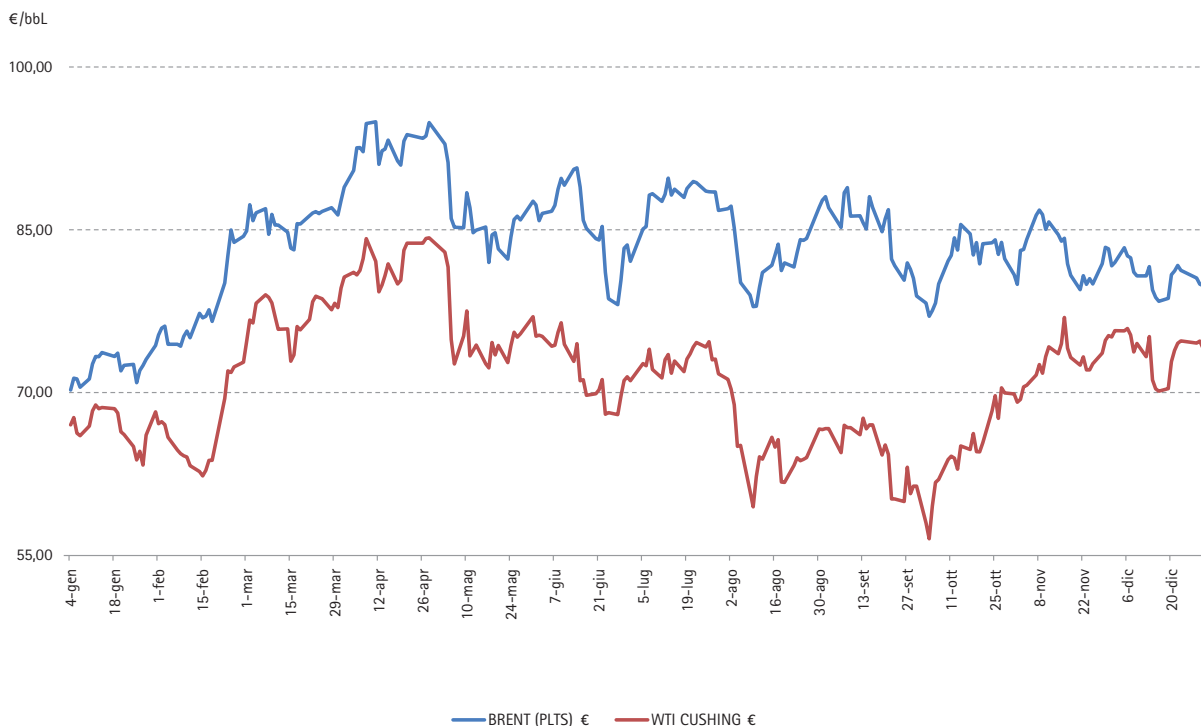
Non va poi dimenticata l'evoluzione dei due giganti asiatici (Cina e India) che insieme crescono in media dell'8,3%, risultato particolarmente rilevante, perché ottenuto a fronte della crisi. La sufficiente disponibilità di spare capacity<sup>7</sup> ha

7 Si tratta della quota di riserva assicurata dall'OPEC per far fronte alle situazione di emergenza, specificatamente i picchi di prezzo per squilibri fra domanda e offerta, qualunque sia la causa che lo genera.

impedito il raggiungimento delle quotazioni record dell'estate 2008, risalita ad inizio 2011 ad un confortante 5,2 milioni di barili giorno. Questo sistema di mercato ha consentito di contenere la volatilità media del prezzo del petrolio e di fronteggiare improvvisi picchi della domanda, come avvenuto a seguito del disastro nella centrale atomica di Fukushima. Comprensibilmente, il costo pagato, nell'immediato, è stato un sensibile assottigliamento delle scorte, in calo di circa un milione di bbl. In prospettiva, invece, tale effetto negativo si esplicherà in termini di salita dei prezzi che, per il 2012, si preannunciano mediamente superiori del 20%<sup>8</sup>. A rimanere condizionati sono i mercati a valle, cioè quelli contigui (gli altri idrocarburi e i raffinati del petrolio in genere), ma anche e soprattutto quelli strumentali, a cominciare dal settore dei trasporti. Gli inevitabili rincari nei successivi settori finali peseranno, verosimilmente, sui tentativi di ripresa economica. Si segnala, infine, una marcata divergenza nella traiettoria dei trend fra il Brent e il WTI. I prezzi del greggio americano sono risultati, infatti, inferiori alle quotazioni del Brent, favorendo la formazione di un differenziale tra i due riferimenti superiore al passato. Storicamente il fenomeno è sempre esistito, ma lo spread fra i due greggi, negli ultimi 5 anni, si è aggirato sui 5 \$ con qualche picco intorno ai 10 \$. L'anno scorso, invece, il divario è stato molto consistente (fino a 22 \$ in estate) e persistente (in tutti i mesi dell'anno). La distorsione è dovuta a fattori macro, come la crisi finanziaria europea, che, unita alla scarsità di greggio sweet nel vecchio Continente, accentua il rialzo del WTI, ma anche a fattori più contingenti, come "il collo di bottiglia di Cushing"<sup>9</sup> che, agendo in contropinta, ha depresso le quotazioni del WTI. Da segnalare che l'inizio del 2012 mostra un parziale rientro del divario fra le due commodity, tornato su livelli più congrui intorno 15 \$ (Fig C.1.4).

Confronto WTI/Brent. Quotazione settimanale

Fig C.1.4



Fonte: Dati Thomson Reuters

<sup>8</sup> Fonte: previsione Fmi.

<sup>9</sup> Località dell'Oklahoma dove viene consegnato il WTI passante per l'oleodotto Seaway.

### 1.1.3 Il mercato del carbone

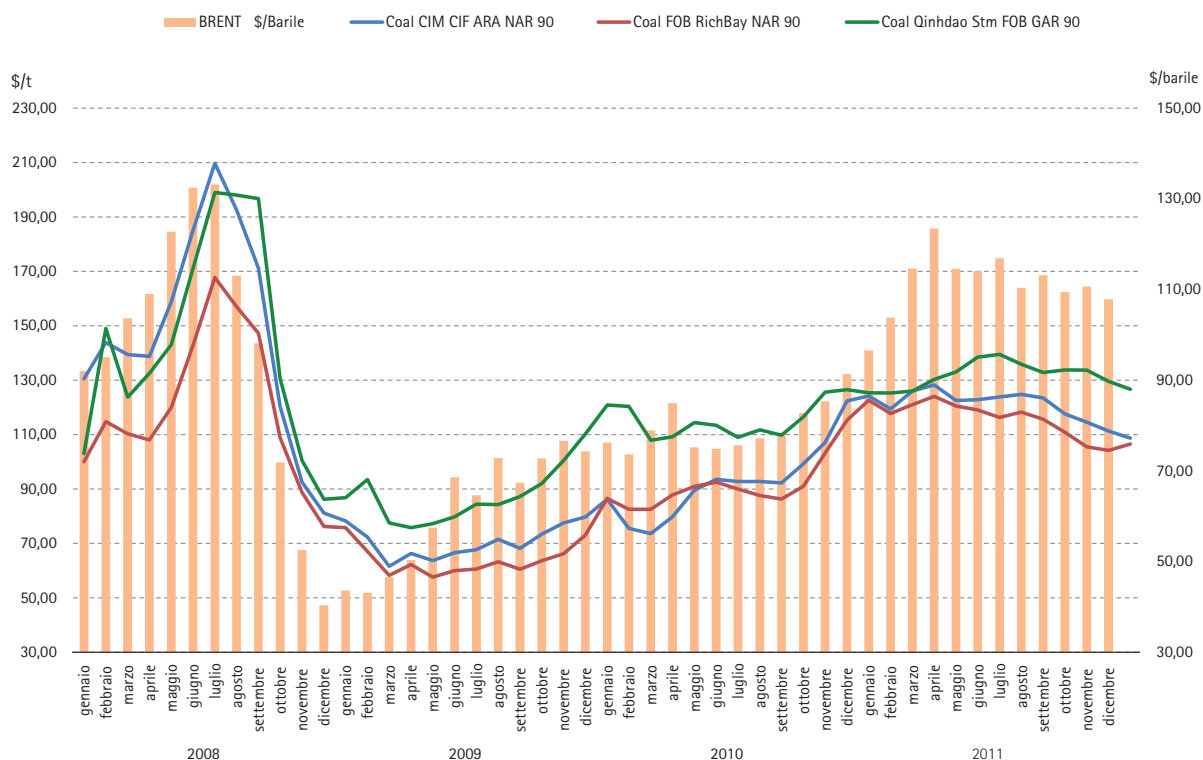
L'analisi dell'andamento generale dei prezzi sul mercato internazionale, negli ultimi anni, conferma la forte relazione di fondo esistente tra le quotazioni del carbone e quelle del petrolio che, a dispetto della progressiva riduzione negli usi fisici finali, continua a mantenere un ruolo rilevante, di riferimento, nella definizione dei prezzi delle altre commodities energetiche. Tuttavia, a differenza di quanto avviene nei mercati dei prodotti derivati dal petrolio o di prodotti ad esso ancora largamente indicizzati come il gas, nel caso del carbone, vanno assumendo un ruolo crescente di *driver* anche le specifiche componenti di domanda ed offerta, sia a livello globale che in relazione alle differenze che esse inducono sui diversi mercati macroregionali. L'andamento delle principali quotazioni carbonifere riflette la dinamica del Brent, sia nella ripresa del 2011 (+14-32% le prime, +40% il secondo) che nel trend degli ultimi quattro anni. Tuttavia è evidente che l'intensità di tale ripresa è, nel primo caso, molto inferiore al secondo, con quotazioni da un lato inferiori tra il 3 e il 17% rispetto al 2008 e dall'altro superiori del 15%, esprimendo, inoltre, una dinamica su base mensile sensibilmente differente (Tab C.1.4, Fig C.1.5).

Tab C.1.4 Prezzi sul mercato internazionale del carbone

	media annuale			
	2008	2009	2010	2011
Coal CIM CIF ARA NAR 90 (\$/t)	146,96	70,55	92,06	121,55
Coal FOB RichBay NAR 90 (\$/t)	120,13	64,01	91,34	116,30
Coal Qinhdao Stm FOB GAR 90 (\$/t)	144,45	87,43	115,43	131,96
Brent (\$/barile)	96,99	61,51	79,47	111,27

Fonte: Thomson Reuters

Fig C.1.5 Prezzi mensili sul mercato internazionale del carbone (\$/t)



Fonte: Elaborazioni su dati Thomson Reuters

Da un lato questa differenza di andamenti trova spiegazione nelle dinamiche specifiche del mercato carbonifero che, trainato dai consumi di Cina e India, pur mostrando una domanda con trend di crescita più che doppi rispetto a quelli di tutte le altre commodities energetiche risente, in misura più ridotta, rispetto al petrolio, delle dinamiche speculative e dei tassi di cambio.

Dall'altro lato, il mercato del carbone risulta più segmentato rispetto a quello delle altre fonti fossili, a causa degli alti costi di trasporto fra zona estrattiva e zona di consumo, con la conseguenza che le dinamiche locali influiscono nella formazione del prezzo in misura maggiore rispetto a quanto possa avvenire nel mercato del gas o del petrolio.

Negli ultimi anni, il consueto flusso commerciale del carbone verso le tradizionali macro-aree geografiche è stato modificato a causa delle differenti velocità di crescita delle aree stesse, fino al punto che quote consistenti di prodotto sudafricano (merce di riferimento storica per il mercato europeo) vengono ormai esportate verso la Cina e gli altri paesi orientali (+2,5 M/t<sup>10</sup> nel 2011). Non a caso, le quotazioni, presso il porto d'imbarco di Richards Bay – Sud Africa, sono cresciute del 26%, passando da un prezzo medio di 91 \$/t nel 2010 a 116 \$/t nel 2011.

Sulla piazza di Qinhdao il fenomeno appare in tutta la sua evidenza: le quotazioni sono in chiara crescita (+14,3%), in netto recupero dal tonfo del 2009, posizionandosi su una media di 132\$/t nel 2011.

Per il 2012 è atteso il raggiungimento della quotazione pre-crisi e, con tutta probabilità, anche il suo sorpasso. Una simile dinamica dei prezzi trova spiegazione nelle impressionanti dimensioni e dinamismo del mercato del sud-est asiatico. In effetti la Cina, nel 2011, ha registrato importazioni per 182 M/t di carbone, con una crescita import del 20% rispetto al 2010 e ha sostenuto consumi pari a 3,7 miliardi di tonnellate, coperti nella maggior parte con produzione interna (3,52 miliardi di tonnellate). Sostenendo, tuttavia, da sola circa il 50% del consumo mondiale e, pur approvvigionandosi sul mercato internazionale per una quota percentualmente modesta (5,1%), la Cina condiziona fortemente il mercato orientale, che conseguentemente subisce i maggiori rincari. Anche in India l'import non ha conosciuto soste ed è cresciuto del 28%, con circa 115 M/t importate nel 2011, facendo del paese il terzo consumatore mondiale – dietro gli Stati Uniti – e il terzo maggior importatore – dietro l'UE – pur disponendo del 10% di tutte le riserve mondiali.

Nel bacino Atlantico, invece, il contesto di mercato appare più maturo e decisamente più lento nei ritmi di crescita. Presso il porto di sbarco di Rotterdam, l'andamento dei prezzi è stato moderatamente vivace (CIM CIF ARA: +8%), con un valore medio annuo appena superiore ai 120 \$/t, in significativa ripresa rispetto ai 92,5 \$/t dell'anno prima. Tuttavia, si è ancora distanti dalle quotazioni pre-crisi (147,50 \$/t) ed il raggiungimento di tali valori sembra procrastinarsi al 2013. La crescita nei prezzi è dovuta in buona misura alla domanda dei due principali importatori europei, Germania e Gran Bretagna, con quest'ultima che ha visto salire le quote import di steam coal del 30%. Nel complesso le importazioni della UE-27 sono lievemente crescenti, attestandosi sui 190 M/t, per un consumo sostanzialmente in linea con il 2010 (738,2 M/t).

Dal canto loro, gli Stati Uniti, principale player dell'area atlantica, tendono a praticare una politica commerciale meno orientata al proprio mercato domestico, la cui produzione nel 2011 si attesta sui 1080 M/t, sostanzialmente stabile rispetto allo scorso anno, ma che vede flettere lievemente i propri consumi interni (-4,5%), attestandosi su 910 M/t. Il risultante differenziale in surplus ha permesso, infatti, agli Stati Uniti di guardare all'esportazione sui mercati internazionali (+48% export di steam coal), sfruttando i prezzi crescenti del carbone sulle varie piazze mondiali.

Il trend generale dell'ultimo anno lascia supporre, anche in ragione della disponibilità di scorte accessibili nel mondo, un prossimo sganciamento dei prezzi del carbone rispetto a quelli del petrolio, almeno per quanto concerne il mercato asiatico. Se, fino ad oggi, il petrolio determinava il livello di prezzo e la domanda locale segnava la quota rispetto a tale livello, per il prossimo futuro ci si attende un ribaltamento, per il quale Cina e India, coprendo poco meno del 65% della domanda mondiale nel 2011, costituiranno de facto un regime di quasi monopsonio, in grado di condizionare i prezzi del carbone indipendentemente dalle quotazioni del petrolio. Al riguardo, il recente rapporto *Coal Medium-Term Market Report 2011* dell'International Energy Agency (IEA) sottolinea che «...Qualunque evento o decisione venga presa in Cina, nei prossimi cinque anni potrà avere un effetto spropositato sui prezzi del carbone e dunque anche su quelli dell'elettricità. Per capire perché, basta pensare che il mercato domestico cinese è grande più di tre volte rispetto al commercio internazionale di carbone».

10 Milioni di tonnellate.

### 1.1.4 Il mercato del gas naturale

Oggi il gas naturale copre circa un quarto dei consumi mondiali di energia primaria, contro un 35% scarso del petrolio e meno di un terzo del carbone. Tuttavia, mentre il petrolio, dal picco raggiunto nel 1975, segue un processo di declino inesorabile e il carbone si mantiene oscillante attorno al 30%, per il gas naturale, invece, è previsto almeno un ventennio di ampio utilizzo<sup>11</sup>.

In termini generali, il commercio mondiale del gas tende a seguire logiche di negoziazione ancora piuttosto legate alle caratteristiche regionali. Il mercato mondiale si suddivide in tre grosse aree di scambio: il Nord America, dove da circa un biennio è esplosa la produzione di shale gas; l'area euro-mediterranea, primo mercato mondiale per consumo; l'estremo Oriente, specificatamente il Giappone, concentrato sul GNL. Queste principali macro-aree, e i relativi sottomercati risentono di influssi reciproci, specie nel comparto del GNL, che per le modalità di trasporto favorisce l'interconnessione fra aree. Tuttavia nel processo di formazione del prezzo rimangono centrali, ancorché non esclusive, le dinamiche locali e le caratteristiche peculiari di ogni singolo mercato.

L'Europa rappresenta il più importante mercato gas del mondo con oltre 538 mld di mc (2010). Essa, però, è sostanzialmente priva di produzioni proprie, con l'eccezione significativa ma isolata dei giacimenti del Mare del Nord, che servono prevalentemente Regno Unito, Olanda e Norvegia. Conseguentemente, ormai da decenni, il mercato è cresciuto attraverso le importazioni consentite dalle *pipelines* transeuropee, provenienti da Russia e Nord Africa, sulle quali è stata impostata la commercializzazione mediante contratti *take or pay* (TOP)<sup>12</sup>. Trattandosi di un mercato così sbilanciato, l'equilibrio dello scambio è decisamente a favore del venditore che ha pesantemente agganciato i *take or pay* del gas all'andamento del petrolio.

Solo recentemente la creazione di una rete di rigassificatori in alcune aree e l'eccesso di offerta, generato dalla crisi economica e dallo sviluppo dello shale gas americano, hanno consentito lo sviluppo di mercati spot e hub più liquidi anche nei paesi non produttori, creando le premesse per una graduale deindicizzazione del gas dal petrolio e quindi per un riequilibrio del potere di mercato dai fornitori extraeuropei a quelli intraeuropei e ai consumatori. Tale fenomeno è oggi accentuato dall'imponente sviluppo delle fonti rinnovabili in tutta Europa, che sta ridimensionando in parte il consumo di gas.

L'interazione di questi due fattori spiega perché, nel 2011, i prezzi del gas abbiano segnato un marcato aumento, trainato dall'aumento dei corsi petroliferi, malgrado una domanda sostanzialmente in linea o addirittura inferiore all'anno precedente. Allo stesso modo, la diversa liquidità degli hub e le conseguenti possibilità di decoupling gas-petrolio aiutano a comprendere la diversa intensità degli aumenti delle quotazioni registrate da paese a paese. Così presso Zeebrugge, hub di riferimento dell'area euro-atlantica, si è registrato un incremento di prezzo del 31,4%, mentre presso l'hub di Baumgarten, i prezzi sono saliti del 15,30%. Tale fenomeno è rintracciabile anche presso tutte le altre principali Borse-hub del continente (Tab.C.1.5).

Tab C.1.5 Prezzi del gas ai principali hub europei e americani (€/MWh)

		media annuale			
		2011	2010	2009	2008
mercato americano	WTI CUSHING \$/bbl	95,23	79,57	65,98	99,57
	Henry Hub \$/MWh	10,03	11,68	9,35	20,48
mercato europeo	Zeebrugge €/MWh	22,50	17,97	10,61	25,26
	PSV €/MWh	28,30	23,67	16,47	29,05
	CEGH €/MWh	22,90	19,86	n.d.	n.d.
	TTF €/MWh	22,63	18,26	10,88	24,94
	NBP €/MWh	22,20	15,57	23,85	24,96

Fonte: Elaborazione dati Thomson-Reuters

In questo contesto, il problema di fondo, manifestatosi in tutta la sua chiarezza anche nell'inverno 2011-2012, è stato l'inadeguatezza delle infrastrutture, specificatamente stoccaggi e rigassificatori, di fronte alla variabilità indotta dal clima, dai consumi termoelettrici o da altre cause, che ne cambiano il *load profile*. È in quest'ottica che va interpretato il rilievo

<sup>11</sup> IEA Special report: "Are we entering a golden age of gas".

<sup>12</sup> Si veda per una trattazione specifica sul tema il recente lavoro "Putting Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas", Energy Charter Secretariat's, 2007.

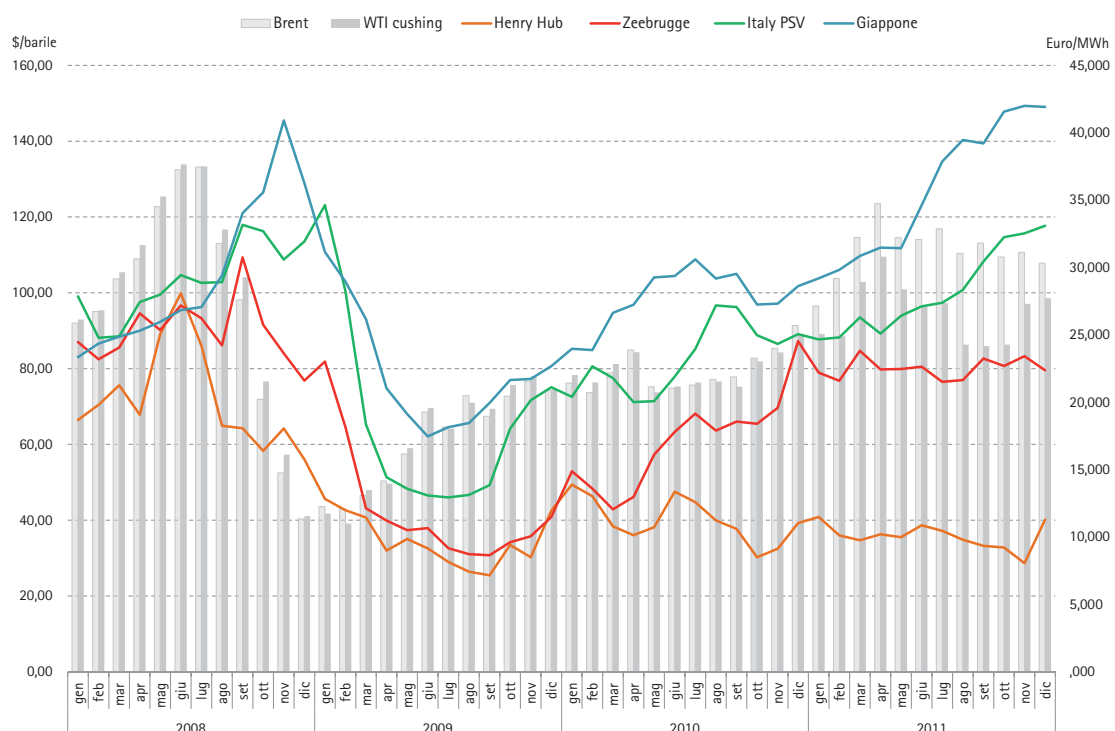
dato all'inaugurazione, a novembre 2011, del Nord Stream, il gasdotto che, passando per il mar Baltico, pone in diretto contatto la Russia con la Germania e, attraverso quest'ultima, assicura il collegamento verso tutto il Nord Europa, fino al Regno Unito. Questa ed altre infrastrutture consentono ai grossisti del Nord Europa di intraprendere primi tentativi di *decoupling* del prezzo del gas rispetto a quello del petrolio, inaugurando per il prossimo decennio nuovi processi di scambio. Negli Stati Uniti, secondo mercato su base mondiale, il 2011 è stato un anno caratterizzato da luci e ombre. Se da un lato si registra l'aumento della produzione shale gas (intorno al 4%), avvenuta malgrado una contrazione della domanda (-5,7%), dall'altro per il gas convenzionale si è delineata una netta flessione, con un calo di circa un terzo della produzione. Posto che il fenomeno era prevedibile, vista l'ampiezza delle scorte giunte a livelli massimi (+6,9% dell'anno scorso e quasi il 12% in più rispetto alla media degli ultimi 5 anni), d'altra parte il calo della domanda è stato favorito da un autunno eccezionalmente mite sia negli USA che in Europa, importante mercato per il gas statunitense. Il perdurare delle quotazioni sui minimi sta mettendo in serio dubbio le prosecuzioni delle attività sullo shale gas, che richiede un prezzo di equilibrio intorno ai 5 \$ per garantire un ROI di almeno il 10%.

I prezzi spot rilevati presso l'*Henry Hub* (HH), nel 2011, hanno esibito un valore medio pari a 10 \$/MW (rispetto alla media di 11,68 \$/MW del 2010), rispecchiando la flessione della domanda, con un trend mantenutosi in lieve, ma persistente discesa (Fig C.1.6). Anche per il 2012 le tendenze preannunciano un ulteriore calo dei prezzi.

Rispetto al mercato europeo, nel caso americano, la disponibilità di un'ampia offerta interna contribuisce a spiegare il *decoupling* tra i prezzi del gas naturale e quelli del petrolio, cui si aggiunge la centralità delle contrattazioni effettuate attraverso le borse gas e gli hub e non mediante i contratti d'importazione di lungo periodo. Il confronto tra l'andamento dei prezzi dell'*Henry Hub* e del WTI è significativo in tal senso. Se fino alla fine del 2008 i due riferimenti mostravano un certo allineamento, da fine marzo 2009 le traiettorie di prezzo hanno cambiato direzione: il prezzo del WTI ha cominciato a crescere fino ad arrivare a 109,4 \$/bbl nell'aprile del 2011 (+37,7% rispetto al prezzo medio del 2010, pari a 79,4 \$/bbl), mentre il prezzo del gas, dopo una fase di ripresa fisiologica nell'inverno 2009/2010, ha registrato una riduzione altalenante ma durevole, che, nel 2011, è stata del 6% e che si è aggiunta a quella più consistente (pari al -11%) dell'anno precedente. Si evidenzia, quindi, per il gas un trend che segue logiche attinenti la propria filiera estrattiva e distributiva, senza risentire, almeno in modo diretto e/o profondo, dei costi del petrolio. Ciò spiega anche il ritorno di una significativa divergenza nei livelli di prezzo tra le due sponde dell'Atlantico, da attribuirsi all'elevato grado di regionalizzazione dei mercati europei e all'assenza di un vero mercato unico del gas, sufficientemente interconnesso e dotato di una buona liquidità.

Prezzi mensili del gas sui principali hub (€/MWh)

Fig C.1.6



Fonte: Elaborazione dati Thomson-Reuters

Nei mercati asiatici, infine, emerge il caso del Giappone, sia perché con i suoi 287 impianti di rigassificazione costituisce il primo acquirente di GNL al mondo, (circa il 35% del mercato mondiale) con rifornimenti prevalentemente dalla Malaysia; sia perché, dopo la tragedia di Fukushima, il Giappone ha dovuto bruscamente concentrare la sua politica energetica sul potenziamento dell'import. Nel 2011, infatti, si è registrata un'impennata nell'import che ha raggiunto 78 milioni di tonnellate di GNL, con consumi e prezzi cresciuti di oltre il 20% per tutto l'anno. All'inizio dell'anno, la quotazione di 29,18 €/MW ha segnato un livello superiore al doppio dei prezzi futures di gas scambiati su *Henry Hub*<sup>13</sup>, mentre a fine anno si è arrivati al valore di 42 €/MW, cioè poco meno del doppio rispetto a Zeebrugge e quasi un terzo in più rispetto ai prezzi italiani (PSV). Tali dati trovano spiegazione considerando che al 9 dicembre 2011 ben 33 reattori erano in stand-by a causa delle operazioni di manutenzione programmata, e per la primavera 2012 è previsto il fermo totale di tutte le centrali nucleari, che al 2010 ricoprivano al 25% dei consumi civili del paese. In forte aumento anche i dati relativi alle emissioni di anidride carbonica nell'atmosfera: a novembre 2011, ad esempio, il Giappone ha emesso il 3,8% di CO<sub>2</sub> in più rispetto allo stesso mese del 2010.

Da segnalare, infine, gli accordi che, a distanza di un anno dal maremoto, si stanno realizzando, anche in collaborazione con la Corea del Sud, al fine di potenziare siti di stoccaggio-rigassificatori, specie con la russa Gazprom, che permettono di prevedere, nei prossimi anni, una distrazione di ingenti quantitativi di gas naturale, originariamente destinati all'Europa, verso l'Asia, in primis il Giappone e poi, nel medio periodo, anche verso Cina ed India.

### 1.1.5 La politica ambientale

Con l'inizio del nuovo decennio, la questione ambientale assume un'importanza crescente anche per l'avvicinarsi delle scadenze previste per l'implementazione dei piani internazionali di contenimento dei cambiamenti climatici (Kyoto, Pacchetto 20-20-20).

L'Organizzazione meteorologica mondiale ha reso noto che, nel 2011, la temperatura media globale è stata la decima più alta di sempre e che la banchisa artica presenta la seconda più bassa estensione e il più basso volume mai registrati.

Altro grave segnale d'allarme è stato lanciato dall'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)<sup>14</sup> in ordine al susseguirsi di eventi naturali estremi. Il problema, se non si invertirà la tendenza in atto, è che tali eventi possano essere considerati non più straordinari, con ripercussioni, anche molto gravi, sulle coltivazioni e sugli insediamenti urbani (come il ciclone Katrina a New Orleans), ovvero, in tono minore, sui sistemi a *network*: dalle linee elettriche a quelle telefoniche. Il fenomeno è tanto più grave nei paesi del terzo mondo, quasi sempre agricoli, e spesso concentrati su una o poche coltivazioni di punta. In tali contesti i danni sono enormi perché incidono sulla principale attività di sussistenza della popolazione.

Consapevoli del fatto che la crisi economica ponesse in secondo piano le necessità dell'ambiente, a fronte delle priorità occupazionali e delle politiche di rilancio, sono state riposte poche speranze nell'ultima conferenza del IPCC a Durban (Cop17, United Nations Framework Convention on Climate Change), in Sud Africa. Il fatto è che le negoziazioni sul cambiamento climatico, oltreché estremamente complesse ed elaborate, sono in conflitto con le scadenze politiche, rispetto alle quali sono decisamente fuori scala, per la tempistica e per gli oneri di spesa richiesti.

Tuttavia, Durban rappresenta un passaggio importante, in quanto nell'anno in corso viene a scadere il protocollo di Kyoto (11 dicembre 1997 - Cop3) che, malgrado le inadeguatezze e le carenze emerse, costituisce il più esteso accordo internazionale per la riduzione dei gas climalteranti, nonché il punto di partenza per le

<sup>13</sup> Fonte: Bloomberg e Thomson Reuters.

<sup>14</sup> Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico, è il foro scientifico formato nel 1988 da due organismi delle Nazioni Unite, l'Organizzazione Meteorologica Mondiale (WMO) ed il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP) allo scopo di studiare il riscaldamento globale.



politiche da implementare nel nuovo decennio.

Protocollo di Kyoto: assegnazione delle riduzioni dei gas serra dei Paesi Allegato I



UE -15	-8%		
Austria	-13%	Islanda	10%
Belgio	-7%	Irlanda	1%
Danimarca	-21%	Polonia, Ungheria	-6%
Finlandia Francia	0%	Croazia	-5%
Francia	0%	Bulgaria, Estonia	-8%
Germania	-21%		
Grecia	25%	Federazione Russa	0%
Irlanda	13%	Ucraina	0%
Italia	-6,5%		
Lussemburgo	-28%	Giappone	-6%
Paesi Bassi	-6%		
Portogallo	27%	USA	7%
Regno Unito	-12%	Canada	-6%
Spagna	15%	Australia	8%
Svezia	4%	Nuova Zelanda	0%

Va, quindi, considerato positivamente il fatto che, in extremis, si sia riusciti a far accettare ai grandi produttori - Stati Uniti, Cina e India - un accordo generale, legalmente vincolante, allacciato al nuovo Kyoto, che prolunga per cinque anni gli accordi in vigore, anche se Giappone, Russia e Canada hanno dichiarato di non voler aderire a tale estensione. Se per il Giappone il rifiuto è facilmente giustificabile a seguito del disastro di Fukushima, la defezione dei due giganti nordici è forse spiegabile per le potenzialità di sfruttamento degli idrocarburi, specie il gas da scisti, nella zona artica. Si aggiunga, poi, che il valore del mercato mondiale della CO<sub>2</sub>, malgrado la crisi economica, ha fatto registrare un aumento del 10% rispetto al 2010, con un incremento dei volumi, sotto forma di permessi scambiati, pari al 22% (8,2 mld tonnellate). Il dato è tanto più significativo se si considera la decisa flessione del prezzo della CO<sub>2</sub>, passata dai 12,4 €/Ton del 2010 al 11,2 €/Ton nel 2011, -9,6%<sup>15</sup>.

In Europa, la crisi dell'ultimo triennio ha mitigato le emissioni dei gas inquinanti nell'atmosfera, contribuendo indirettamente per l'area europea, e anche per l'Italia, ad un più agevole raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva 2009/28/CE (Pacchetto 20-20-20). Si tratta, tuttavia, di un risultato occasionale, da leggersi come un segnale dell'intensità e della ramificazione della crisi, piuttosto che come la riuscita di politiche concordate e diffuse. Di conseguenza, rispetto ai quantitativi strutturali da dover gestire, la riduzione che c'è stata non può considerarsi risolutiva.

Ad ogni modo, a fine del 2010, come rileva il rapporto della Commissione UE, "Esame dei progressi compiuti nel quadro dal Protocollo di Kyoto nonché degli obiettivi fissati per il 2010" dall'Agenzia Europea Ambiente (AEA), l'UE-15 è sulla buona strada per centrare gli obiettivi di Kyoto, segnando complessivamente un taglio delle emissioni dal 1990 del 15,5%.

<sup>15</sup> Fonte: Bloomberg.

In quest'ultimo anno in Italia la questione ambientale, pur mantenendo la sua importanza, è di fatto divenuta secondaria di fronte alla crisi economica e alla questione della disoccupazione. Il nostro paese rimane ancora a decisa vocazione manifatturiera e la lunga crisi produttiva dell'ultimo decennio, che ha portato alla chiusura di importanti insediamenti industriali, ha infine indotto a porre in secondo piano la questione ambientale. Secondo le stime del rapporto dell'Agenzia europea per l'ambiente, l'Italia, insieme all'Austria e al Lussemburgo, avrà difficoltà a rispettare gli obiettivi di riduzione di CO2 fissati per il periodo 2008-2012 rispetto alla tabella di marcia prevista.

A tal proposito, si segnala una confortante ulteriore ipotesi di riduzione di 10,9 Mton (RIE) rispetto alle valutazioni dell'Agenzia Europea che, se confermata, porterebbe le emissioni italiane in linea con gli impegni di Kyoto (-6,5% rispetto alle emissioni del 1990) (Tab. C.1.7).

Tab C.1.7 Stime emissioni da combustione di fonti fossili nel 2011 in Italia

SETTORE	2011	2010	Var. 2011 - 2010	
	Mton	Mton	Mton	%
Elettrico	91	96,3	-5,2	-5,40%
Raffinazione	25,4	25,9	-0,5	-2,00%
Industria	65,9	65,5	0,3	0,50%
Trasporti	116	117,4	-1,4	-1,20%
Residenziale	74,8	82	-7,2	-8,80%
Altro	17,8	15,8	1,9	12,10%
TOTALE	390,9	403	-12,1	-3,00%

Fonte: RIE, su dati EEA, SNAM, MSE

## 1.2 Il settore energetico italiano

### 1.2.1 Il bilancio energetico nazionale

La crisi economica che ha caratterizzato il 2011 in Italia e che segue una stagnazione ormai quinquennale, si ripercuote in modo diretto sul settore energia, causando, nel 2011, una sensibile riduzione sia del Consumo Interno Lordo (CIL) che si attesta su 183,891 Mtep (-2%), sia negli usi finali, scesi a circa 134,5 Mtep (-3%) (Tab C.1.8-Tab C.1.9).

Il dato assume una connotazione particolarmente negativa se si guarda al decennio nel suo complesso; la drastica contrazione del CIL nell'ultimo quinquennio (-6,26%) vanifica l'espansione del quinquennio precedente, determinando un dato corrente che si discosta solo dell'1% da quello del duemila. Una dinamica simile a quella esibita dai consumi finali, rispetto ai quali assume connotazioni particolarmente preoccupanti il dato relativo ai consumi finali dell'industria, calati negli ultimi dieci anni di quasi il 21%, di cui solo il 7% circa è imputabile a recupero di efficienza nei consumi, dipendendo quindi per la parte restante da riduzione del volume di attività<sup>16</sup>. In questo scenario emerge l'influenza del sistema elettrico nell'orientare la crescita o la contrazione dei consumi delle diverse fonti energetiche.

Bilancio energetico nazionale (anni 2000, 2010 e 2011)

Tab C.1.8

	Consumo Interno Lordo <sup>1</sup>			Trasformazioni in energia elettrica			Totale impieghi finali <sup>2</sup>			Quota della fonte sul consumo interno lordo totale			Δ del Consumo Interno Lordo 2011 per voci e per totale rispetto agli anni indicati		
	Mtep	2000	2010	2011	2000	2010	2011	2000	2010	2011	2000	2010	2011	2000	2009
Combustibili Solidi	12,882	14,946	15,927	-7,232	-10,679	-11,864	4,227	3,969	3,75	6,93%	8%	9%	23,64%	21,68%	6,56%
Gas Naturale <sup>3</sup>	58,365	68,056	63,814	-18,826	-24,618	-22,895	38,876	41,991	39,509	31,40%	36,20%	35%	9,34%	-0,14%	-6,23%
Prodotti petroliferi	91,989	72,216	69,666	-19,426	-4,030	-3,647	66,800	62,078	60,198	49,48%	38,40%	38%	-24,27%	-4,95%	-3,53%
Fonti Rinnovabili <sup>4</sup>	12,904	22,852	24,447	-11,316	-18,041	-19,313	1,522	4,805	5,127	6,94%	12,20%	13%	89,45%	21,23%	6,98%
Energia elettrica	9,757	9,715	10,038	56,800	57,368	57,719	23,469	25,741	25,911	5,2%	5,10%	5%	2,88%	1,49%	3,32%
<b>Totale</b>	<b>185,897</b>	<b>187,785</b>	<b>183,891</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>134,809</b>	<b>138,584</b>	<b>134,494</b>	<b>100,0%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>-1,08%</b>	<b>1,97%</b>	<b>-2,07%</b>

<sup>1</sup> Definita come la quantità di energia prodotta a livello nazionale più quella importata al netto delle esportazioni e delle variazioni delle scorte.

<sup>2</sup> Comprende i consumi/perdite del settore energetico.

<sup>3</sup> A partire dal 2008 valutato con un potere calorifico inferiore (p.c.i.) di 8,190 kcal/mc invece di 8,250 kcal/mc per uniformità con le statistiche internazionali.

<sup>4</sup> Al netto dei pompaggi.

Fonte: Bilancio energetico nazionale (anni 2008, 2009, 2010), MSE

Ciò è particolarmente evidente nel caso dei prodotti petroliferi, il cui calo dei consumi nel 2011 (-3,5%) si inquadra in una drastica riduzione verificatasi negli ultimi dieci anni (-24%), a seguito della progressiva dismissione dell'uso dell'olio combustibile per la produzione termoelettrica e della riconversione degli impianti in cicli combinati a gas promossa dalla liberalizzazione degli anni Duemila. La quota del petrolio sul CIL rimane ancora elevata (+38%) sostanzialmente per il suo utilizzo nel settore dei trasporti e, in parte, nell'industria.

La crescita dei combustibili solidi, il cui CIL sale sia rispetto al 2010 (+6,5%) sia rispetto al 2000 (+23,6%), è sostanzialmente trainata dai consumi del settore termoelettrico, laddove, invece, il consumo negli usi finali diminuisce sensibilmente sia rispetto all'anno precedente (-5,5%) che rispetto al 2000 (-11,3 %).

Il fenomeno interessa anche il gas naturale, che, nel corso degli anni Duemila, ha trovato un ampio sfruttamento nel termoelettrico, divenendo la fonte maggiormente utilizzata per la produzione elettrica. In questo caso, tuttavia, l'incremento dei consumi nel corso del decennio trascorso risulta più contenuto, passando dal 31,4% al 35% della copertura del CIL, soprattutto in considerazione del fatto che già nel 2000 il gas presentava un

<sup>16</sup> La stima è effettuata sul dato ricavato dal Rapporto sull'efficienza energetica dell'Enea 2010, che indica un recupero di efficienza energetica nell'industria pari in media annua a 0,7% nel periodo 1990-2009.

elevato livello di impiego nel settore residenziale e nell'industria.

Il calo del CIL nell'ultimo anno (-6%) è, in questo caso, legato soprattutto all'espansione delle rinnovabili e alla contestuale stagnazione della domanda sul mercato elettrico.

Un ulteriore esempio dell'influenza del sistema elettrico sul mix energetico nazionale è dato, infine, dalle fonti rinnovabili, il cui elevato tasso di crescita nell'ultimo decennio (+89,5%) è anche dovuto al basso livello assoluto di partenza, ma la cui vitalità è tale da registrare un tasso di crescita significativamente positivo nel 2011 (+7%). Solo nel 2010 lo sviluppo delle rinnovabili ha raggiunto 7 GW di potenza complessivamente installati a fine anno.

Tab C.1.9 Usi finali di energia per fonti e settori d'uso (Mtep)

2011										
	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Usi non energetici	Bunkeraggi	Totale	% della singola fonte sul tot	Δ % delTot annuo rispetto al 2010	Δ % del Tot '00 -'11
Combustibili solidi	3,658	-	0,004	-	0,088	-	3,750	2,8%	-5,5%	-11,28%
Gas naturale	12,668	0,717	25,504	0,143	0,477	-	39,509	29,4%	-5,9%	1,63%
Prodotti Petroliiferi	4,709	39,332	3,667	2,222	6,852	3,416	60,198	44,8%	-3,0%	-9,88%
Fonti Rinnovabili	0,228	1,296	3,458	0,145	-	-	5,127	3,8%	6,7%	236,86%
Energia Elettrica	10,565	0,91	13,954	0,482	-	-	25,911	19,3%	0,7%	10,41%
Totale Impieghi finali	31,828	42,255	46,586	2,992	7,417	3,416	134,494	100%	-3,0%	-0,23%
% della singola voce sul Totale	23,7%	31,4%	34,6%	2,2%	5,5%	2,5%	100,0%			
Δ % del Totale annuo rispetto al 2010	-1,0%	-0,4%	-5,2%	-1,4%	-11,6%	-1,5%	-3,0%			
Δ % del Totale '00 - '11	-20,78%	1,80%	17,35%	-7,25%	-1,11%	26,52%	-0,23%			

Fonte: MSE

Il quadro che emerge, raffrontato con quello europeo sulla base degli ultimi dati omogenei disponibili e relativi al 2010, conferma la tradizionale "diversità" del mix energetico italiano rispetto a quello prevalentemente adottato nel resto del continente. Alla totale assenza del nucleare, che mediamente in Europa copre il 14% del fabbisogno energetico con punte di oltre il 40% in Francia e, a un contributo del carbone tra i più bassi in Europa (7% contro una media comunitaria del 16%), corrispondono un peso del petrolio ancora elevato (41% contro una media UE del 34%) sebbene in calo decennale di quasi 17 punti percentuali, ma soprattutto un ruolo del gas (39%) superiore alla media europea (26%) e secondo solo a quello di un paese produttore quale il Regno Unito. Apprezzabile il contributo delle rinnovabili che, con una quota pari al 7%, valore quasi doppio rispetto alla media comunitaria e su livelli analoghi alla Germania, vede l'Italia seconda solo alla Spagna.

Tab C.1.10 Consumi primari di energia in alcuni paesi europei (2010)

	2010 - % Singola fonte sul totale per ogni paese							Variazioni % '00 - '10						
	Petrolio	Gas	Carbone	Nucleare	Idro	Rinnov	TOT (Mtep)	Petrolio	Gas	Carbone	Nucleare	Idro	Rinnov	TOT
Unione Europea	33,6%	26,4%	16,1%	14,0%	6,2%	3,7%	1701,75	-8,1%	14,0%	-15,1%	-3,1%	6,0%	380,3%	0,2%
Italia	41,0%	38,6%	7,4%	0,0%	6,4%	6,6%	176,10	-17,0%	17,4%	6,1%	0,0%	12,0%	625,0%	4,3%
Francia	30,1%	16,2%	4,5%	42,5%	5,4%	1,3%	262,99	-6,8%	19,0%	-19,8%	3,2%	-6,5%	385,7%	1,2%
Germania	32,9%	24,8%	23,8%	11,4%	1,3%	5,8%	322,19	-15,5%	11,4%	-10,0%	-17,1%	-12,2%	564,3%	-3,6%
Spagna	43,3%	22,8%	5,9%	11,8%	7,0%	9,1%	136,50	-4,8%	104,9%	-61,9%	-0,7%	24,7%	726,7%	10,2%
Regno Unito	31,6%	42,3%	15,3%	8,1%	0,4%	2,4%	200,80	-13,4%	-2,9%	-17,0%	-26,9%	-33,3%	308,3%	-9,6%

Fonte: Enerdata

## 1.2.2 Il sistema gas

Le caratteristiche strutturali del settore gas in Italia sono note e relativamente stabili nel tempo, riassumibili principalmente in: a) una domanda elevata rispetto agli standard europei, trainata, prevalentemente, dai crescenti consumi del settore termoelettrico; b) un'offerta sostanzialmente affidata a contratti di importazione di lungo termine; c) un sistema dotato di importanti infrastrutture di stoccaggio ma con scarse risorse flessibili.

Consumi, import e capacità di stoccaggio per i paesi europei (anno 2010)  Tab C.1.11

Consumi (mld di mc) <sup>(1)</sup>	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	EU-27
<b>Consumi Tot</b>	<b>83,0</b>	<b>46,3</b>	<b>96,7</b>	<b>34,1</b>	<b>98,2</b>	<b>538,3</b>
Industria	12,6	8,8	21,8	10,1	11,9	107,8
Domestico	35,2	26,6	50,0	5,3	42,2	220,8
Usi energetici	34,6	9,3	22,4	18,1	43,2	193,3
Altro	0,6	1,5	2,4	0,6	0,8	16,5
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>8,3</b>	<b>0,7</b>	<b>12,7</b>	<b>0,0</b>	<b>60,1</b>	<b>200,6</b>
<b>Import Totale (mld di mc)<sup>(1)</sup></b>	<b>74,7</b>	<b>45,6</b>	<b>84,1</b>	<b>34,1</b>	<b>38,1</b>	<b>337,7</b>
<b>Quota Import su Consumi</b>	<b>88,4%</b>	<b>51,9%</b>	<b>61,8%</b>	<b>86,1%</b>	<b>21,5%</b>	<b>55,3%</b>
<b>Import da Pipeline<sup>(2)</sup></b>	<b>88%</b>	<b>71%</b>	<b>100%</b>	<b>24%</b>	<b>65%</b>	<b>81%</b>
Russia	21%	23%	37%	-	-	32%
Algeria	37%	-	-	19%	-	12%
Libia	14%	-	-	-	-	2%
Altro Extra UE 27	-	-	-	-	-	1%
EU 27	16%	48%	63%	5%	65%	34%
<b>Import da LNG<sup>(2)</sup></b>	<b>12%</b>	<b>29%</b>	<b>-</b>	<b>76%</b>	<b>35%</b>	<b>19%</b>
Algeria	2%	14%	-	14%	1%	4%
Libia	-	-	-	2%	-	-
Altro Extra UE 27	10%	15%	-	54%	32%	14%
EU 27	-	-	-	6%	2%	1%
<b>Stoccaggio (mld di mc)<sup>(3)</sup></b>	<b>14,9</b>	<b>12,6</b>	<b>20,4</b>	<b>4,1</b>	<b>4,3</b>	<b>85,0</b>
<b>Numero di giorni di stoccaggio</b>	<b>62</b>	<b>98</b>	<b>80</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>54</b>

(1) Fonte AEEG

(2) Fonte BP

(3) Fonte GIE; il dato italiano include le riserve strategiche pari a 5,1 mld di mc

L'Italia rappresenta il terzo mercato per consumi in Europa, dopo Germania e Regno Unito, con una quota prossima al 16% nell'area EU-27<sup>17</sup>. Tuttavia, dopo la grande crescita registrata negli anni duemila e con l'incremento dei consumi nel settore termoelettrico, a partire dal 2008 si è assistito ad un forte rallentamento della domanda tornata, nel 2011, ai livelli registrati nel 2009, pari a 77 Mld di MC (-6,4%). Se, tuttavia, nel 2009 il calo aveva coinvolto solo i comparti termoelettrico e industriale, nel 2011 il calo si è concentrato sul termoelettrico (-7%), che registra il valore minimo degli ultimi sette anni, e sul domestico (-8%) che torna al minimo storico, mentre il settore industriale segna una modesta ripresa rispetto all'ultimo biennio (+1,7%).

Ciò segnala che mentre la prima crisi era sostanzialmente di natura macroeconomica, legata agli effetti della incipiente crisi dei mutui *subprime* americani, la seconda riflette solo in parte cause macroeconomiche (legate in questo caso alla crisi dei debiti sovrani europei), essendo per il resto acuita nel comparto termoelettrico dalla crisi dei

<sup>17</sup> Nel presente paragrafo tutti i confronti internazionali sono riferiti al 2010, essendo l'ultimo anno per cui - al momento della chiusura di questa pubblicazione - sono disponibili dati internazionali omogenei.

consumi e dalla concorrenza esercitata dalle fonti rinnovabili e nel comparto domestico da un'annata connotata da temperature sopra la media (Tab. C.1.11, C.1.12).

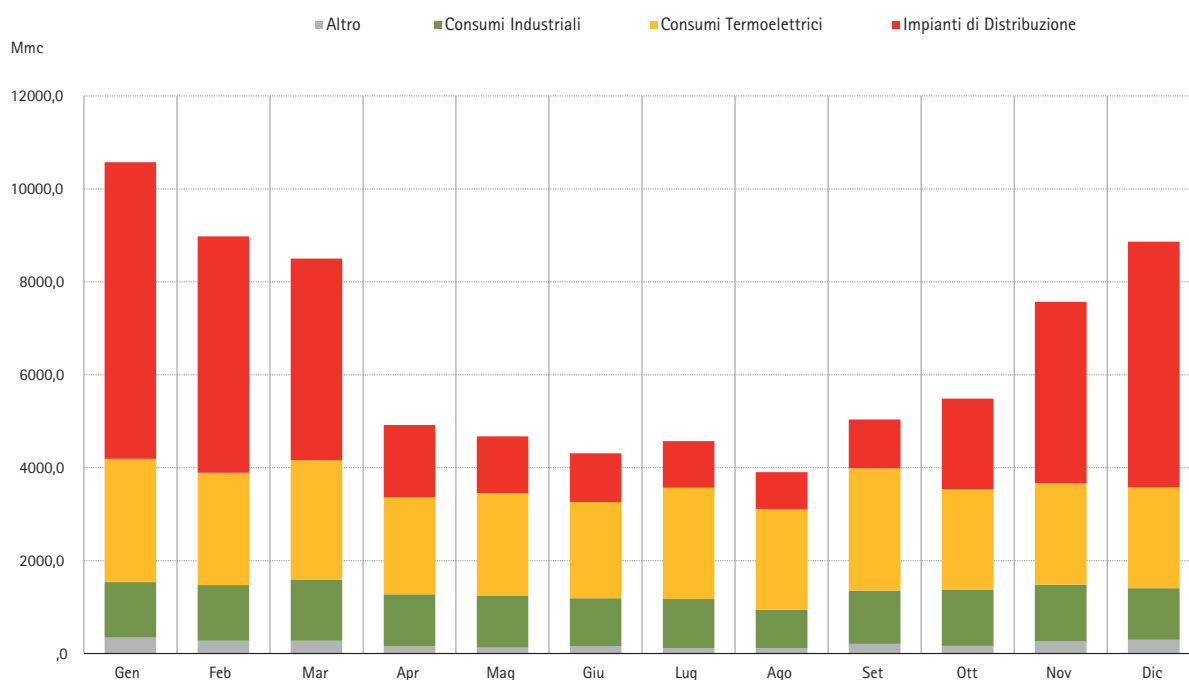
Malgrado il calo della domanda, è da segnalare un tendenziale aumento negli anni della punta dei consumi, legato al comportamento dei consumi domestici - che costituiscono la componente più rilevante nei mesi invernali di alta domanda - e a quello dei consumi termoelettrici, la cui maggior volatilità incorpora i crescenti impatti sul settore elettrico delle nuove fonti rinnovabili (Fig. C.1.7, C.1.8, C.1.9)<sup>18</sup>.

Tab C.1.12 Domanda e offerta di gas in Italia

mIn di MC (38,1 MJ)	2011	2010	2009	2008	2007	Δ% 2011/2010
<b>Domanda</b>	<b>77.406</b>	82.675	77.682	84.526	84.534	<b>-6,4%</b>
Consumi Industriali	13.543	13.319	12.133	14.560	15.514	1,7%
Impianti di Distribuzione	33.614	36.521	33.968	33.376	32.449	-8,0%
Consumi Termoelettrici	27.731	29.818	28.672	33.477	33.718	-7,0%
Rete terzi e cons. di sistema	2.518	3.018	2.909	3.114	2.854	-16,6%
<b>Import</b>	<b>70.274</b>	75.165	68.676	76.526	73.512	<b>-6,5%</b>
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>8.028</b>	8.146	8.229	9.120	9.776	<b>-1,4%</b>
<b>Sistemi di Stoccaggio</b>	<b>-896</b>	-641	776	-1.123	1.248	<b>40,0%</b>
Erogazione	8.047	8.041	9.272	5.668	5.665	0,1%
Iniezione	-8.943	-8.681	-8.496	-6.791	-4.417	3,0%
<b>Punto di scambio virtuale (PSV)</b>						
Volumi fisici	24.098	22.537	11.552	16.417	7.159	6,9%
Volumi scambiati	60.580	45.274	24.623	16.417	12.062	33,8%
Churn Ratio	2,5	2,0	2,1	1,0	1,7	-

Fonte: SRG

Fig C.1.7 Domanda mensile 2011 per comparto

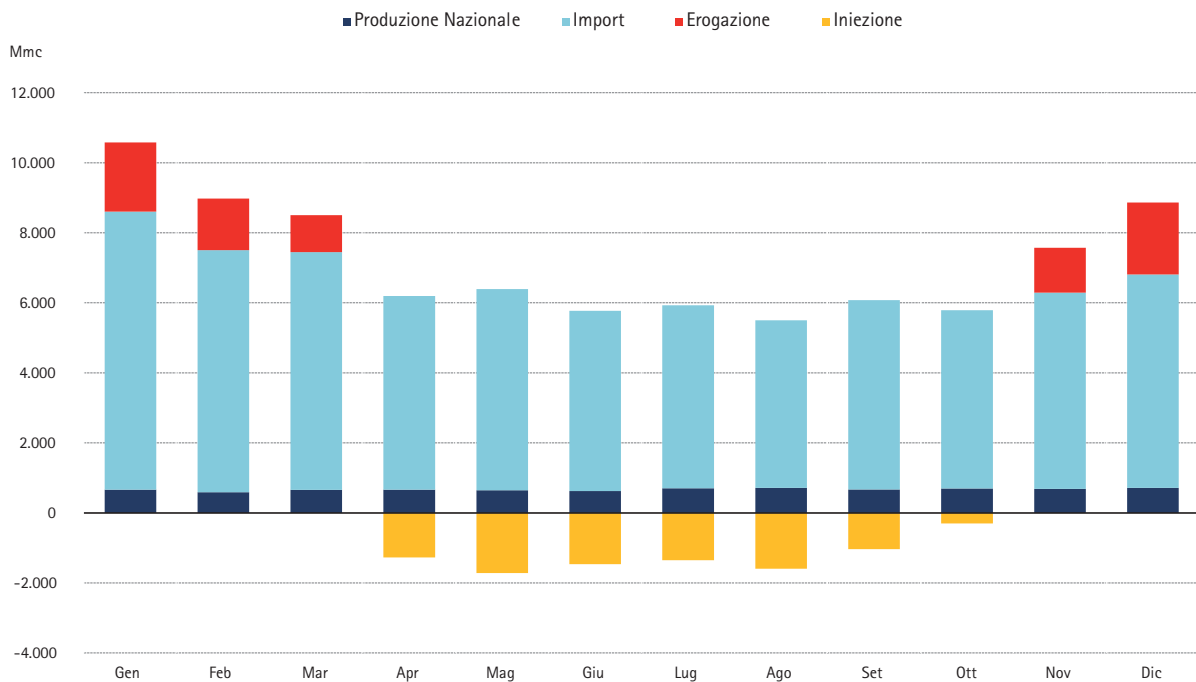


Fonte: SRG

<sup>18</sup> In particolare la volatilità dei consumi dal 2006 in poi è variata tra il 21-23% per il comparto termoelettrico, a fronte di valori prossimi al 14-15% per i comparti domestico e industriale.

Offerta mensile 2011 per componente

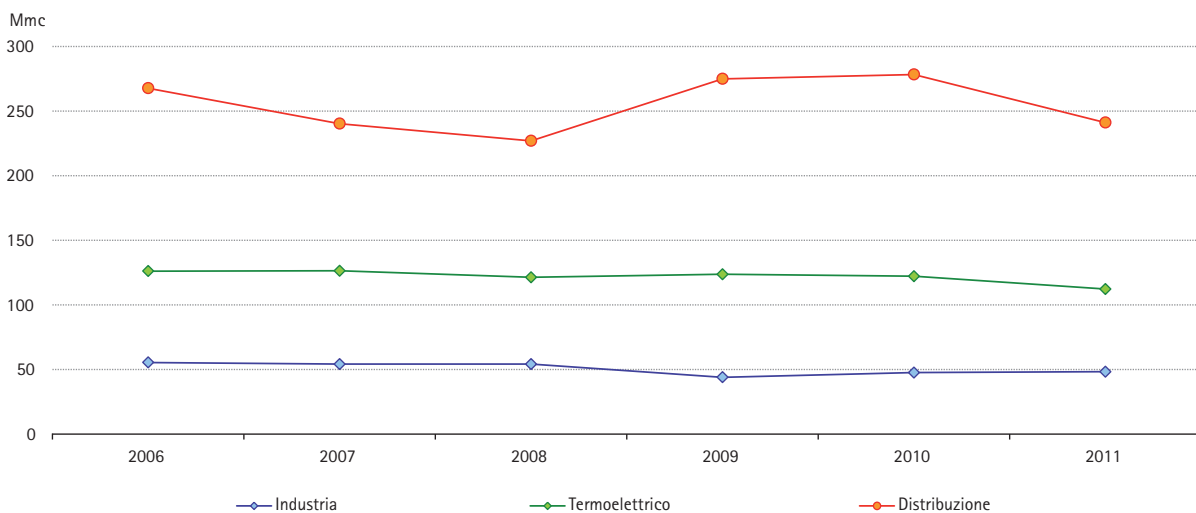
Fig C.1.8



Fonte: SRG

Serie annuali picco di domanda per comparto

Fig C.1.9



Fonte: SRG

L'insieme di questi fenomeni rende progressivamente meno cogente il tema del dimensionamento dell'offerta, già oggi tendenzialmente eccedentario, e più stringente quello della sua flessibilità, intesa sia come velocità di adeguamento alla domanda nel breve sia come resilienza alla perdita di singoli elementi.

In un paese con una scarsa produzione interna, la crescita dei consumi, così come la loro recente contrazione, è stata affidata, sostanzialmente, alle importazioni, che coprono una quota della domanda oscillante attorno al 90%. In particolare, la contrazione dei consumi nel 2011 è stata assorbita, in minima parte dalla modesta produzione nazionale, scesa al suo minimo degli ultimi otto anni e pari a 8 miliardi di mc (-1,4%), posto che la parte principale è stata assorbita dalle importazioni, scese a 70 miliardi di mc (-6,5%), valore prossimo ai minimi degli ultimi sette anni.

Tale dipendenza dall'estero, simile a quella degli altri grandi paesi europei non produttori come Germania, Francia e Spagna, si conferma tuttavia più critica nel caso italiano per due motivi: da un lato, il 74% delle importazioni proviene da tre paesi extra UE ad alto rischio geopolitico (Algeria, Russia, Libia); importazioni che in altri paesi, invece, non coprono più del 40%; dall'altro, la carenza di terminali GNL in Italia fa sì che l'88% del gas importato provenga da un numero limitato di infrastrutture rigide quali pipeline, a fronte di valori altrove inferiori al 71% (con l'eccezione della Germania) (Tab. C.1.13). In particolare, nonostante l'accresciuta disponibilità garantita dall'inaugurazione del gasdotto Greenstream con la Libia (dal 2004, per 9 mld di mc l'anno) e dall'entrata in operatività del terminale LNG di Rovigo (dal 2009, per 7 mld di mc l'anno), il sistema continua ad essere alimentato da soli 7 punti di entrata, di cui quattro coprono l'85% della domanda (Tab. C.1.13):

- Tarvisio, punto di ingresso, insieme a Gorizia, del gas proveniente dalla Russia attraverso il gasdotto Tag, che consente l'accesso all'hub austriaco di Baumgarten. Con 119 milioni di mc/giorno risulta l'infrastruttura più rilevante contribuendo per il 34% della domanda nel 2011, con un +24% sul 2010;
- Mazara del Vallo, punto di sbarco del gas algerino attraverso il Transmed che, con 105 milioni di mc/giorno ha soddisfatto il 28% della domanda nel 2011 e assorbito la maggior quota del calo di domanda, vedendo i propri volumi scendere del -6,8% e il suo tasso di utilizzo al 62%;
- Passo Gries, punto di ingresso del gas proveniente dal Nord Europa attraverso il Transitgas, che consente l'accesso diretto agli hub olandesi di Zeebrugge e TTF, con 65 milioni di mc/giorno ha coperto il 14% del fabbisogno, recuperando volumi dopo il drastico ribasso del 2010, legato alla manutenzione straordinaria per la frana che ha interrotto l'approvvigionamento in buona parte del secondo semestre di quell'anno;
- il nuovo terminale GNL di Rovigo, da cui proviene il gas della penisola arabica, che vanta una capacità di 26 milioni di mc/giorno, nel 2011 ha soddisfatto il 9% della domanda.

Un ruolo importante di flessibilità è giocato dal sistema degli stoccaggi aventi una capacità totale di circa 15 miliardi di mc, di cui 9 destinati a modulazione e 5 a riserva strategica (Tab. C.1.14).

Tab C.1.13 Capacità di import e relativo tasso di utilizzo

Punto di entrata	Paese di origine	Hub di riferimento	Capacità mln SM3/g	Conferita mln SM3/g	Disponibile mln SM3/g	Saturazione %	Quota consumi %
<b>Totale</b>			<b>370,4</b>	<b>322,5</b>	<b>47,9</b>	<b>58%</b>	<b>91%</b>
<b>Pipeline</b>			<b>331,0</b>	<b>289,5</b>	<b>41,5</b>	<b>57%</b>	<b>79%</b>
Passo gries (Transitgas)	Olanda Norvegia	Zeebrugge TTF	64,8	58,1	6,7	51%	14%
Tarvisio (Trans Austria Gas -Tag)	Russia	Baumgarten	118,8	111,5	7,3	65%	34%
Mazara del Vallo (Transmed)	Algeria	-	105,0	92,2	12,8	62%	28%
Gorizia (Trans Austria Gas -Tag)	Russia	-	4,8	0,4	4,4	96%	0%
Gela (Greenstream)	Libia	-	37,6	27,4	10,2	22%	3%
<b>GNL</b>			<b>39,4</b>	<b>32,9</b>	<b>6,5</b>	<b>71%</b>	<b>12%</b>
Panigaglia	Nigeria	-	13,0	8,3	4,8	59%	2%
Cavarzere	Oman	-	26,4	24,7	1,7	75%	9%

Fonte: SRG

Tab C.1.14 Il sistema degli stoccaggi

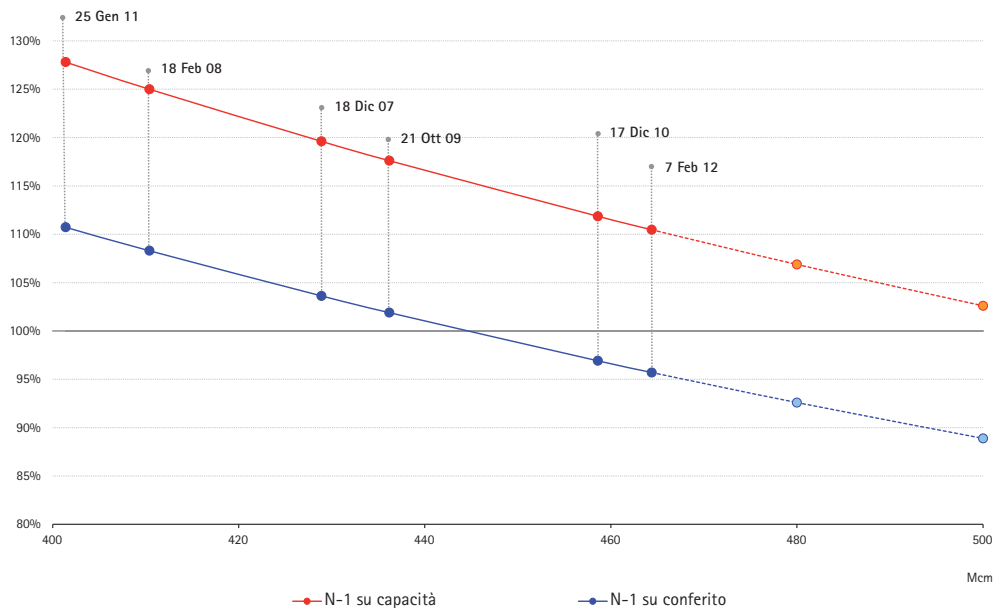
Stoccaggio (mln MC - 38,1 MJ)	2011	2010	2009	2008	Δ%2011 / 2010
Spazio conferito	14.932,2	14.461,4	14.082,1	13.998,1	3,3%
Stoccaggio strategico	5.166,5	5.177,1	5.235,7	5.254,1	-0,2%
Servizio di bilanciamento e minerario	564,4	531,3	529,3	575,6	6,2%
Servizio di modulazione e D.Lgs. 130/10	9.201,3	8.753,0	8.317,1	8.168,3	5,1%
Giacenza al 1 nov (*)	10.458,0	9.078,1	8.611,3	8.717,6	15,2%
Numero di giorni di stoccaggio	49	40	40	38	23,0%

(\*) Inizio della stagione di erogazione

Fonte: Stogit



Indicatore di sicurezza (n-1) al variare della domanda Fig C.1.10



Fonte: elaborazione su dati SRG

I dati suddetti generano una condizione di fragilità del sistema italiano che – nonostante l'eccesso di offerta indotto dalla crisi dei consumi e dall'aumento dell'offerta mondiale legato al gas non convenzionale – non elimina il rischio di scarsità alla punta in caso di perdita di una linea di importazione o di improvvisa impennata dei consumi; una condizione, questa, ben misurata dall'indice di sicurezza N-1 che misura un valore di 100% per l'Italia, appena superiore alla soglia di sicurezza<sup>19</sup>. In effetti, a fronte di una domanda giornaliera di picco che negli ultimi anni è variata tra i 400–460 Mln di MC/giorno, l'offerta potenziale può garantire al massimo 631 Mld di MC/giorno, di cui 34 di produzione nazionale, più 227 di erogazione dagli stoccaggi, 370 di capacità di import (nonostante negli ultimi anni le tre componenti singolarmente non siano mai state superiori a 27, i 177 e i 347 Mln di MC/giorno). L'analisi riportata in Fig. C.1.12 evidenzia che, calcolando l'indicatore rispetto ai valori di capacità delle pipeline, il sistema opererebbe in sicurezza fino a livelli di consumi prossimi ai 500 Mln di MC<sup>20</sup>.

Al numero limitato di punti di ingresso si aggiungono almeno tre elementi di esame:

- la lunghezza della vita media dei contratti di importazione (inferiore a un anno solo per l'11% dei contratti e superiore a 10 anni per l'86% dei contratti)<sup>21</sup> e la rigidità delle clausole take or pay che caratterizzano i contratti di import tramite pipeline sia in termini di prezzo che di flessibilità di ritiro per l'utente/importatore;
- la quota ridotta di capacità disponibile sulle pipeline per la riallocazione di breve termine, mediamente inferiore al 13%;
- la bassa liquidità e la ridotta trasparenza dei meccanismi di aggiustamento di mercato, fino ad oggi legati ad obblighi di cessione regolati (le due *Gas Release* del 2003 e del 2007, nonché gli obblighi di cessione relativi a import e royalties gestiti dal GME sulla P-GAS concretizzatisi in volumi pari a 0,53 Mld di MC) o ad accordi OTC tra le parti registrati al PSV (in forte crescita a 60 Mld di MC). In quest'ottica è da segnalare positivamente l'avvio, proprio nel 2011, di meccanismi di mercato più trasparenti sia per il mercato all'ingrosso (attraverso la creazione del M-GAS) che per il bilanciamento (attraverso la PB-GAS).

L'insieme di queste situazioni ha spesso generato tensioni sui prezzi e, talora, addirittura sui volumi, imponendo in alcuni

19 Il criterio N-1 misura la resilienza del sistema di fronte alla perdita del principale elemento di offerta ed è calcolato secondo la formula  $N-1(\%) = 100 \times (EPm + Pm + Sm + LNGm - Im) / Dmax$ , dove EPm è la capacità massima dei punti di entrata serviti da gasdotti, Pm la capacità massima di produzione nazionale, Sm erogabilità massima tecnica degli stoccaggi, LNGm capacità massima di send out dei terminali GNL, Im capacità della infrastruttura con maggior capacità di fornitura, Dmax massima domanda di gas giornaliera rilevata negli ultimi 20 anni. L'indice segnala quindi una sicurezza tanto maggiore quanto più è superiore a 100.

20 Poiché l'indicatore N-1 viene calcolato da diverse istituzioni secondo metodologie differenti, in Figura C.4.1 riportiamo anche lo stesso indicatore al variare della domanda ma calcolato con riferimento alle capacità conferite, invece che alle capacità disponibili. Il valore risulta evidentemente molto inferiore.

21 Il dato fa riferimento alle informazioni presenti nella Relazione Annuale 2010 dell'AEEG.

casi il ricorso al razionamento della domanda industriale interrompibile, alla riattivazione delle centrali elettriche ad olio combustibile per favorire la riduzione della domanda termoelettrica, fino ad imporre nei casi più acuti il ricorso a parte delle riserve strategiche. Le crisi più significative si sono verificate nel 2006 e nel 2009, quando le tensioni internazionali, intercorse tra Russia e Ucraina, hanno indotto fenomeni di scarsità fisica nel sistema e razionamento dei consumi ad alcune utenze. Tensioni minori, limitate al rialzo dei prezzi all'ingrosso, si sono registrate nel 2010, a causa di un guasto del gasdotto Transitgas e a marzo 2011 a causa delle tensioni politiche occorse in Libia. L'ultima fase critica si è avuta recentemente, nel febbraio 2012, per l'ondata di freddo siberiano che ha travolto l'Europa, facendo impennare i consumi e riducendo i flussi di gas provenienti dall'Ucraina, con riflessi sia sui prezzi che sul razionamento di alcuni consumi.

Un ultimo fattore di rigidità che negli ultimi anni ha afflitto il sistema gas italiano è la mancanza di un vero mercato spot, surrogato solo in parte dalla operatività del Punto virtuale di Scambio (PSV), l'hub italiano gestito da SRG sul quale gli operatori possono registrare scambi bilaterali di gas e la cui operatività è cresciuta da 12 a 60 Mld mc, a fronte di un consegnato cresciuto da 7 a 24 Mld mc. Tale mancanza fa sì che in Italia rimanga più rilevante che all'estero il ruolo delle formule contrattuali preesistenti - tendenzialmente regolate e indicizzate - che forniscono segnali di prezzo fortemente correlati all'andamento del Brent e poco capaci di riflettere fenomeni puntuali di scarsità o abbondanza. Ci si riferisce in particolare all'indice QE (componente amministrata del prezzo del gas legata alla copertura dei costi della materia prima) e alla *Gas Release 2007* - principale formula gas indicizzata sul mercato italiano relativa alle cessioni di gas sul mercato imposte dal regolatore. Entrambe le formule, che per costruzione seguono in maniera abbastanza fedele l'andamento della quotazione del Brent convertita in euro e ritardata di 6 mesi, indicano nel 2011 la prosecuzione di quel trend di crescita dei prezzi iniziato l'anno scorso pur evidenziando un progressivo scostamento al rialzo della *Gas Release*, il cui valore nelle pratiche commerciali viene in effetti scontato di una decina di € per riportarlo ad un livello significativo.

In questo ambito il GME organizza e gestisce, infatti, il mercato del gas naturale (M-GAS), nel quale gli operatori, che siano stati abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV), possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

### 1.2.3 Il sistema elettrico

Dopo i flebili segnali di ripresa rilevati nel 2010, il 2011 si contraddistingue per una stagnazione della richiesta di energia elettrica, coerente con un quadro macroeconomico caratterizzato da una crescita sostanzialmente nulla della domanda aggregata. A fronte del timido aumento del PIL (+0,4%), i consumi elettrici (311,7 TWh) hanno, infatti, evidenziato una crescita moderata (+0,6%), compressa soprattutto dalla sensibile contrazione osservata nell'ultimo trimestre (-3%) in corrispondenza del periodo di maggior tensione sui mercati finanziari e di maggiore criticità per l'economia reale. La flessione dei consumi appare confermata anche dai dati parziali del 2012, che, nel primo trimestre, mostrano un calo della richiesta prossimo al 2%, in linea con la fase recessiva che sta interessando questa prima parte di anno. Osservando l'evoluzione della composizione settoriale dei consumi si evince come la stagnazione di quest'ultimi abbia coinvolto in maniera pressoché omogenea tutti i comparti (Fig. C.1.11). In tal senso, si segnala il dato relativo ai consumi industriali, per loro natura maggiormente sensibili all'andamento della domanda aggregata, che segnano un aumento di un solo TWh (+0,7%) mantenendosi, comunque, ampiamente al di sotto dei livelli pre-crisi anteriori al 2009. Nel 2011, inoltre, rinvigorendo una tendenza già in atto nell'ultimo quinquennio, si evidenzia una brusca contrazione degli acquisti dei pompaggi, scesi a 2,5 TWh (-43,5%) per effetto, prevalentemente, della progressiva convergenza tra quotazioni di picco e fuori picco rilevata sul MGP, che limita le opportunità di trading orario sul mercato. Anche sotto il profilo della punta di fabbisogno non si osservano variazioni significative rispetto al 2010, con un picco dei consumi (56,5 GW) che presenta forti analogie con l'anno precedente, sia in termini di livelli (+0,1 GW) che in termini temporali; il picco di domanda è stato raggiunto infatti il 13 luglio, segnando uno scarto di soli tre giorni con il 2010 (16 luglio) e confermando il trend osservato dal 2008 che vede il passaggio dal picco

invernale a quello estivo in virtù della diffusione su ampia scala degli impianti di climatizzazione (Tab. C.1.15, C.1.16). A fronte di questa stasi della domanda, nel 2011 si registra un nuovo aumento della capacità produttiva, salita al massimo storico di 121,5 GW, che determina un ulteriore rafforzamento della perdurante condizione di eccesso di offerta che da qualche anno caratterizza il sistema elettrico italiano. Sebbene l'aumento complessivo della potenza installata (+10,2%) interessi quasi tutte le tipologie di impianto, nel 2011 si assiste ad un forte rallentamento della crescita della potenza termica (+1%) e allo straordinario aumento della capacità installata da fonte rinnovabile (+112%). Questo eccezionale incremento media una vera e propria esplosione della potenza fotovoltaica (+267,4%) e un aumento più moderato, rispetto al 2010, per quanto comunque significativo, della potenza eolica (+19,7%)<sup>22</sup>. Il sensibile disallineamento tra i tassi di crescita della potenza termica e della potenza rinnovabile contribuisce ad accentuare una tendenza già emersa nel recente passato. Il tasso di sviluppo della potenza proveniente da impianti termoelettrici, stabile sul 5/6% tra il 2003 e il 2008 in ragione della crescita significativa dei cicli combinati, ha subito una profonda flessione a partire da tale data, in risposta sia al configurarsi di una condizione di diffusa *overcapacity*, peraltro fortificata dalla recente stagnazione dei consumi, sia alla conseguente progressiva contrazione della redditività degli investimenti segnalata dal crollo degli *spark spread*. Il sentiero di crescita della potenza eolica e fotovoltaica mostra, viceversa, come gli investimenti in tali tipologie di impianti siano fortemente anelastici alla domanda di energia elettrica, risultando stimolati principalmente dai meccanismi di incentivi di cui tali tecnologie beneficiano ed evidenziando un incremento del tasso di crescita della potenza installata particolarmente significativo proprio nell'ultimo triennio<sup>23</sup>, in corrispondenza del crollo dei consumi elettrici (Fig. C.1.11). Nonostante tale dinamica, la quota preponderante dei consumi continua ad essere soddisfatta dalla produzione termica (70% circa di cui larga parte cicli combinati), con l'eolico e il fotovoltaico che, con una produzione netta di circa 19 TWh, contribuiscono al 6% dei consumi totali (+2,6 p.p.).

Per quanto ancora limitato in termini assoluti, il peso crescente della produzione da rinnovabili sta producendo impatti rilevanti sia sul mercato all'ingrosso, relativamente al livello dei prezzi e al loro profilo orario, sia sul sistema nel suo complesso, relativamente alla attendibilità dei programmi e alle criticità connesse alla modulazione delle immissioni provenienti da tali fonti. Per quanto concerne il mercato e l'effetto sui prezzi, la crescita delle rinnovabili ne deprime il livello nella misura in cui l'incremento d'offerta a prezzo zero contribuisce a ridurre la scarsità relativa dell'offerta e ad aumentare la competitività al margine, mandando fuori ordine di merito le offerte più costose; ne modifica il profilo nella misura in cui spinge verso il basso i prezzi nelle ore di picco a maggior irradiazione solare, favorendo indirettamente un aumento dei prezzi nelle ore serali in cui la concentrazione di mercato è più elevata e le fonti tradizionali fissano prezzi più sostenuti al fine di salvaguardare i loro margini (si veda a tal proposito il paragrafo 2.2 presente in sezione C). In termini di sistema, la scarsa attendibilità dei programmi<sup>24</sup> e la ridotta dispacciabilità delle fonti rinnovabili riduce la sicurezza del sistema e aumenta *ceteris paribus* gli oneri del bilanciamento, amplificando le difficoltà del TSO nella gestione in equilibrio della rete ed obbligandolo a considerare tale difficoltà in fase di approvvigionamento della riserva. La diffusione di queste tecnologie suggerisce, pertanto, lo sviluppo di investimenti in grado di limitare le criticità connesse alla non programmabilità di tali fonti.

A tal proposito, si segnalano alcune delle misure già poste in essere da Terna nel corso del 2011, in particolare le disposizioni circa la definizione degli NTC – Net Transfer Capacity – con l'estero, secondo cui, nei fine settimana di ridotto fabbisogno atteso (da fine marzo a metà giugno 2011), Terna ha previsto una restrizione delle interconnessioni con l'estero. La ragione di tale provvedimento risiede nella necessità di garantire l'accettazione sul MGP di una quota di offerta proveniente da impianti termici nazionali sufficiente a garantire un opportuno livello di riserva rotante. In un contesto di bassa domanda e di offerta crescente da parte di fonti non programmabili, il mantenimento della consueta capacità di interconnessione con l'estero potrebbe determinare una situazione in cui, a valle dei programmi del MGP, il fabbisogno risulti quasi integralmente soddisfatto dall'offerta estera e da rinnovabili, a forte danno

<sup>22</sup> Fonte Terna, dati provvisori 2011.

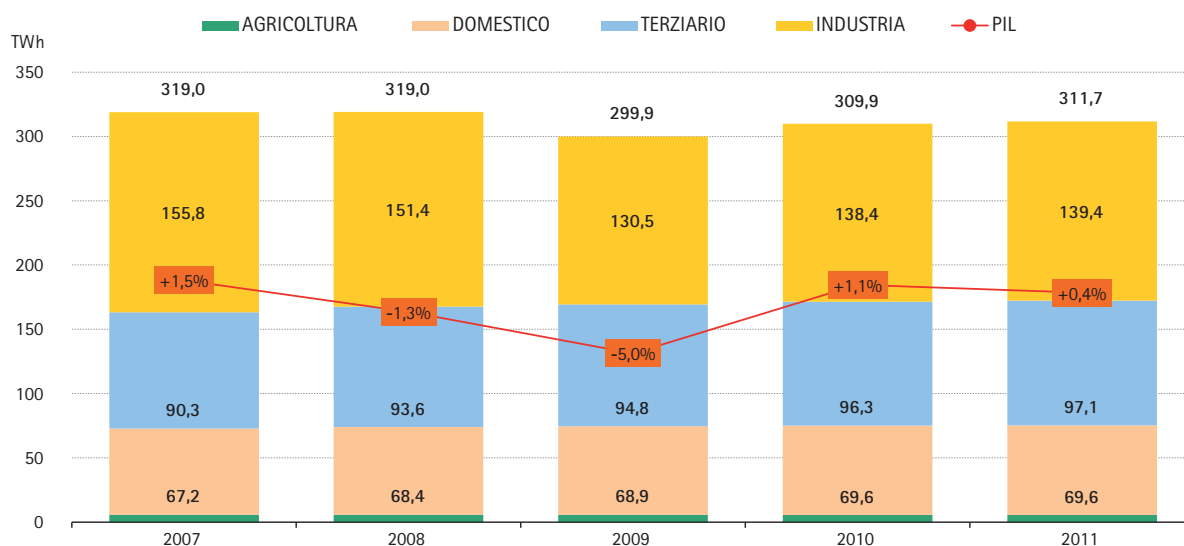
<sup>23</sup> In particolare, come evidenziato dall'incremento percentuale registrato tra 2011 e 2010, tale aumento della potenza in prima battuta è stato trainato prevalentemente dall'eolico e attualmente in maniera preponderante dal fotovoltaico.

<sup>24</sup> Quest'ultima è riconducibile sia alla logica maggiore approssimazione a cui sono soggette le previsioni che all'attuale disciplina del dispacciamento che rende indifferente per un operatore presentare o meno i propri programmi sul MGP.

della sicurezza del sistema. Il fenomeno, che impatta sensibilmente le dinamiche competitive e di prezzo sul MGP, appare ancora più marcato nel corso di questa prima parte del 2012, quando più di una volta il Pun rilevato nei fine settimana di basso consumo è stato addirittura superiore a quello delle precedenti giornate lavorative, ribaltando la consueta ciclicità dei prezzi osservata in corso di settimana. Per i prossimi anni potrà, quindi, modificarsi il contributo dell'import netto, che nel 2011 è salito a 45,6 TWh (+3%) grazie all'ampliamento del differenziale di prezzo con l'estero, arrivando a soddisfare il 14% della richiesta complessiva.

Per quanto riguarda l'evoluzione della rete di trasmissione, infine, il principale intervento di potenziamento del 2011 è rappresentato dall'entrata in funzione a pieno regime del secondo cavo del Sapei, che ha portato la capacità di interconnessione tra Centro Sud - Sardegna e Sardegna - Centro Sud rispettivamente a 870 MW e 1.050 MW, favorendo una maggiore integrazione dell'isola con il continente e contribuendo a ridurre sul MGP il differenziale tra prezzo della Sardegna e prezzi continentali (-18% circa). Per quanto concerne la Sicilia, viceversa, la capacità di interconnessione con il continente non dovrebbe subire mutamenti sino all'entrata in operatività della linea Sorgente-Rizziconi, prevista per il 2014, che incrementerà di circa 900 MW la capacità in import dell'isola siciliana.

Fig C.1.11 Consumi finali per comparto e PIL



Fonte: Terna, dati 2011 provvisori.

Tab C.1.15 Bilancio energetico elettrico

TWh	2011	2010	2009	2008	2007	var % 2011/2010
<b>TOTALE RICHIESTA</b>	<b>332,3</b>	<b>330,5</b>	<b>326,1</b>	<b>347,1</b>	<b>347,6</b>	0,6%
CONSUMI NAZIONALI	311,7	309,8	299,9	319,0	319,0	0,6%
PERDITE DI RETE	18,1	16,2	20,4	20,4	21,0	11,7%
ACQUISTI POMPAGGI	2,5	4,5	5,8	7,6	7,7	-43,5%
<b>PRODUZIONE NETTA</b>	<b>289,2</b>	<b>290,7</b>	<b>281,1</b>	<b>307,1</b>	<b>301,3</b>	-0,5%
IDROELETTRICO	47,7	53,8	52,8	46,7	38,0	-11,4%
TERMICO	217,4	221,0	216,1	250,1	254,0	-1,6%
GEOTERMICO	5,3	5,0	5,0	5,2	5,2	5,2%
EOLICO	9,6	9,0	6,5	4,9	4,0	5,7%
FOTOVOLTAICO	9,3	1,9	0,7	0,2	0,0	394,0%
<b>SALDO IMPORT/EXPORT</b>	<b>45,6</b>	<b>44,2</b>	<b>45,0</b>	<b>40,0</b>	<b>46,3</b>	3,3%
IMPORT	47,3	46,0	47,1	43,4	48,9	3,0%
EXPORT	1,7	1,8	2,1	3,4	2,6	-5,7%

Fonte: Terna, dati 2011 provvisori.

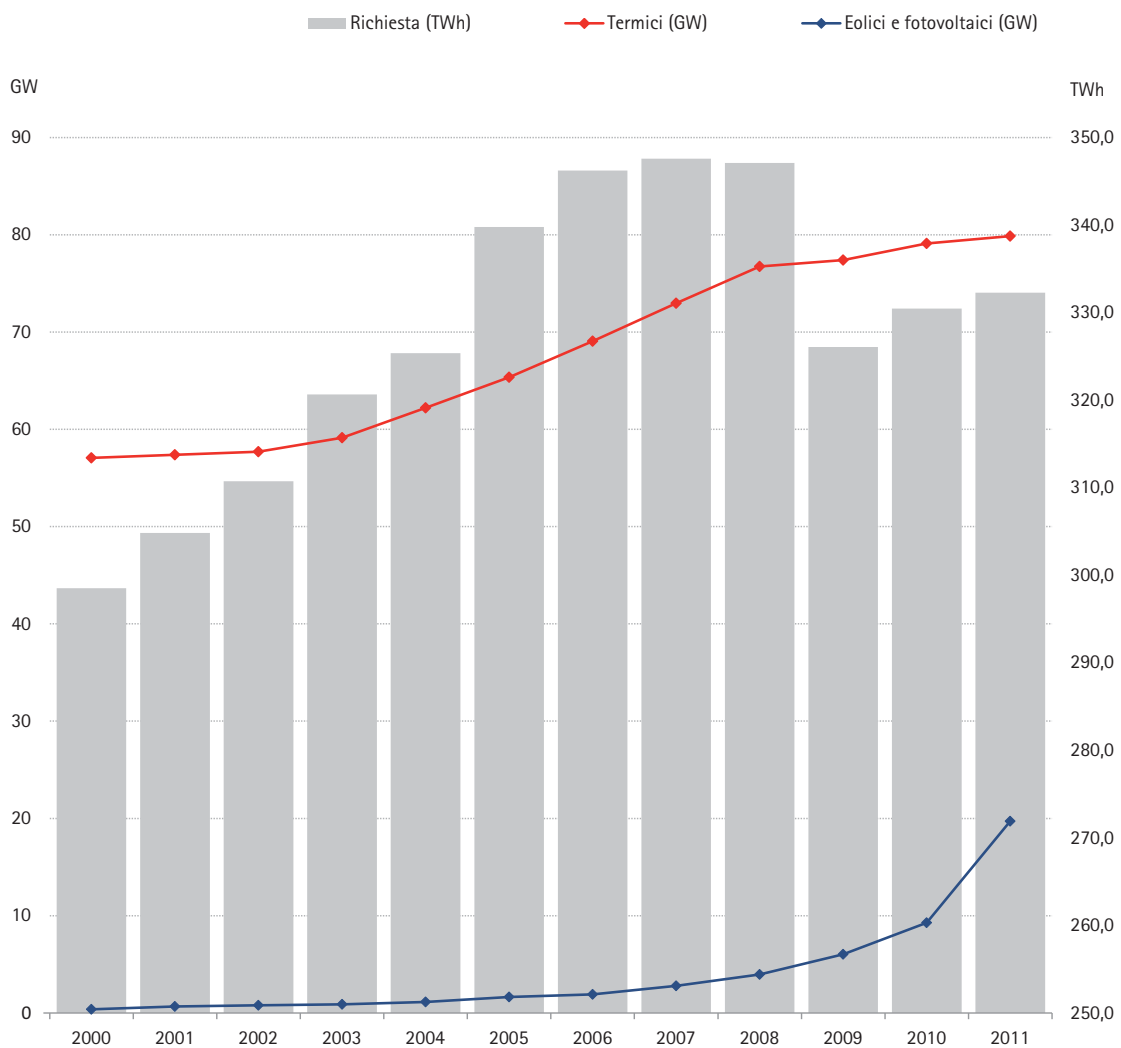
## Potenza efficiente di generazione e picco di domanda Tab C.1.16

GW	2011	2010	2009	2008	2007
<b>POTENZA EFFICIENTE LORDA</b>	<b>121,5</b>	<b>110,3</b>	<b>105,2</b>	<b>102,3</b>	<b>97,2</b>
IDROELETTRICO	22,0	21,9	21,7	21,6	21,5
TERMICO	79,1	78,3	76,7	76,0	72,2
GEOTERMICO	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
EOLICO & FOTOVOLTAICO	19,7	9,3	6,0	4,0	2,8
<b>POTENZA MEDIA DISP. ALLA PUNTA*</b>	<b>n.d.</b>	<b>69,3</b>	<b>67,0</b>	<b>63,5</b>	<b>61,2</b>
<b>PICCO DI DOMANDA</b>	<b>56,5</b>	<b>56,4</b>	<b>51,9</b>	<b>55,3</b>	<b>56,8</b>
GIORNO	<i>13 Luglio</i>	<i>16 Luglio</i>	<i>17 Luglio</i>	<i>26 Giugno</i>	<i>18 Dicembre</i>
ORA	12	12	12	12	17

\* al netto dell'a capacità d'importazione

Fonte: Terna, dati 2011 provvisori.

## Serie annuale della potenza installata da impianti termici, eolici e fotovoltaici Fig C.1.12



Fonte: Terna, dati 2011 provvisori.

## 2. I MERCATI ELETTRICI

### 2.1 La partecipazione al mercato

La crisi economica ha fatto sentire solo parzialmente le proprie conseguenze sul mercato elettrico nel 2011, rinviando, probabilmente, gli impatti più significativi al 2012.

Sotto il profilo della partecipazione al mercato, per il primo anno dalla partenza della borsa si osserva un calo del numero di operatori iscritti al Mercato Elettrico, che scendono dai 207 del 2010 ai 192 del 2011. Tale dato, tuttavia, non si accompagna ad un calo degli operatori attivi sul mercato, il cui numero si mostra, al contrario, in crescita anche quest'anno su tutte le piattaforme, con punte particolarmente significative sui mercati infragiornalieri (+22), dove l'incremento del numero di operatori che presentano offerte risulta particolarmente favorito dall'introduzione delle sessioni MI3 e MI4 che hanno aggiunto un ulteriore elemento di flessibilità, consentendo, quindi, agli operatori di modificare fino alla mattina del giorno di *delivery* i programmi registrati a valle del MI2<sup>25</sup>. La riduzione del numero degli operatori iscritti è, quindi, probabilmente riconducibile alla scelta degli operatori iscritti, ma inattivi, di lasciare il mercato. Per quanto riguarda la Piattaforma di registrazione delle contrattazioni a termine (PCE), viceversa, nel 2011 è stato registrato il nuovo massimo di società iscritte (208), a cui si aggiunge un incremento del tasso di partecipazione che porta a 103 il numero di operatori con offerte, contro i 95 del 2010 (Tab. C.2.1).

Tab C.2.1 La partecipazione al mercato

	2011	2010	2009	2008	2007
<b>PCE</b>					
Operatori iscritti	208	205	167	146	116
Operatori con offerte	103	95	88	100	108
Operatori con offerte di vendita	79	75	68	76	94
Operatori con offerte di acquisto	73	71	65	70	73
<b>IPEX</b>					
Operatori iscritti	192	207	172	150	127
<b>MTE</b>					
Operatori con offerte	22	15	16	8	-
Operatori con offerte di vendita	20	12	13	8	-
Operatori con offerte di acquisto	14	13	15	6	-
<b>MGP (escluso PCE)</b>					
Operatori con offerte	138	131	115	105	89
Operatori con offerte di vendita	112	104	92	84	71
Operatori con offerte di acquisto	108	102	90	90	74
<b>MI</b>					
Operatori con offerte	91	69	53	37	32
Operatori con offerte di vendita	81	65	48	34	29
Operatori con offerte di acquisto	79	59	49	36	32
<b>MSD</b>					
Operatori con offerte MSD ex-ante	28	23	20	22	19

Sotto il profilo dei volumi la richiesta di energia elettrica registrata da Terna si conferma sui livelli dell'anno scorso (332 TWh; +0,6%)<sup>26</sup>, a fronte di una lieve flessione delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, che scendono a 311,49 TWh (-2%). Questa discrepanza, in linea di principio fisiologica nella misura in cui può riflettere da un lato la differenza tra programmazione e consumo effettivo e dall'altro specifiche strategie di acquisto dell'energia, appare significativamente più alta rispetto agli ultimi anni. La ragione, tuttavia, non risiede tanto nella contrazione della domanda di acquisti a programma quanto nell'effetto della crescita esponenziale delle produzioni da fotovoltaico

<sup>25</sup> Più precisamente sul MI3 e MI4, le cui sedute si chiudono rispettivamente alle 7:30 e 11:30 del giorno di consegna, gli operatori possono modificare i programmi relativi alle ultime 12/8 ore del giorno di consegna stesso.

<sup>26</sup> Fonte Terna.

(+394% circa)<sup>27</sup> che contribuiscono a deprimere gli acquisti sul Mercato del Giorno Prima – inclusivi di contratti bilaterali – in favore di una quota crescente di autoconsumi soddisfatti da produzioni che non passano per il mercato. In questo contesto, si segnala un nuovo aumento del volume delle contrattazioni registrate sui mercati e sulle piattaforme del GME, che salgono a 525 TWh (+15%) aggiornando così il massimo assoluto. Tale incremento risulta trainato dalla crescita delle negoziazioni a termine (322,49 TWh; +34%)<sup>28</sup>, in linea con il dato relativo alla dimensione complessiva del mercato a termine dell'energia in Italia (523 TWh)<sup>29</sup> che segna un rialzo del 37%. Sebbene la quota preponderante di tali volumi si riferisca ancora a scambi *over the counter*, si registra un forte aumento delle negoziazioni sul MTE (+404%), a testimonianza di un utilizzo sempre più consistente di tale mercato come strumento di copertura dal rischio connesso alla volatilità dei prezzi *spot*<sup>30</sup>. Relativamente alla PCE, l'aumento dei contratti registrati (+23%) risulta indotto sia dalla crescita del sottostante (salito a 131 TWh) che da un maggior ricorso all'attività di *trading* da parte degli operatori, confermato dall'ulteriore aumento del "churn ratio"<sup>31</sup> (Tab. C.2.2).

D'altro canto, per quanto concerne i mercati a pronti, il calo dei volumi registrati al giorno prima risulta concentrato soprattutto sulla borsa, che perde circa 19 TWh (-10%) attestandosi al minimo storico di 180 TWh, con un aumento dei programmi in esecuzione dei contratti bilaterali.

Tale dinamica risente certamente del generale calo degli acquisti al giorno prima, che tuttavia non è da solo un fattore decisivo: ipotizzando una liquidità costante ai livelli del 2010, infatti – cioè assumendo che il calo della domanda avesse interessato in misura uguale borsa e bilaterali – i volumi su Ipx sarebbero calati solo di 4,5 TWh, attestandosi a 184,8 TWh. Viceversa è dal 2009 ormai che si osserva una tendenza ribassista della liquidità stessa del MGP, definita come quota dei volumi totali al giorno prima scambiati sul MGP, che nel 2011 scende al minimo storico del 58% con una flessione di 5 punti percentuali rispetto al 2010 e di 10 punti percentuali in riferimento al 2009 (Fig.C.2.1). Le cause di questo calo di volumi e di liquidità sono quindi altre, come illustrato di seguito.

Inoltre, rispetto al 2010 si assiste alla contrazione del 2% dei volumi negoziati sul mercato regolamentato da parte degli operatori istituzionali – GSE e AU – che ad oggi rappresentano ancora il 48% dei volumi scambiati in borsa. Questo elemento, tuttavia, non è decisivo, nella misura in cui concorre unicamente alla riduzione del livello dei quantitativi negoziati in borsa e non alla riduzione della liquidità, essendo il ribasso dei volumi scambiati in borsa dai soggetti istituzionali proporzionale a quello dei volumi *tout court*. Interessante, in proposito, segnalare che tale calo media dinamiche contrapposte del GSE e dell'Acquirente Unico. Infatti, se le vendite del primo scendono al minimo storico (39 TWh), anche per effetto dell'uscita degli impianti soggetti al regime di convenzione definito dal provvedimento CIP 6/92, il secondo modifica sensibilmente la sua strategia di approvvigionamento rispetto all'anno precedente, decurtando la quota di OTC in favore di una presenza più consistente sul mercato regolamentato (+6 TWh)<sup>32</sup>. In tal senso, il dato relativo ad AU appare particolarmente significativo in considerazione del fatto che quest'ultimo è risultato essere la principale controparte in acquisto sul MTE, a testimonianza che il calo della liquidità sul MGP non può essere ricondotto, se non in misura trascurabile, ad uno spostamento dei volumi di borsa del mercato *spot* a vantaggio degli scambi sul MTE.

L'origine della contrazione dei volumi e della liquidità di borsa risiede, quindi, nel ribasso dei volumi negoziati dagli operatori non istituzionali (-17 TWh), che nel 2011 vedono scendere la loro quota al 30%, riducendo di 5 punti percentuali la liquidità di borsa.

Tale dinamica, tuttavia, riflette sostanzialmente tre fenomeni distinti e almeno in parte esogeni.

a) Il primo, di natura squisitamente regolatoria, è legato dagli effetti del provvedimento relativo all'*interconnector*

27 Fonte Terna.

28 Occorre tuttavia precisare che dei 322,49 TWh volumi a termine complessivamente registrati, buona parte si riferisce a volumi con *delivery* 2012. Tale considerazione assume ancora più rilievo per quanto concerne il MTE dove il prodotto *baseload* annuale 2012 è risultato il più liquido (corrispondente al 73% dei volumi complessivamente negoziati).

29 Tale valore è riportato nella Tabella C.2.33 risulta maggiore di quello relativo alla Tab. C.2.2 sia perché sulla PCE le posizioni commerciali possono essere registrate su un orizzonte temporale massimo pari a due mesi, sia perché include i contratti finanziari negoziati sui mercati regolamentati (Iindex) e OTC.

30 Per contro, appare opportuno sottolineare come sul MTE l'attività di *trading* appaia ancora piuttosto ridotta.

31 Il "churn ratio" è il rapporto tra volumi registrati e volumi nominati in consegna e misura la relazione tra la dimensione finanziaria e quella fisica di un mercato.

32 Il dato si riferisce agli acquisti di AU al netto dei CIP6. Da segnalare a tal proposito come la crescita degli acquisti di AU su borsa rispetto al 2010 assuma ancora più rilievo alla luce del fatto che nel 2011 la quota di diritti CIP6 assegnati all'Acquirente Unico è posta pari a zero, a fronte dei 697 MW del 2010.

*virtuale*, che da due anni a questa parte ha comportato la registrazione su PCE di circa 17,5 TWh nel 2010 e 21,5 TWh nel 2011<sup>33</sup>. Assumendo che in assenza dell'*interconnector virtuale* una quota pari alla liquidità del MGP nel 2009 (68%) sarebbe stata scambiata in borsa, e che gli *shipper* abbiano interamente nominato su PCE i programmi relativi all'energia destinata ai soggetti investitori, la riduzione dei volumi di borsa imputabile a tale provvedimento può essere stimata in 12 TWh circa per il 2010 e ulteriori 3 TWh circa per il 2011. Tale fenomeno spiega larga parte del calo di volumi registrato nel 2010, mentre contribuisce in maniera significativa ma non preponderante al calo del 2011.

b) Il secondo è connesso alla forte contrazione degli acquisti dei pompaggi (-67%), favorita dalla compressione del differenziale tra quotazioni di picco e fuori picco. Poiché tali acquisti avvengono, da sempre, solo sul MGP per cogliere le opportunità di trading orario che il mercato permette rispetto ai contratti bilaterali, la loro flessione si è scaricata del tutto sul MGP, sottraendo circa 2 TWh ai volumi di borsa.

c) La restante parte della diminuzione dei volumi, viceversa, non sembra riconducibile a fattori terzi. In tale contesto, è opportuno rilevare il maggior ricorso allo sbilanciamento a programma su PCE, salito a 18 TWh sul lato prelievo ed a 0,4 TWh sul lato immissione (+128%). In quest'ultimo caso, l'aumento appare coerente con il trend crescente dei costi di generazione osservato nel corso del 2011, che ha reso maggiormente conveniente per alcuni operatori sbilanciare a programma approvvigionandosi, dalla borsa, dell'energia necessaria ad onorare i contratti bilaterali sottoscritti (Tab. C.2.3). Sempre in riferimento alle contrattazioni *spot*, sul lato borsa si evidenzia il significativo aumento delle transazioni sul MI (+50%), il cui ammontare complessivo risulta ancora piuttosto contenuto (22 TWh) e la cui crescita, di conseguenza, non produce impatti rilevanti sui volumi complessivamente scambiati a pronti che si mantengono stabili sui 333 TWh.

Da segnalare, inoltre, per la consistenza delle sue variazioni, il significativo ribasso dei volumi sul MSD *ex ante* (-56%), sostenuto dal meccanismo di incentivazione previsto dall'AEEG ai sensi della deliberazione ARG/elt 213/09, che prevede un sistema di premi a beneficio di Terna nel caso in cui quest'ultima, a fronte del mantenimento di adeguati standard di sicurezza, riduca i volumi movimentati per servizi sul MSD.

Tab C.2.2 Volumi scambiati sui mercati del GME (TWh)

	2011		2010	2009	2008	2007***
	TWh	delta %	TWh	TWh	TWh	TWh
<b>VOLUMI TOTALI (a+b+c+d+f)</b>	<b>524,70</b>	<b>+15%</b>	<b>456,93</b>	<b>401,44</b>	<b>398,51</b>	<b>360,64</b>
<b>SISTEMA ITALIA (d+e)</b>	<b>311,49</b>	<b>-2%</b>	<b>318,56</b>	<b>313,43</b>	<b>336,96</b>	<b>329,95</b>
<b>Contrattazioni a termine (a+b+c)</b>	<b>322,49</b>	<b>+33%</b>	<b>242,87</b>	<b>176,47</b>	<b>154,22</b>	<b>97,28</b>
(a) MTE (*)	31,67	+404%	6,29	0,12	0,06	-
(b) CDE	0,00	-	0,10	0,00	0,00	-
(c) PCE (**)	290,82	+23%	236,48	176,35	154,16	97,28
<b>Contrattazioni spot (d+e+f)</b>	<b>333,36</b>	<b>+0%</b>	<b>333,18</b>	<b>325,36</b>	<b>348,61</b>	<b>342,69</b>
(d) MGP/borsa	180,35	-10%	199,45	213,03	232,64	221,29
(e) PCE/bilaterali	131,15	+10%	119,11	100,39	104,32	108,66
(f) MA/MI (g+h+i+l+m)	21,87	+50%	14,61	11,93	11,65	12,74
(g) MA	-	-	-	9,30	11,65	12,74
(h) MI1	14,47	+53%	9,47	1,68	-	-
(i) MI2	5,38	+4%	5,15	0,95	-	-
(l) MI3	1,22	-	-	-	-	-
(m) MI4	0,80	-	-	-	-	-
<b>MSD ex ante (n+p)</b>	<b>9,59</b>	<b>-56%</b>	<b>21,75</b>	<b>27,16</b>	<b>22,84</b>	<b>26,60</b>
(n) MSD a salire	4,72	-32%	6,96	12,52	11,58	14,58
(p) MSD a scendere	4,87	-67%	14,80	14,65	11,26	12,03

(\*) Valore calcolato al netto delle registrazioni OTC

(\*\*) Contratti registrati su PCE per anno di contrattazione, al netto dei contratti relativi a MTE e a CDE. Il dato del 2007 è relativo al periodo aprile-dicembre

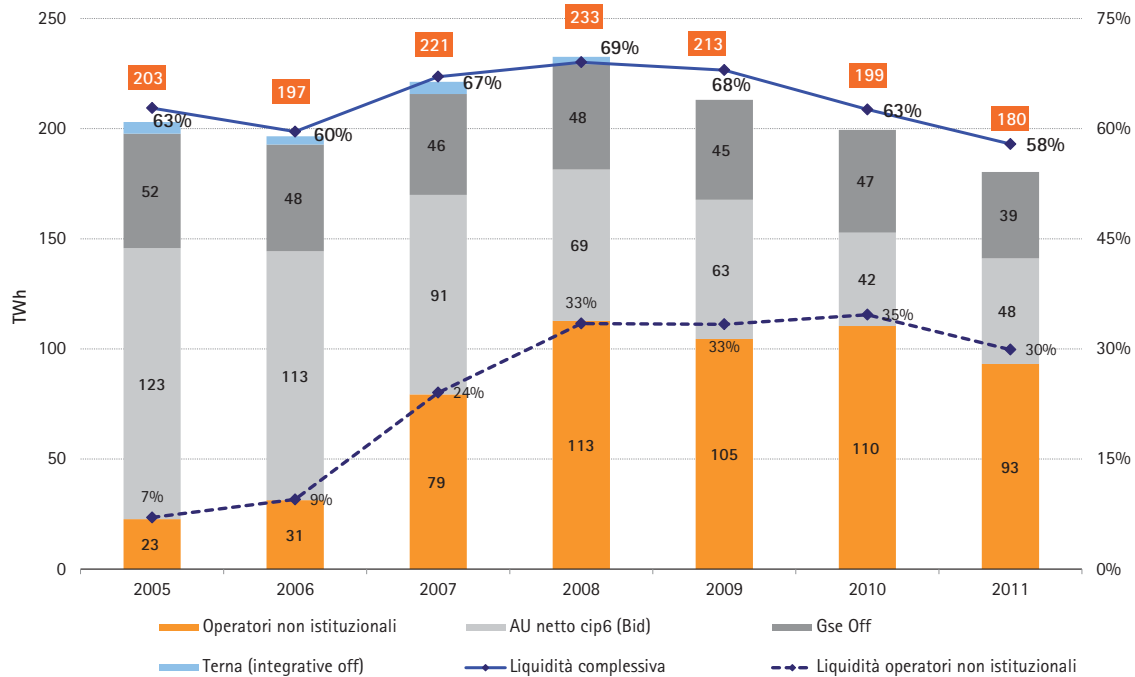
(\*\*\*) Nei volumi totali sono inclusi i dati PCE/bilaterali relativi al periodo gennaio-marzo 2007

33 Il provvedimento, disciplinato dalla legge 99/09, consente ai soggetti investitori nei progetti di interconnessione con l'estero di anticipare i benefici commerciali che quest'ultimi avrebbero nel caso in cui le linee fossero già in esercizio. Il provvedimento prevede infatti che tali soggetti possano approvvigionarsi di un ammontare di energia corrispondente a quella trasportabile con la capacità di cui sono risultati aggiudicatari al prezzo di uno dei mercati esteri scelti. Nel concreto, dal momento che l'acquisto dell'energia per la capacità corrispondente da parte di tali soggetti avviene attraverso la sottoscrizione di contratti di approvvigionamento registrati su PCE con dei soggetti importatori (*shippers*), la disciplina, di fatto, contribuisce a drenare volumi e liquidità sul MGP. Tale disposizione ha previsto inizialmente l'allocazione di 2000 MW nel 2010, a cui si aggiungono 500 MW allocati nel periodo febbraio-dicembre 2011. Le cifre di 17,5 e 21,5 TWh sono state calcolate come energia corrispondente alla capacità allocata nel 2010 e nel 2011. Ossia, in termini numerici: 17,5 = (2000 MW\*24\*365); 21,5 = (2000 MW\*24\*31)+(2500 MW\*24\*334).



## Liquidità del MGP (TWh)

Fig C.2.1



## Composizione della domanda su MGP

Tab C.2.3

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2011-2010	Struttura 2011
<b>Borsa</b>	<b>180.347.000</b>	<b>199.450.149</b>	<b>213.034.688</b>	<b>232.643.731</b>	<b>221.292.184</b>	<b>-9,6%</b>	<b>57,9%</b>
Acquirente Unico	47.926.296	48.468.535	70.700.952	79.448.673	106.570.141	-1,1%	15,4%
Altri operatori	110.275.635	134.317.300	134.481.029	137.922.614	99.762.451	-17,9%	35,4%
Pompaggi	945.759	2.853.292	2.891.281	5.108.149	6.334.233	-66,9%	0,3%
Zone estere	3.102.694	3.419.627	3.825.739	6.699.056	3.057.474	-9,3%	1,0%
Saldo programmi PCE	18.096.615	10.391.394	1.135.686	91.994	161	74,2%	5,8%
Offerte integrative	-	-	-	3.373.245	5.567.723	-	-
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>131.146.877</b>	<b>119.111.417</b>	<b>100.390.479</b>	<b>104.317.565</b>	<b>108.657.022</b>	<b>10,1%</b>	<b>42,1%</b>
Bilaterali esteri	416.390	408.869	436.389	559.701	726.452	1,8%	0,1%
Bilaterali nazionali AU	36.786.812	41.846.549	24.246.640	19.502.059	16.166.432	-12,1%	11,8%
Bilaterali nazionali altri operatori	112.040.290	87.247.392	76.843.137	84.347.800	91.764.300	28,4%	36,0%
Saldo programmi PCE	(18.096.615)	(10.391.394)	(1.135.686)	(91.994)	(161)	74,2%	-5,8%
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>311.493.877</b>	<b>318.561.565</b>	<b>313.425.166</b>	<b>336.961.297</b>	<b>329.949.207</b>	<b>-2,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>26.716.312</b>	<b>26.491.365</b>	<b>25.790.543</b>	<b>17.357.054</b>	<b>5.475.885</b>	<b>0,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>338.210.189</b>	<b>345.052.930</b>	<b>339.215.709</b>	<b>354.318.351</b>	<b>335.425.092</b>	<b>-2,0%</b>	

## Composizione dell'offerta su MGP

Tab C.2.4

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2011-2010	Struttura 2011
<b>Borsa</b>	<b>180.347.000</b>	<b>199.450.149</b>	<b>213.034.688</b>	<b>232.643.731</b>	<b>221.292.184</b>	<b>-9,6%</b>	<b>57,9%</b>
Operatori	108.533.768	120.956.056	131.158.116	147.438.784	142.990.379	-10,3%	34,8%
GSE	39.296.282	46.664.374	45.353.277	47.808.312	45.828.980	-15,8%	12,6%
Zone estere	32.064.887	31.631.528	31.215.502	21.788.559	16.786.271	1,4%	10,3%
Saldo programmi PCE	452.062	198.191	5.307.793	7.985.871	12.528.950	128,1%	0,1%
Offerte integrative	-	-	-	7.622.206	3.157.605	-	-
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>131.146.877</b>	<b>119.111.417</b>	<b>100.390.479</b>	<b>104.317.565</b>	<b>108.657.022</b>	<b>10,1%</b>	<b>42,1%</b>
Bilaterali esteri	17.804.825	17.122.515	19.108.051	26.013.295	33.782.919	4,0%	5,7%
Bilaterali nazionali	113.794.114	102.187.092	86.590.221	86.290.141	87.403.054	11,4%	36,5%
Saldo programmi PCE	(452.062)	(198.191)	(5.307.793)	(7.985.871)	(12.528.950)	128,1%	-0,1%
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>311.493.877</b>	<b>318.561.565</b>	<b>313.425.166</b>	<b>336.961.297</b>	<b>329.949.207</b>	<b>-2,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>226.643.492</b>	<b>190.934.397</b>	<b>185.806.663</b>	<b>158.390.774</b>	<b>150.274.210</b>	<b>18,7%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>538.137.369</b>	<b>509.495.962</b>	<b>499.231.829</b>	<b>495.352.071</b>	<b>480.223.417</b>	<b>5,6%</b>	

## 2.2 Il mercato del giorno prima (MGP)

### 2.2.1 Il prezzo di acquisto unico nazionale (Pun)

Nel corso del 2011, in Europa, le quotazioni espresse dalle principali borse elettriche sono risultate in moderata crescita, riflettendo l'aumento registrato dal Brent e dai combustibili ad esso indicizzati, solo in parte mitigato dalla perdurante e generalizzata condizione di stagnazione della domanda<sup>34</sup>.

Tale andamento ha trovato riscontro anche in Italia, dove il prezzo all'ingrosso dell'elettricità si è confermato il più elevato tra i riferimenti continentali, per effetto sia del *gap* strutturale prodotto da un parco di generazione mediamente più costoso e ancora oggi strettamente dipendente dagli impianti a ciclo combinato alimentati a metano, sia soprattutto del maggior costo della materia prima gas rispetto al resto d'Europa<sup>35</sup>.

In una fase di crisi economica, quindi, il forte trend rialzista seguito negli ultimi due anni dalle quotazioni del gas ha di fatto sostenuto i prezzi elettrici nazionali, gravando, più di quanto osservato sui mercati esteri, sui consumatori direttamente in termini di costo in bolletta e indirettamente in termini di apporto alla spinta inflazionistica sui beni finali.

D'altro canto merita rilevare che, nel 2011, la ripresa tendenziale osservata sul Pun, pur recependo i segnali di crescita provenienti dai rincari dei combustibili, ne ha incorporato solo parzialmente l'intensità, risultata in parte neutralizzata da una persistente condizione di *overcapacity* del sistema, che la nuova capacità da fonte rinnovabile ha, peraltro, contribuito ad acuire. L'aumento reale del prezzo che ne è conseguito si è pertanto rivelato decisamente inferiore al suo valore nominale, compresso da un'ulteriore espansione dell'offerta, che ha calmierato le quotazioni rendendo non sempre agevole ai produttori il recupero dei costi variabili sostenuti.

Nel dettaglio, nel 2011, il Pun si è attestato a 72,23 €/MWh, caratterizzandosi per un incremento su base annua sostanzialmente pari a quello registrato nei paesi limitrofi (+12,6%) e per una notevole accelerazione del trend ribassista in atto sia sulla volatilità (7,6%, -4,2 p.p.), sia sulla modulazione oraria picco/fuori picco (Tab. C.2.4).

Quest'ultima, soprattutto, riveste particolare interesse, riflettendo le trasformazioni strutturali che stanno progressivamente modificando il mix di generazione nazionale.

In un mercato già attraversato dalla costante ascesa dell'offerta termoelettrica, infatti, la massiccia immissione di energia proveniente da impianti fotovoltaici nelle ore di maggior irradiazione solare ha contribuito ad aumentare significativamente il grado di competitività al picco, favorendone una graduale convergenza delle quotazioni ai valori osservati nelle altre fasce orarie.

Tab C.2.5 **Pun medio annuale totale e per gruppi di ore (€/MWh)**

€/MWh	2011	Var. tend.	2010	2009	2008	2007
<b>Totale</b>	72,23	12,6%	64,12	63,72	86,99	70,99
<i>Picco (a)</i>	82,71	7,7%	76,77	83,05	114,38	104,90
<i>Fuori picco (b)</i>	66,71	16,3%	57,34	53,41	72,53	53,00
- <i>Lavorativo (b1)</i>	64,32	18,7%	54,20	48,29	67,75	48,06
- <i>Festivo (b2)</i>	69,37	13,8%	60,98	59,27	77,88	58,58
<i>Volatilità</i>	7,6%	-4,2 p.p.	11,9%	13,8%	10,4%	10,3%
<i>a/b1</i>	1,29	-9,2%	1,42	1,72	1,69	2,18
<i>b2/b1</i>	1,08	-4,2%	1,13	1,23	1,15	1,22

34 Nel 2011 le prime stime segnalano consumi elettrici sostanzialmente stabili sui modesti livelli dell'anno precedente in Italia e in Germania, registrando invece il tracollo della domanda in Francia (-6,8%), dove valori così bassi non si raggiungevano dal 2003 (Fonti: Terna, BDEW, RTE).

35 Sulla base dei dati rilevati ai principali hub europei, le quotazioni in Italia sono risultate più care di 5,5 €/MWh rispetto al resto d'Europa, valore che pesa per circa il doppio nel costo di generazione elettrica (Fonte: Thomson-Reuters).

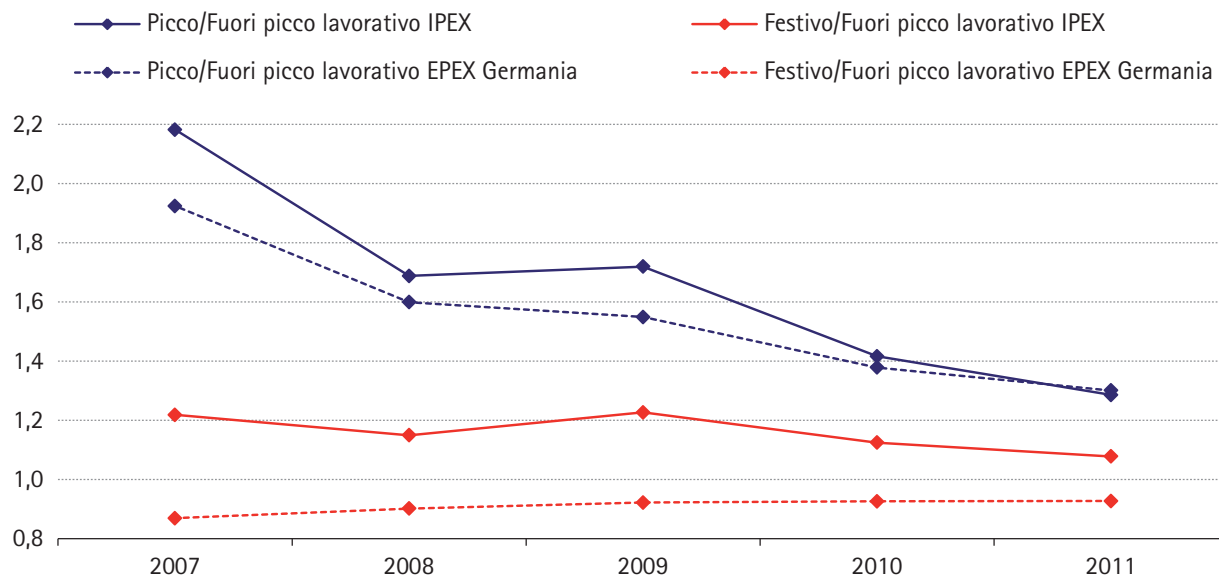
In virtù di tale fenomeno, nel 2011, il rapporto tra quotazioni di picco e fuori picco è sceso a 1,29 (-9,2%), allineandosi ai livelli registrati oltreconfine, storicamente più bassi, e segnalando un generale appiattimento del profilo quotidiano del prezzo.

Nonostante un debole rallentamento di tale tendenza osservato nel bimestre iniziale del 2012, le prime indicazioni emerse nel nuovo anno confermano un rafforzamento del processo di convergenza con l'approssimarsi dell'estate, quando, in assenza di variazioni significative nelle dinamiche registrate sui fondamentali di mercato, le condizioni climatiche e l'elevato numero di ore giornaliere di luce potrebbero, verosimilmente, spingere al massimo l'offerta crescente del parco fotovoltaico, rendendo concreta la possibilità di inversione del rapporto tra le due quotazioni.

Un trend analogo, per quanto meno pronunciato, si è affermato nel corso degli anni anche nel rapporto tra prezzi festivi e fuori picco, in calo nel 2011 a 1,08 (-4,2%), ma, a differenza del dato europeo, ancora superiore ad 1, per effetto di un livello di concentrazione dell'offerta, che nelle ore festive si mantiene strutturalmente più elevato (Fig. C.2.2).

Confronto internazionale del rapporto tra prezzi nei diversi gruppi di ore<sup>36</sup>

Fig C.2.2



Più in generale, il profondo cambiamento in atto nella struttura dell'offerta, in un periodo di domanda debole e sempre meno variabile<sup>37</sup>, ha favorito sulla borsa elettrica italiana l'avvio di una fase di livellamento delle quotazioni, manifestatosi tanto nella loro ridotta modulazione oraria, quanto nella attenuata ciclicità mensile mostrata dal Pun nell'ultimo triennio.

In effetti, l'andamento esibito dal prezzo italiano a partire dal 2009 ha evidenziato un progressivo e significativo contenimento delle sue oscillazioni stagionali, a vantaggio di un sempre più diretto allineamento delle dinamiche alla tendenza di fondo tracciata dai costi di generazione. Un dato, questo, coerente con la sostanziale costanza della tecnologia marginale nelle diverse ore e con la progressiva riduzione del potere di mercato in tutti i gruppi di ore.

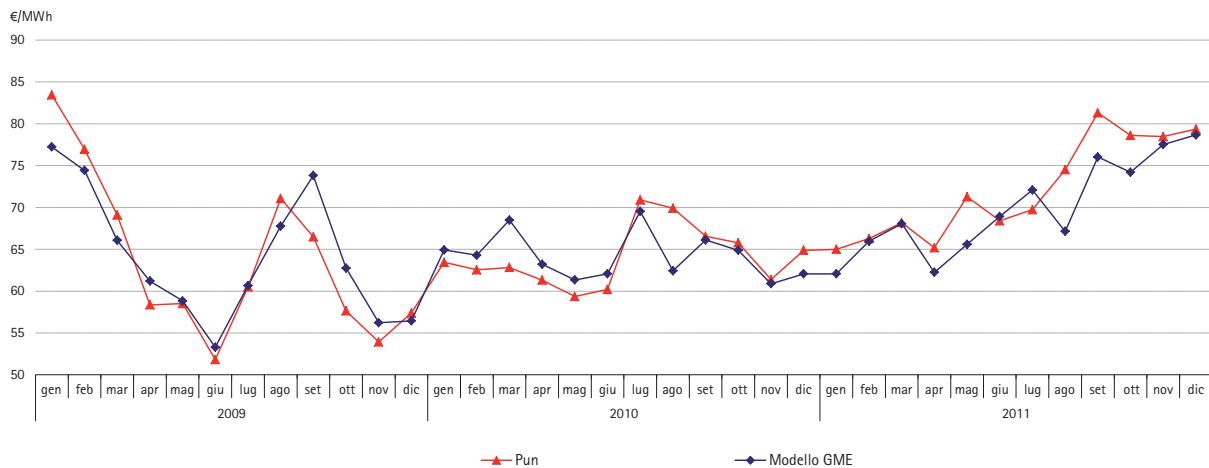
Un possibile e contingente indebolimento della dipendenza del prezzo dalla domanda emerge dalle indicazioni provenienti dal modello econometrico del GME che, nel 2011, pur confermando mediamente la solidità delle relazioni

<sup>36</sup> Nella Fig. C.2.2 il confronto viene effettuato con il valore calcolato sulle quotazioni di EPEX relative al mercato tedesco, ritenuto significativo per la dimensione dei volumi scambiati.

<sup>37</sup> Il rapporto tra il valore massimo e il valore minimo della richiesta mensile di energia elettrica, calcolata da Terna, è scesa da 1,25, valore medio nel periodo 2005-2010, a 1,16 nel 2011. Nello stesso arco temporale gli acquisti mensili, registrati sul MGP, sono scesi da 1,22 a 1,18 (Fonti: GME, Terna).

che legano le quotazioni alle loro componenti<sup>38</sup>, ha rivelato una puntuale difficoltà a riprodurre l'intensità dei picchi relativi o assoluti, toccati dal Pun in corrispondenza di mesi caratterizzati storicamente da un basso livello di consumo, nei quali, invece, risultano prevalenti il peso di una più elevata concentrazione (agosto) e l'impatto di dinamiche locali di prezzo (maggio e parzialmente settembre)<sup>39</sup> (Fig. C.2.3).

Fig C.2.3 Stima del Pun attraverso il modello econometrico del GME



In particolare, nel 2011, il Pun, sospinto dal più consistente aumento registrato nel fuori picco lavorativo (66,71 €/MWh, +16,3%), si è distinto per una crescita a due velocità: modesta e inferiore a quella osservata all'estero tra gennaio e luglio (+8% in media), decisamente più marcata nel quadrimestre conclusivo dell'anno (+19% in media), quando il differenziale con le borse elettriche limitrofe è salito attorno ai 30 €/MWh<sup>40</sup>. Di rilievo, in tal senso, soprattutto il ripido incremento che, tra luglio e settembre, ha portato il prezzo attorno agli 80 €/MWh, individuando un *break* in una tendenza altrimenti relativamente piatta.

La crescita riscontrata sulle quotazioni elettriche ha sostanzialmente ricalcato l'aumento dei costi di generazione che, sotto la spinta dell'andamento fortemente rialzista registrato sui mercati petroliferi<sup>41</sup>, è stato in media annua pari al 19-21%<sup>42</sup>, con incrementi del 14-21% nel periodo gennaio-luglio seguiti da più sensibili rialzi del 22-33% nei cinque mesi finali dell'anno. In questo senso, la spinta esercitata dai rincari osservati sui costi ha inibito gli effetti ribassisti indotti sul Pun dall'*overcapacity*, raggiungendo la sua massima intensità proprio tra agosto e dicembre (Tab. C.2.6, Fig. C.2.4).

In termini reali, tuttavia, la ripresa esibita dal prezzo dell'elettricità ha evidenziato una significativa riduzione dei margini di profitto dei produttori incorporati nei prezzi, come dimostrato dai valori dello *spark spread*, che, pur su livelli diversi, seguono tutti negli anni un trend decisamente calante, scendendo anche al di sotto dello zero nell'estate 2011 (Tab. C.2.7, Fig. C.2.5).

In piena coerenza con la crescente quota di vendite conquistata dagli impianti a energia solare nelle ore di maggior

<sup>38</sup> Per un approfondimento sul modello econometrico, si rimanda al Box 2 della Relazione Annuale 2009. Si segnala che l'errore medio assoluto commesso dal modello risulta pari a 2,6 €/MWh nel periodo 2008-2011 e a 2,8 €/MWh nell'anno 2011.

<sup>39</sup> Si veda a tal proposito la Fig. C.2.7.

<sup>40</sup> Nel periodo gennaio - luglio 2011, la crescita tendenziale del prezzo è stata pari a +9% in Francia e a +24% in Germania. Nel periodo agosto - dicembre 2011, il valore è sceso a +4% in Germania, ribaltandosi in Francia, dove le quotazioni hanno mostrato una riduzione rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, pari al -4% (Fonte: Thomson - Reuters).

<sup>41</sup> Per ulteriori approfondimenti si rimanda par. C.1.1.

<sup>42</sup> La forchetta di variazione riflette l'assenza di un mercato spot del gas sufficientemente liquido, che non consente ancora di disporre di una stima univoca del costo di generazione a gas. Per questo si è effettuata la stima dei costi prendendo a riferimento sia le variazioni tendenziali registrate sulle quotazioni al PSV, considerato riferimento di prezzo spot per il gas italiano, sia quelle relative al prezzo della Gas Release 2007, preso come riferimento per i contratti di fornitura di lungo periodo, sia infine sulle variazioni dell'ITEC ccgt. Tutte le quotazioni sono state rivalutate e adeguate ad un impianto a ciclo combinato con un rendimento del 53%. L'ITEC ccgt è stato ulteriormente ridotto del 10% a partire da fine 2010, per tenere conto della scoutistica praticata sul mercato all'ingrosso del gas.

illuminazione e con la conseguente flessione del potere di mercato osservata nella medesima fascia oraria<sup>43</sup>, la contrazione degli *spark spread* si è concentrata soprattutto nelle ore di picco, sia nei primi sette mesi dell'anno, caratterizzati da quotazioni del Pun più contenute, sia nel quadrimestre finale, interessato invece da prezzi più elevati<sup>44</sup>. In quest'ottica merita rilevare come l'unica eccezione a questa dinamica, altrimenti generalizzata, si sia riscontrata soprattutto nel periodo ottobre – dicembre, in corrispondenza dell'intervallo orario 18-20. Il fatto che queste ore rappresentino, all'interno della fascia di picco caratterizzata da consumi medio alti, le ore con un minore impatto della produzione fotovoltaica, suggerisce l'ipotesi che gli operatori abbiano concentrato, in tale intervallo, le possibilità di limitare le perdite di profitto accumulate nella restante parte dell'anno (Fig. C.2.6). Un fenomeno, questo, che con l'estendersi della produzione fotovoltaica e la persistente stagnazione dei consumi potrebbe progressivamente indurre situazioni di inversione tra prezzi di picco e fuori picco, i cui primi segnali si cominciano a registrare nell'aprile 2012.

Valori annuali del Pun e delle sue determinanti

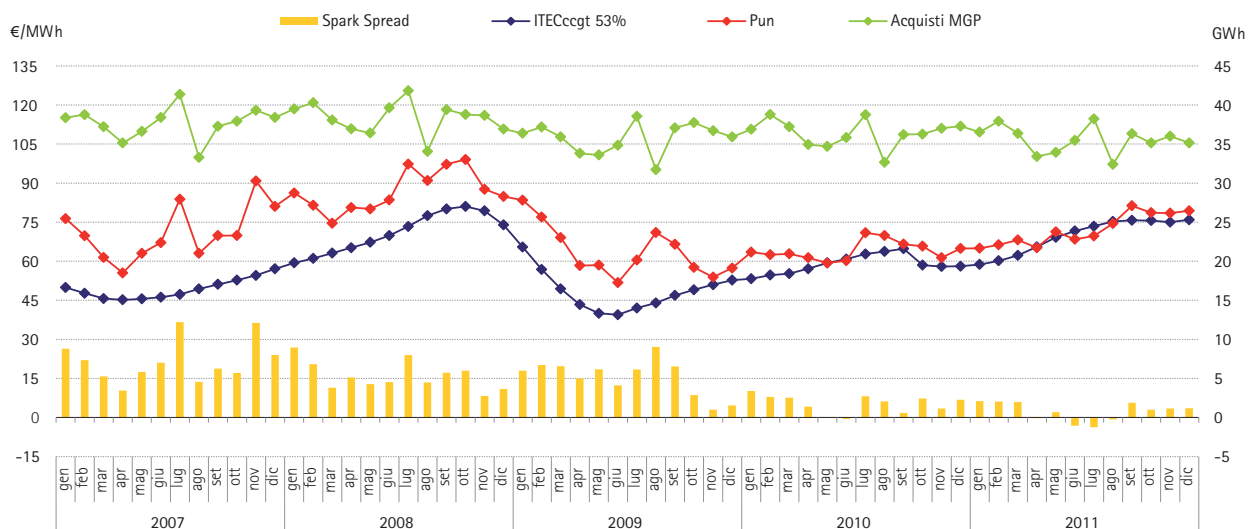
Tab C.2.6

	2011	Var. tend.	2010	2009	2008	2007
<b>Pun (€/MWh)</b>	72,23	+13%	64,12	63,72	86,99	70,99
<b>Domanda (MWh)</b>	35.559	-2%	36.365	35.779	38.361	37.665
<i>Quotazioni petrolifere</i>						
<b>Brent (\$/bbl)</b>	111,26	+40%	79,50	61,67	97,26	72,39
<b>Brent (€/bbl)</b>	79,92	+33%	59,95	44,22	66,11	52,82
<b>Tasso \$/€</b>	1,39	+5%	1,33	1,39	1,47	1,37
<i>Indici di costo del gas (€/MWh)<sup>(a)</sup></i>						
<b>- Itec Ccgt</b>	69,87	+19%	58,87	48,31	70,96	49,38
<b>- PSV</b>	53,26	+21%	43,95	34,74	54,83	23,22
<b>- Gas Release 2007</b>	63,81	+21%	52,70	46,31	59,80	42,57
<i>Oneri ambientali (€/MWh)</i>						
<b>- CV</b>	5,58	+8%	5,15	4,61	3,35	4,18
<b>- CO2 Ccgt</b>	4,90	-9%	5,41	4,96	7,61	0,24
<i>Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)</i>						
<b>- Itec Ccgt</b>	80,35	+16%	69,43	57,88	81,92	53,80
<b>- PSV</b>	63,74	+17%	54,51	44,31	65,79	27,64
<b>- Gas Release 2007</b>	74,28	+17%	63,26	55,88	70,76	47,00

(a) I valori o le quotazioni del riferimento di costo del gas sono stati rivalutati ed adeguati ad un impianto a ciclo combinato con un rendimento del 53%. L'ITEC ccgt è stato ulteriormente ridotto del 10% a partire da fine 2010 per tenere conto della scontistica praticata sul mercato all'ingrosso del gas.

Andamento del Pun e delle sue determinanti<sup>45</sup>

Fig. C.2.4



43 Per ulteriori approfondimenti si rimanda al par. C.2.2.4.

44 Con riferimento all'ITEC ccgt, come definito alla nota 42, nel periodo gennaio-luglio 2011 il calo complessivo dello spark spread è risultato pari a -3,9 €/MWh (-57% rispetto al 2010), mentre nel periodo settembre-dicembre 2011 si è attestato a -2,7 €/MWh (-33%).

45 In questo caso è stato utilizzato come indice di costo l'ITEC ccgt, definito alla nota 42.

Tab C.2.7 Livello dello *spark spread* calcolato rispetto a differenti indici di costo di generazione a gas

€/MWh	2011	Var. tend.	2010	2009	2008	2007
- Spark Spread su <i>Itec Ccgt</i>	2,31	-56%	5,24	15,41	16,03	21,61
- Spark Spread su <i>PSV</i>	18,97	-6%	20,17	28,98	32,16	47,77
- Spark Spread su <i>Gas Release 2007</i>	8,42	-26%	11,42	17,41	27,20	28,41

Fig C.2.5 Fascia di oscillazione dello *spark spread* al variare del riferimento di costo (€/MWh)<sup>46</sup>

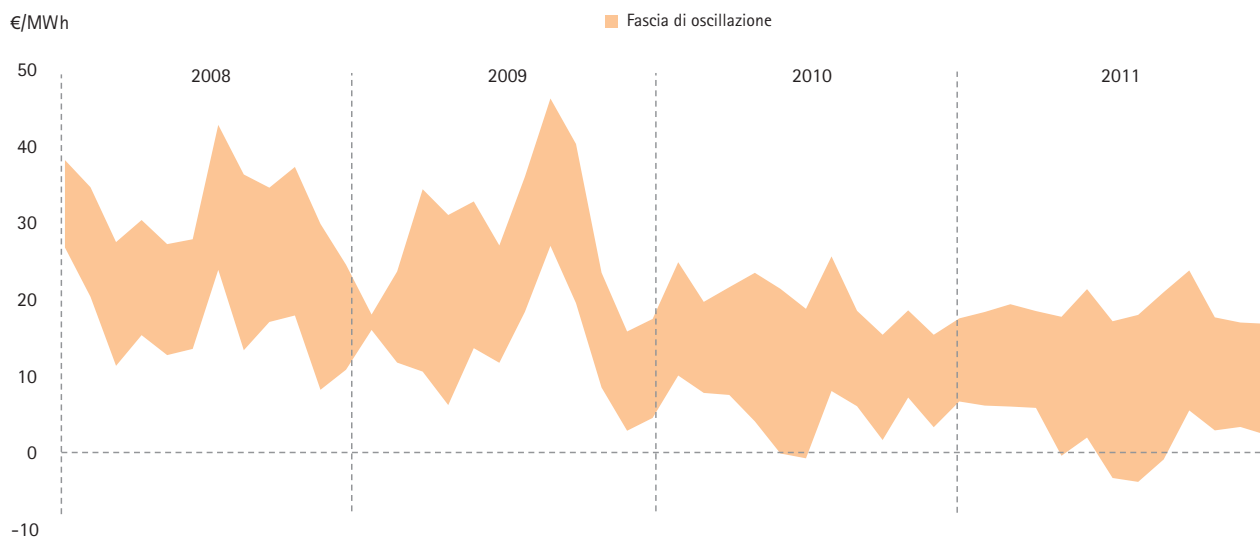
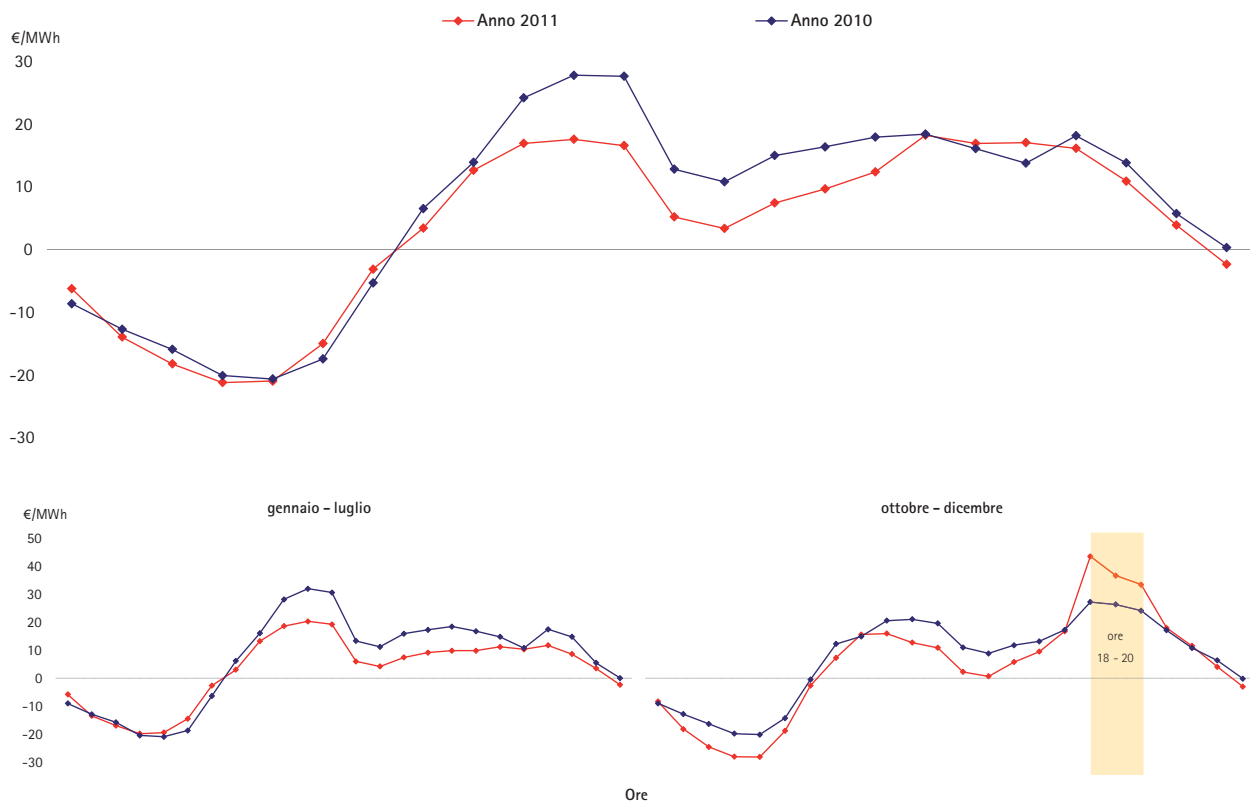


Fig C.2.6 Livello medio orario dello *spark spread* nelle giornate lavorative (€/MWh)<sup>47</sup>



46 La fascia di oscillazione è stata costruita utilizzando per ciascun mese degli anni in questione i valori minimo e massimo risultanti dal calcolo dello *spark spread* sui tre riferimenti di costo di cui alla nota 42.

47 Si veda nota 21.

## 2.2.2 I prezzi di vendita e le configurazioni zionali

Le tendenze mostrate dai prezzi di vendita zionali nel 2011 hanno evidenziato variazioni strutturali del tutto analoghe a quelle osservate sul Pun, confermando, peraltro, il loro allineamento sul continente, la progressiva convergenza alla penisola in Sardegna e isolate dinamiche locali in Sicilia.

In virtù di tali andamenti, le quotazioni si sono attestate sui 69-71 €/MWh sulle zone continentali, dove differenziali degni di nota continuano a registrarsi esclusivamente nelle ore di picco (circa 5 €/MWh), salendo, invece, a ridosso degli 80 €/MWh in Sardegna, ormai separata dal resto della penisola solo nei periodi di limitata disponibilità del cavo di interconnessione (Sapei). D'altro canto in Sicilia, in attesa di valutare gli eventuali benefici derivanti dal potenziamento del collegamento con la Calabria atteso per la fine del 2013, il prezzo ha superato di poco i 93 €/MWh, mantenendosi il più elevato del Sistema, nonostante la ridotta propensione alla crescita evidenziata rispetto al 2010 (Tab. C.2.8, Tab. C.2.9).

In generale, al pari del Pun, tutti i prezzi zionali hanno mostrato una complessiva riduzione della loro volatilità che ha favorito, tra l'altro, il progressivo processo di convergenza dei valori tra gruppi di ore. In merito a quest'ultima, le cui dinamiche sono risultate particolarmente accelerate sulle isole, le indicazioni di maggior rilievo sono emerse al Sud, dove nei giorni lavorativi la modulazione oraria delle quotazioni si è confermata più bassa che altrove (1,22), e in Sardegna, in cui l'uguaglianza tra prezzi festivi e fuori picco appare ormai raggiunta (1,01) (Tab. C.2.10).

Prezzi zionali medi annui (€/MWh)

Tab C.2.8

€/MWh	2011	Var. tend.	2010	2009	2008	2007
PUN	72,23	12,6%	64,12	63,72	86,99	70,99
Nord	70,18	13,2%	61,98	60,82	82,92	68,47
Centro Nord	71,17	13,9%	62,47	62,26	84,99	72,80
Centro Sud	70,86	13,2%	62,60	62,40	87,63	73,05
Sud	69,04	17,0%	59,00	59,49	87,39	73,04
Sicilia	93,11	3,8%	89,71	88,09	119,63	79,51
Sardegna	79,93	8,7%	73,51	82,01	91,84	75,00
Delta continente	2,13	-40,8%	3,60	2,91	5,07	4,75
Delta Sardegna - Pun	7,70	-18,0%	9,39	18,29	4,85	4,01
Delta Sicilia - Pun	20,88	-18,4%	25,59	24,37	32,64	8,52

Prezzi zionali medi annui per gruppi di ore. Anno 2011 (€/MWh)

Tab C.2.9

€/MWh	Totale	Var. tend.	Picco	Var. tend.	Fuori picco	Var. tend.	Fuori picco lav	Var. tend.	Festivo	Var. tend.
PUN	72,23	12,6%	82,71	7,7%	66,71	16,3%	64,32	18,7%	69,37	13,8%
Nord	70,18	13,2%	79,90	8,9%	65,05	16,5%	62,85	17,9%	67,51	14,8%
Centro Nord	71,17	13,9%	81,96	10,3%	65,48	16,7%	63,22	18,5%	67,99	14,6%
Centro Sud	70,86	13,2%	81,31	8,4%	65,36	16,8%	63,03	19,7%	67,96	13,7%
Sud	69,04	17,0%	76,48	14,4%	65,12	18,8%	62,82	21,8%	67,68	15,6%
Sicilia	93,11	3,8%	114,15	-5,0%	82,02	11,8%	77,48	17,7%	87,09	6,1%
Sardegna	79,93	8,7%	92,84	-0,6%	73,13	16,4%	72,68	21,3%	73,63	11,2%
Delta continente	2,13		5,48		0,43		0,40		0,48	
Delta Sardegna - Pun	7,70		10,13		6,42		8,36		4,26	
Delta Sicilia - Pun	20,88		31,44		15,31		13,16		17,72	

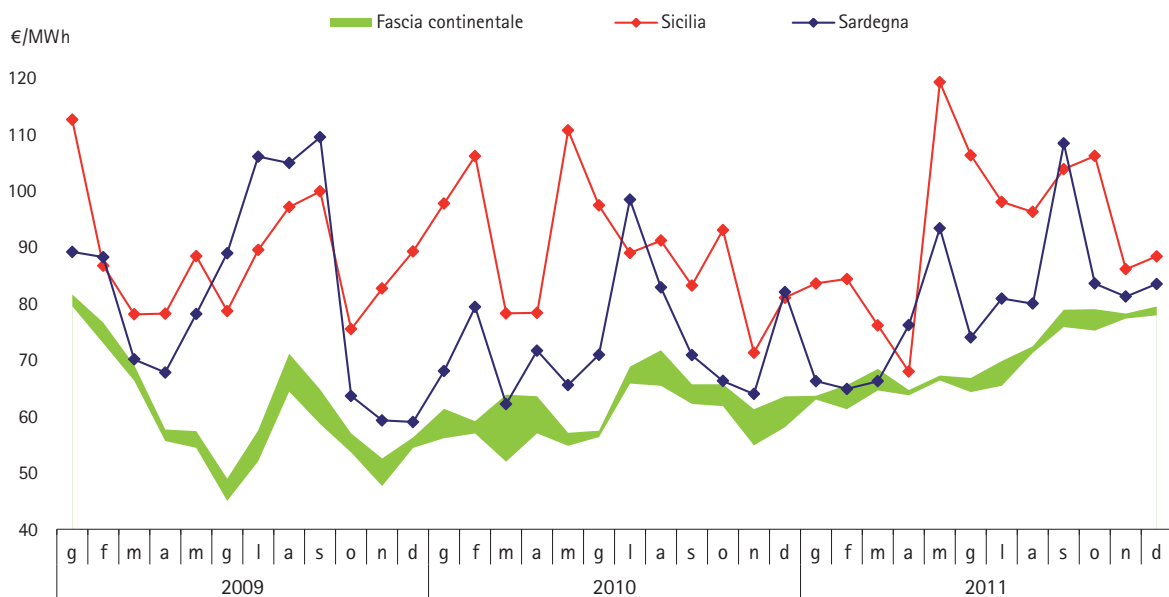
Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore. Anno 2011

Tab C.2.10

	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Picco/Fuori picco lav	1,29 (-9,2%)	1,27 (-7,6%)	1,30 (-6,9%)	1,29 (-9,4%)	1,22 (-6,1%)	1,47 (-19,3%)	1,28 (-18,0%)
Festivo Fuori picco lav	1,08 (-4,2%)	1,07 (-2,6%)	1,08 (-3,3%)	1,08 (-5,0%)	1,08 (-5,1%)	1,12 (-9,9%)	1,01 (-8,3%)
Volatilità	7,6% (-4,2 p.p.)	7,5% (-5,0 p.p.)	8,9% (-4,4 p.p.)	9,5% (-5,3 p.p.)	9,4% (-4,0 p.p.)	15,6% (-8,2 p.p.)	16,5% (-5,5 p.p.)

Tra parentesi le variazioni tendenziali

Fig C.2.7 Andamento mensile dei prezzi zonali. Anni 2009 - 2011 (€/MWh)



L'analisi dell'evoluzione mensile delle quotazioni ha messo in luce sulle zone continentali, in sostanziale analogia con il Pun, la progressiva compressione delle oscillazioni stagionali, a vantaggio di una ridotta variabilità intra-annuale del tutto legata dal tipico andamento della domanda. In conseguenza di tale fenomeno, e contrariamente a quanto osservato nel passato, i prezzi sulla penisola hanno quindi toccato il loro massimo nei mesi di agosto e settembre, compiendo proprio in questo periodo il salto strutturale che, nel corso del 2011, ne ha portato la soglia di riferimento da 70 a 80 €/MWh.

Sulle isole, d'altro canto, improvvisi incrementi delle quotazioni, accompagnati da successivi parziali rientri ai livelli riscontrati sulla penisola, si sono innestati su un trend gradualmente crescente, disegnando profili di prezzo di picco. Valori contemporaneamente molto elevati si sono registrati, in particolare, nei mesi di maggio e settembre, in corrispondenza di riduzioni o inibizioni dei loro collegamenti con il continente (Fig. C.2.7).

Sebbene il divario esistente, sia in termini di livello che di variabilità tra i prezzi, attesti l'esistenza di differenze strutturali tra le zone continentali e le isole, la convergenza delle loro dinamiche tende progressivamente a confermare i benefici impatti prodotti sul mercato dagli investimenti in reti e impianti effettuati nel corso dell'ultimo triennio.

Nel passato, una capacità di interconnessione storicamente ridotta, ha frequentemente indotto sulle isole il ricorso alla costosa offerta interna, favorendo la formazione di notevoli e non sporadici *spikes* di prezzo.

Tale fenomeno risulta oggi molto meno significativo in Sardegna, dove l'entrata in operatività del nuovo cavo di collegamento con la penisola, a fine 2009, e il suo ulteriore potenziamento attivo da agosto 2011 hanno garantito all'isola una maggiore integrazione con il continente e una conseguente graduale contrazione del suo differenziale di prezzo, sceso nel 2011 poco sotto 8 €/MWh (-18,0%). Merita rilevare che questo valore, di poco superiore a 4 €/MWh per circa l'80% dell'anno, ha raggiunto livelli prossimi a 50 €/MWh proprio nei periodi di prolungato restringimento del transito, quando sull'isola le quotazioni giornaliere hanno oltrepassato anche i 200 €/MWh<sup>48</sup> (Fig. C.2.8 a).

Segnali di miglioramento sono emersi anche in Sicilia, dove il divario di prezzo con la penisola, tuttora consistente e complessivamente a ridosso di 21 €/MWh (-18,4%), si è attestato nel 70% delle ore attorno a 9 €/MWh.

Di fatto, l'ingresso di nuova potenza competitiva, registrata nel corso del 2010<sup>49</sup>, ha garantito un'attenuazione delle non trascurabili differenze strutturali, che caratterizzano l'isola rispetto al resto del continente, rendendo

48 Ci si riferisce in particolare ai periodi di maggio e settembre 2011, caratterizzati da restringimenti sul transito CSUD-SARD (cfr. Appendice statistica).

49 Nel 2010 in Sicilia si segnala la graduale entrata in esercizio di nuovi impianti eolici, dell'impianto a ciclo combinato di Nuce Nord e del secondo gruppo, ancora a ciclo combinato, di Isab Energy, per un totale di circa 1000 MW di capacità installata.

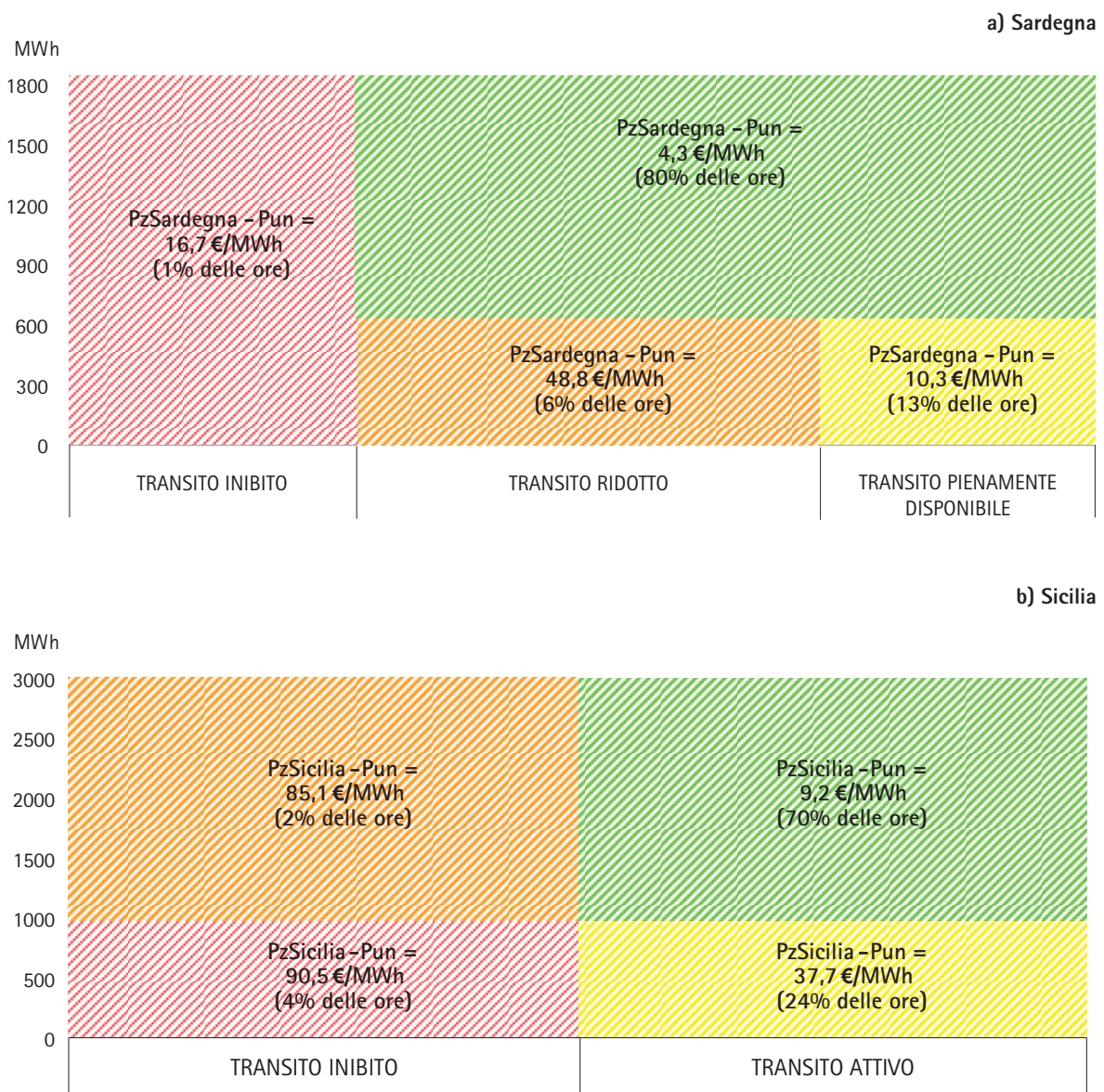


progressivamente residuale la presenza al margine degli impianti ad olio combustibile<sup>50</sup> e favorendo, soprattutto nel quadrimestre iniziale dell'anno, un'evidente riduzione della distanza esistente tra prezzo di vendita zonale e Pun<sup>51</sup>. La maggior disponibilità di energia a basso costo ha, quindi, ridotto lo spazio per gli impianti più costosi, producendo impatti di immediata evidenza, sia nelle quotazioni di picco, le uniche in calo significativo in tutto il Sistema Italia (-5%), sia nelle ore fuori picco, in cui si è rafforzata la frequenza di ore con dei prezzi inferiori a 10 €/MWh.

Per contro, il *gap* con il continente ha assunto una dimensione significativa nei periodi caratterizzati dalle inibizioni del cavo di collegamento con la penisola, il cui potenziamento è previsto entro fine 2013, o da diminuzioni della potenza disponibile, quando le quotazioni siciliane sono risultate mediamente più alte del prezzo nazionale di circa 48 €/MWh<sup>52</sup> (Fig. C.2.8 b).

Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo sulle isole. Anno 2011

Fig. C.2.8



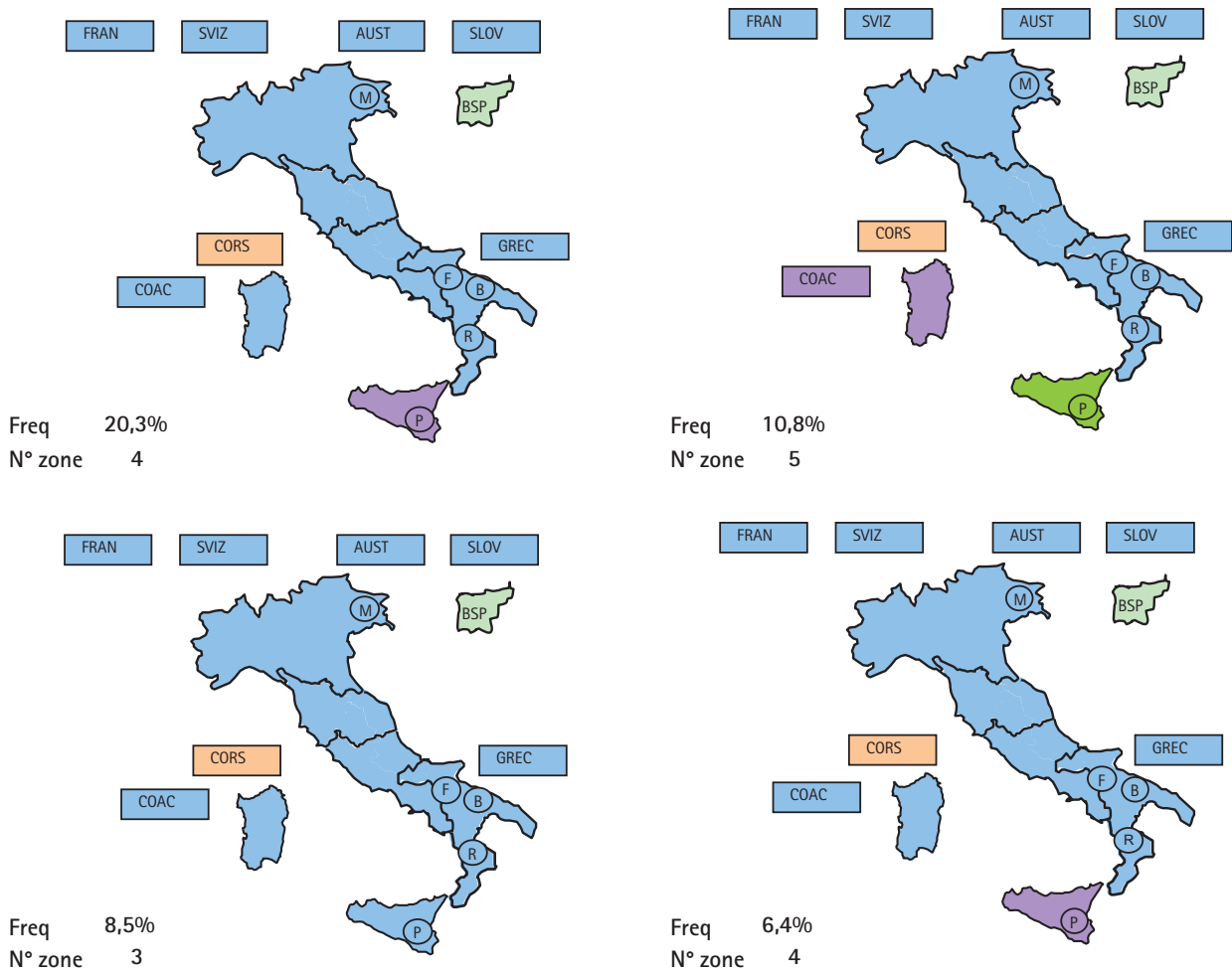
50 Nel 2011, l'ITM dell'olio combustibile è sceso in Sicilia a 19,5%, valore ancora elevato rispetto al dato nazionale (5,5%), ma in calo di 13,2 p.p. su base tendenziale. Nello stesso anno l'ITM del ciclo combinato ha compiuto un balzo notevole, portandosi a 66,3%, in linea con il valore complessivamente registrato sul Sistema Italia, e in crescita di 18,2 p.p. (cfr. Appendice statistica)

51 Il differenziale con il Pun è risultato pari a 11,7 €/MWh, nei primi 4 mesi del 2011, e a 25,35 €/MWh nella restante parte dell'anno, sulla quale pesa in maniera rilevante il divario registrato a maggio, pari a 47,95 €/MWh.

52 Il valore si ottiene come media ponderata per le ore dei differenziali di prezzo riportati nella Fig. C.2.8 b.

L'allineamento dei prezzi sul continente e il progressivo processo di integrazione delle isole si traducono in una riduzione della frammentazione zonale, misurata dalla diminuzione del numero medio di zone di mercato (2,39) e dall'aumento della percentuale di ore in cui il Sistema è risultato unito o al massimo separato in due zone (57,9%)<sup>53</sup>. In generale, la crescita della coesione zonale ha determinato una netta contrazione della rendita da congestione (alla cui formazione dal 2011 contribuisce anche il *coupling* con la Slovenia), scesa a 177 milioni di euro (-26%), soprattutto per effetto del dimezzamento dell'ammontare raccolto lungo la direttrice SUD-CSUD, saturata in percentuale ridotta rispetto al 2010 (-7,9 p.p.)

Fig C.2.9 Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2011



53 Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'Appendice statistica.

## Box 2 IL MARKET COUPLING CON LA SLOVENIA

Il primo gennaio 2011 è diventato operativo il progetto di market coupling con la Slovenia. Esso riveste un notevole interesse per i futuri processi di coupling che l'Italia dovrà implementare con le altre frontiere entro il 2014, finalizzati all'adempimento degli obiettivi fissati nel Terzo Pacchetto e nelle Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity dell'ACER, secondo le scadenze previste dalla Commissione Europea. In particolare, il modello decentrato di coupling, adottato sulla frontiera slovena, ricalca esattamente quello richiamato dal cosiddetto Price Coupling of Regions (PCR), progetto che il GME sta portando avanti in collaborazione con le altre principali borse europee, ormai considerato il modello di riferimento per la realizzazione del futuro European Price Coupling richiamato dalla stessa ACER (si veda in proposito il paragrafo 1.3).

L'avvio operativo del progetto garantisce l'efficiente allocazione giornaliera della quota di capacità di interconnessione con la Slovenia - precedentemente allocata mediante aste esplicite giornaliere - integrando nel mercato italiano la zona virtuale estera "BSP", dove confluiscono le offerte della borsa slovena. La capacità allocata su tale zona, secondo un principio di riserva condiviso fra le Agenzie di regolazione nazionali, costituisce solo una quota parte della capacità di interconnessione complessiva tra Italia e Slovenia, originariamente fissata a 35 MW rispetto ai complessivi 460 MW mediamente disponibili su tale frontiera: come già negli anni precedenti, la quota restante, infatti, continua ad essere allocata mediante aste esplicite mensili ed annuali ed è gestita attraverso la zona virtuale estera "Slovenia".

Ad un anno dalla sua piena operatività, il successo del progetto risulta confermato da tre importanti aspetti, di seguito elencati.

Il primo riguarda proprio la capacità potenziale del market coupling di attrarre volumi maggiori rispetto a quelli inizialmente garantiti dalla regolazione, tanto da far crescere la capacità allocata, nel 2011, dai 64 MW medi di gennaio ai 165 MW di dicembre; tale rilevante aumento è risultato ancora più deciso all'inizio del 2012, quando - in corrispondenza della scadenza dei contratti di import annuali siglati per il 2011 - i volumi allocati sulla zona BSP sono arrivati a toccare i 526 MW nel mese di marzo, valore pari al 97% della capacità complessivamente allocata tra i due paesi (Fig II.1). Tale dato riflette il netto gradimento espresso per questo tipo di sistema dagli operatori. Questi ultimi, infatti, si sono avvalsi in maniera estensiva, delle clausole "use it or sell it", che caratterizzano gli acquisti di capacità di interconnessione sull'estero; l'utilizzo di tali clausole permette infatti agli operatori di rivendere al TSO la capacità di import acquistata a termine e ricomprarla sullo spot mediante offerte di vendita sul mercato del giorno primo sloveno, mantenendo le garanzie di prezzo fornite dalle aste esplicite di capacità. Una riprova indiretta di questo fenomeno è data proprio dalla crescita di liquidità registrata dalla borsa slovena, che ha visto i propri volumi nel 2011 salire a 1,5 TWh a fronte di circa 0,2 TWh nel 2010, guadagnando in tal modo una continuità di operatività prima assente. Questo dato, tra l'altro, conferma la possibilità di implementare progetti di coupling anche con paesi limitrofi che presentano mercati all'ingrosso con scarsa liquidità, proprio grazie alla capacità del meccanismo di coupling stesso di estendere le risorse dai mercati maggiori a quelli minori. La seconda dimensione del successo del coupling con la Slovenia è il risultato atteso di un incremento nell'efficienza nell'utilizzo delle infrastrutture di interconnessione fra i due paesi, inteso come capacità del sistema di allocare sempre la capacità di transito in una direzione coerente con il differenziale di prezzo tra le due frontiere, garantendone in particolare il pieno utilizzo ogni qual volta il differenziale risulta positivo. A riprova di ciò si evidenzia che, nel 2011, i flussi determinati dal market coupling sono risultati efficienti nel 100% dei casi, a fronte del 98,2% garantito dal precedente meccanismo basato su asta esplicita: una differenza in assoluto limitata a causa dell'elevato differenziale di prezzo tra le due frontiere, che rende abbastanza semplice, nella maggior parte dei casi, anticiparne il segno e definire conseguentemente flussi di transito coerenti, ma comunque significativa, anche per il fatto che il 100% allocato sulla zona BSP include un 3% di flussi in export, mentre il 98% allocato sulla zona Slovenia risulta sempre in import.

Come terzo elemento di successo, si segnala, da ultimo, la capacità del meccanismo di coupling di promuovere un processo di progressiva convergenza dei prezzi tra i due mercati all'ingrosso.

Pur non producendo una completa convergenza delle quotazioni espresse dalle borse italiana e slovena (nel 2011

rispettivamente 70,18 €/MWh e 57,20 €/MWh; nei primi tre mesi del 2012 81,24 €/MWh e 64,75 €/MWh), il progressivo incremento della capacità allocata tramite market coupling ha, infatti, attenuato gli effetti derivanti dal differenziale nei costi di generazione esistente tra i due paesi, favorendo una crescente uguaglianza tra i prezzi della zona Nord e quelli di BSP. In particolare, l'analisi oraria mostra nel corso del 2011 un'equivalenza dei prezzi nel 20% dei casi, contro un dato sostanzialmente nullo per il 2010. Tale processo di convergenza ha inoltre registrato, nel periodo di riferimento, una crescita costante e progressiva, passando dall'11% dei primi otto mesi del 2011, al 37% dell'ultimo quadrimestre del 2011 e arrivando al 43% nei primi tre mesi del 2012 - di cui il 73% nel solo mese di febbraio - quando il prezzo all'ingrosso della zona italiana risulta, peraltro, per la prima volta inferiore a quello sloveno (3% dei casi) (Fig II.2).

Fig II.1

**Allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena**

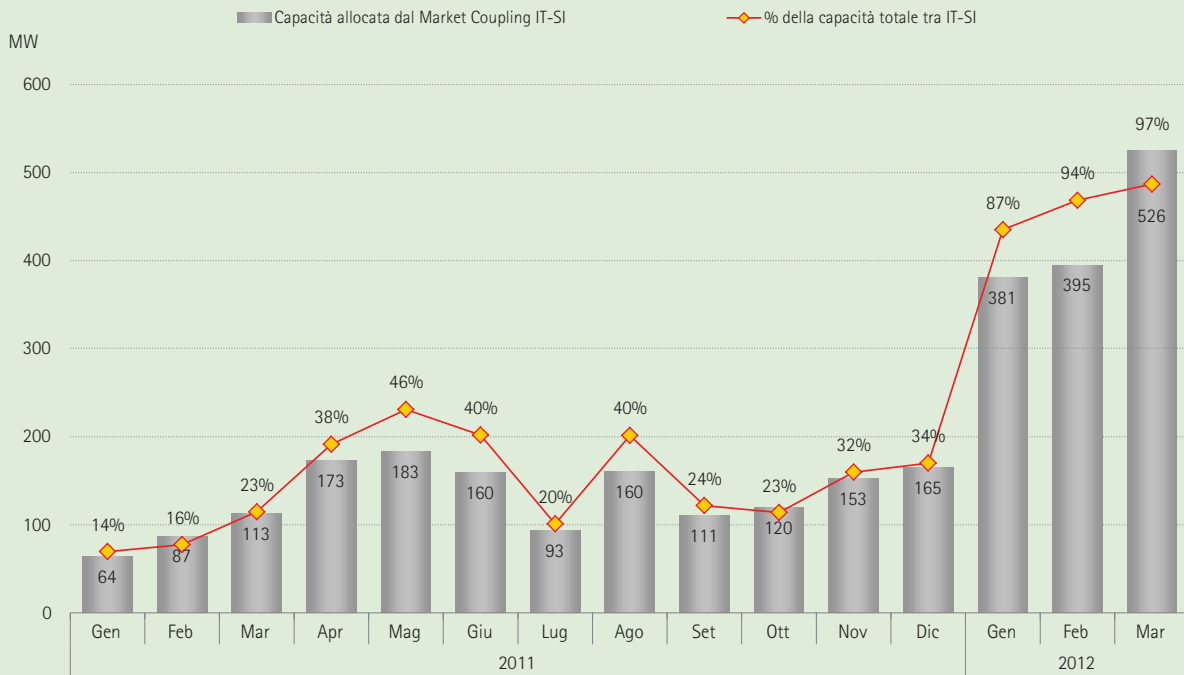
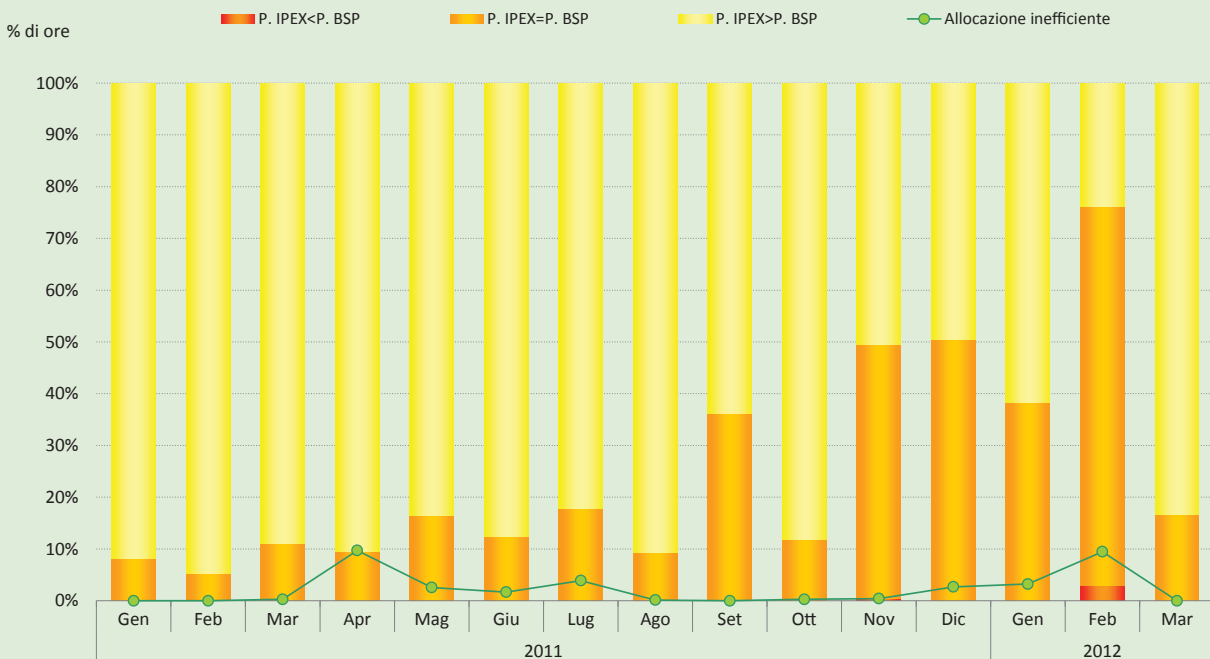


Fig II.2

**Differenziali di prezzo IT-SI ed allocazione di capacità inefficiente**



### 2.2.3 Domanda e Offerta

Il 2011 si caratterizza per una ulteriore contrazione del differenziale tra offerta e domanda, con la prima che segna un forte aumento (+6%), sostenuto anche dalla crescita della generazione fotovoltaica, e la seconda che, dopo la flebile ripresa del 2010, registra un nuovo ribasso (-2%), aggiornando il minimo storico dalla partenza della borsa (311,5 TWh). Tale riduzione della scarsità relativa dell'offerta ha contribuito a rafforzare il trend di progressivo miglioramento dei principali indici di concorrenzialità e a contenere la spinta inflazionistica dei prezzi sul MGP, i quali hanno sperimentato ritmi di crescita inferiori ai costi di generazione.

Questi dati, peraltro, sottostimano la crescita dell'eccesso di offerta per effetto dei cambiamenti indotti sul parco di generazione italiano e, più in generale, sul funzionamento del mercato elettrico dalla crescita della capacità installata da fonti rinnovabili non programmabili. Per quanto concerne la domanda, infatti, queste ultime hanno contribuito ad aumentare il livello di autoconsumi non passanti per il mercato, facendo risultare artificialmente bassi i volumi registrati al MGP. Ne è conferma il fatto che il calo degli acquisti rilevato sul mercato *day-ahead* non trova riscontro in un analogo calo della richiesta di energia elettrica consuntivata da Terna, che con i suoi 332,3 TWh si conferma sui livelli dell'anno precedente (+0,6%). Uno scarto che non si registrava due anni fa, in corrispondenza della precedente fase di crisi acuta dell'economia, e che conferma un'inversione di tendenza dell'andamento del rapporto tra volumi di mercato e volumi fisici, che, per il secondo anno consecutivo, registra un ribasso scendendo nel 2011 al 93,7% (Tab. C.2.11).

Per contro, anche la crescita dell'offerta indotta dalle rinnovabili è sottostimata dai dati delle offerte presentate sul MGP, nella misura in cui le fonti non programmabili definiscono nomine che risultano meno attendibili rispetto a quelle provenienti dalle fonti tradizionali, sia per la maggiore approssimazione a cui sono soggette le previsioni, sia per l'attuale disciplina del dispacciamento a cui sono sottoposte, secondo cui il corrispettivo di sbilanciamento effettivo è pari al prezzo del MGP<sup>54</sup>.

Domanda su MGP e totale energia richiesta in rete (TWh)  Tab C.2.11

TWh	2011	2010	2009	2008	2007
TOTALE RICHIESTA*	332,27	330,46	320,27	347,1	347,6
VOLUMI MGP**	311,5	318,6	313,4	337,0	329,9
VOLUMI MGP/TOTALE RICHIESTA*	93,7%	96,4%	97,9%	97,1%	94,9%

\* inclusi gli acquisti dei pompaggi

\*\* inclusi i bilaterali

#### 2.2.3.1 Domanda

La diminuzione degli acquisti sul MGP ha interessato quasi tutte le zone nazionali, con una riduzione eccezionalmente significativa degli acquisti da impianti a pompaggio che, per la prima volta dall'avvio del mercato, si portano addirittura sotto il TWh (-67%). Tale dinamica riflette la brusca accelerazione del trend ribassista, in atto dal 2010, nel rapporto tra quotazioni di picco e fuori picco, che sembra destinato a proseguire anche nell'anno in corso proprio in virtù dell'ascesa del fotovoltaico, che sta significativamente contribuendo ad accrescere il grado di concorrenzialità al picco<sup>55</sup>. Da evidenziare, in tal senso, come al Nord e in Sicilia, zone caratterizzate da una significativa presenza degli impianti a pompaggio, la contrazione degli acquisti di quest'ultimi contribuisca al calo della domanda rispettivamente per il 18% e il 90%. Meno consistente, per quanto comunque significativa, la riduzione degli acquisti sulle zone estere, scesi al minimo storico di 3,5 TWh. Il ribasso risulta concentrato negli ultimi tre mesi dell'anno quando, nel 2010, l'export commerciale risultava particolarmente sostenuto in virtù delle criticità d'offerta rilevate sul parco francese.

54 Pertanto i produttori da fonti rinnovabili non programmabili sono del tutto indifferenti nell'offrire o meno i loro volumi sul mercato. A ben vedere questi ultimi potrebbero essere tutt'al più incentivati a non offrire la propria produzione sul mercato, così da aumentare la scarsità d'offerta, sostenendo in tal modo un livello del prezzo che comunque costituirà il ricavo unitario della loro produzione effettiva.

55 Per ulteriori approfondimenti si rimanda al par C.2.2.

Anche nel 2011 si conferma l'elevata anelasticità della domanda registrata sulle zone nazionali, che si mantiene pari allo 0,2%. L'indicatore registra un lieve aumento per quanto concerne i pompaggi (1,8%), coerente con la suddetta convergenza tra quotazioni al picco e fuori picco che incentiva l'inserimento di offerte con indicazione di prezzo al fine di scongiurare un possibile utilizzo antieconomico dell'impianto. Sulle frontiere, viceversa, la quota di domanda elastica, pur segnando una lieve flessione rispetto al 2010, continua a costituire la parte preponderante della domanda complessiva (91,2%), in ragione del comportamento degli operatori finalizzato alla ricerca di opportunità di *trading* transfrontaliero. Va rilevato, infine, come dell'8,3% delle offerte con indicazione massima di prezzo, il 7,9% siano state rifiutate, a testimonianza degli stringenti prezzi espressi (Tab C.2.13).

Tab C.2.12 Volumi acquistati su MGP

Zone*	2011	2010	2009	2008	2007	Var.% 2011/2010	Struttura
Nord*	165,5	172,4	168,0	181,0	179,3	-4,0%	53,1%
Centro Nord	34,0	34,5	33,7	35,9	36,5	-1,4%	10,9%
Centro Sud	49,6	50,4	49,7	33,3	32,7	-1,6%	15,9%
Sud*	25,5	25,6	26,1	46,6	45,4	-0,2%	8,2%
Sicilia*	19,9	20,0	19,7	20,5	19,9	-0,8%	6,4%
Sardegna	13,5	11,8	11,8	12,3	12,4	14,3%	4,3%
Italia	308,0	314,7	309,2	329,7	326,2	-2,1%	98,9%
- pompaggi	0,9	2,9	2,9	5,1	6,3	-66,9%	0,3%
- clienti finali	307,0	311,9	306,3	324,6	319,8	-1,6%	98,6%
Estero	3,5	3,8	4,3	7,3	3,8	-8,1%	1,1%
<b>Totale</b>	<b>311,5</b>	<b>318,6</b>	<b>313,4</b>	<b>337,0</b>	<b>329,9</b>	<b>-2,2%</b>	<b>100,0%</b>

		OFFERTE PRESENTATE CON INDICAZIONE DI PREZZO				
		2011	2010	2009	2008	2007
<b>Italia*</b>	MWh	664.426	293.437	1.159.384	1.869.625	663.913
	% sul totale	(0,2%)	(0,1%)	(0,4%)	(0,6%)	(0,2%)
<b>- Pompaggi</b>	MWh	16.973	30.359	78.439	171.990	142.218
	% sul totale	(1,8%)	(1,1%)	(2,7%)	(3,3%)	(2,3%)
<b>Estero</b>	MWh	27.469.805	28.016.290	26.710.804	18.838.282	6.453.700
	% sul totale	(91,2%)	(93,0%)	(91,8%)	(81,9%)	(73,5%)
<b>- Francia</b>	MWh	7.779.042	8.092.780	8.737.147	6.954.190	66.915
	% sul totale	(89,1%)	(92,1%)	(93,9%)	(85,5%)	(19,7%)
<b>- Svizzera</b>	MWh	15.709.276	15.252.587	12.503.608	7.921.345	5.140.644
	% sul totale	(92,7%)	(94,0%)	(90,9%)	(84,8%)	(93,9%)
<b>- Austria</b>	MWh	1.319.998	1.013.817	1.126.975	779.224	750
	% sul totale	(99,8%)	(99,7%)	(98,6%)	(96,6%)	(6,0%)
<b>- Slovenia</b>	MWh	98.839	363.900	226.932	423.100	494.014
	% sul totale	(99,8%)	(100,0%)	(97,0%)	(71,2%)	(73,2%)
<b>- Grecia</b>	MWh	2.562.650	3.293.206	4.116.142	2.760.423	751.377
	% sul totale	(97,8%)	(98,8%)	(97,0%)	(74,2%)	(41,7%)
<b>Totale</b>	MWh	28.151.205	28.340.086	27.948.627	20.879.898	7.259.831
	% sul totale	(8,3%)	(8,2%)	(8,2%)	(5,9%)	(2,2%)

(\*) Al netto dei pompaggi.

		OFFERTE CON INDICAZIONE DI PREZZO RIFIUTE				
		2011	2010	2009	2008	2007
<b>Italia*</b>	MWh	110.903	165.603	938.285	1.544.786	509.529
	% sul totale	(0,0%)	(0,1%)	(0,3%)	(0,5%)	(0,2%)
<b>- Pompaggi</b>	MWh	19	17.833	24.089	56.184	36.626
	% sul totale	(0,0%)	(0,6%)	(0,8%)	(1,1%)	(0,6%)
<b>Estero</b>	MWh	26.605.316	26.303.528	24.828.168	15.755.284	4.927.730
	% sul totale	(88,3%)	(87,3%)	(85,4%)	(68,5%)	(56,2%)
<b>- Francia</b>	MWh	7.684.935	7.621.630	8.356.081	6.442.873	1.165
	% sul totale	(88,1%)	(86,8%)	(89,8%)	(79,2%)	(0,3%)
<b>- Svizzera</b>	MWh	15.385.893	14.322.774	11.481.491	6.447.574	4.140.683
	% sul totale	(90,8%)	(88,2%)	(83,5%)	(69,0%)	(75,7%)
<b>- Austria</b>	MWh	1.315.608	1.002.335	1.111.029	722.411	-
	% sul totale	(99,5%)	(98,5%)	(97,2%)	(89,5%)	(0,0%)
<b>- Slovenia</b>	MWh	74.822	348.489	212.225	314.765	147.603
	% sul totale	(75,5%)	(95,7%)	(90,7%)	(53,0%)	(21,9%)
<b>- Grecia</b>	MWh	2.144.057	3.008.301	3.667.342	1.827.661	638.279
	% sul totale	(81,8%)	(90,3%)	(86,5%)	(49,1%)	(35,4%)
<b>Totale</b>	MWh	26.716.237	26.486.965	25.790.543	17.356.254	5.473.885
	% sul totale	(7,9%)	(7,7%)	(7,6%)	(4,9%)	(1,6%)

(\*) Al netto dei pompaggi.

### 2.2.3.2 Offerta

Rafforzando una tendenza in atto ormai da otto anni, nel 2011 si rileva un nuovo aumento della potenza efficiente di generazione, che sale a 121.542 MW, segnando un incremento del 10%. L'aumento media una flebile ripresa della potenza termica, la cui crescita, piuttosto sostenuta negli anni scorsi, sembra aver subito un deciso rallentamento (+1%) a fronte di una ascesa decisamente più marcata delle fonti rinnovabili. Il fenomeno risulta particolarmente significativo per quanto concerne gli impianti fotovoltaici, la cui potenza efficiente di generazione lorda è salita a 12.750 MW - pari al 10% della potenza complessiva - segnando un rialzo addirittura prossimo al 270%<sup>56</sup>.

Ne consegue un ulteriore rafforzamento dell'*overcapacity*, che si riflette in un aumento dell'offerta nazionale sul MGP di circa 30 TWh. Viceversa, sulle zone virtuali estere si rileva una leggera contrazione dell'offerta (-3%), che sembra tuttavia coinvolgere quantitativi offerti a prezzi relativamente meno competitivi. In tali zone, difatti, si registra una ripresa delle vendite (2,3%) che porta l'export commerciale su valori prossimi ai 50 TWh, spiazzando le più costose offerte nazionali e favorendo un nuovo incremento della quota di vendite del MGP soddisfatte dall'offerta estera (16%; +1 p.p.).

Tab C.2.14 Volumi offerti annui sul MGP (TWh)

Zone*	2011	2010	2009	2008	2007	Var.% 2011/2010	Struttura
Nord*	243,6	223,7	226,7	229,8	219,9	9%	45%
Centro Nord	40,4	39,4	38,2	38,4	38,2	3%	8%
Centro Sud	71,4	66,8	61,6	40,7	40,1	7%	13%
Sud*	82,0	75,7	71,1	83,9	76,6	8%	15%
Sicilia*	30,0	32,4	29,2	29,7	29,6	-7%	6%
Sardegna	18,4	17,7	17,2	18,1	18,6	4%	3%
Italia	485,9	455,6	444,2	440,5	422,9	7%	90%
Estero	52,3	53,9	55,0	52,6	55,9	-3%	10%
<b>Totale</b>	<b>538,1</b>	<b>509,5</b>	<b>499,2</b>	<b>493,1</b>	<b>478,8</b>	<b>6%</b>	<b>100%</b>

La contrazione dei volumi complessivamente venduti sul MGP (-2,2%) risulta, dunque, concentrata unicamente sulle zone nazionali dove si rileva un eccesso di offerta testimoniato dal dato relativo ai volumi rifiutati che segnano un aumento prossimo ai 39 TWh. A livello zonale, l'incremento delle offerte rigettate appare maggiormente significativo al Nord e al Sud, zone che hanno sperimentato una crescita relativamente più sostenuta dell'offerta (+8/9%) e nelle quali il calo delle vendite è stato superiore (Nord) o in linea (Sud) al decremento medio registrato su scala nazionale. A fronte di tale riduzione, in termini di struttura, tali zone continuano a soddisfare la parte preponderante delle vendite complessive, con una quota pari al 42% al Nord (-1 p.p. sul 2010) e del 16% al Sud. Quest'ultima si conferma, inoltre, l'unica zona esportatrice netta (Tab. C.2.15, C.2.16).

Tab C.2.15 Volumi venduti annui sul MGP (TWh)

Zone*	2011	2010	2009	2008	2007	Var.% 2011/2010	Struttura
Nord*	129,9	137,6	136,2	154,2	148,9	-5,6%	42%
Centro Nord	20,2	22,0	20,5	22,9	24,4	-8,4%	6%
Centro Sud	31,2	28,6	24,8	16,4	16,8	9,1%	10%
Sud*	49,6	51,2	51,2	63,7	56,5	-3,1%	16%
Sicilia*	19,2	19,3	19,0	20,1	19,8	-0,9%	6%
Sardegna	11,6	11,1	11,4	11,9	13,0	4,5%	4%
Italia	261,6	269,8	263,1	289,2	279,4	-3,0%	84%
Estero	49,9	48,8	50,3	47,8	50,6	2,3%	16%
<b>Totale</b>	<b>311,5</b>	<b>318,6</b>	<b>313,4</b>	<b>337,0</b>	<b>329,9</b>	<b>-2,2%</b>	<b>100%</b>

56 Fonte Terna e Gse.



Volumi rigettati annui sul MGP (TWh) Tab C.2.16

Zone*	2011	2010	2009	2008	2007	Var.% 2011/2010	Struttura
Nord*	113,7	86,1	90,6	75,5	71,0	32,1%	50%
Centro Nord	20,3	17,4	17,7	15,5	13,8	16,4%	9%
Centro Sud	40,2	38,2	36,8	24,3	23,3	5,3%	18%
Sud*	32,4	24,5	20,0	20,2	20,1	32,2%	14%
Sicilia*	10,9	13,0	10,2	9,6	9,8	-16,5%	5%
Sardegna	6,8	6,6	5,8	6,3	5,5	2,0%	3%
Italia	224,3	185,8	181,1	151,4	143,5	20,7%	99%
Estero	2,4	5,1	4,7	4,7	5,3	-53,2%	1%
<b>Totale</b>	<b>226,6</b>	<b>190,9</b>	<b>185,8</b>	<b>156,1</b>	<b>148,8</b>	<b>18,7%</b>	<b>100%</b>

Rispetto all'ammontare complessivo delle vendite registrate, a livello di sistema, si evidenzia una leggera diminuzione della quota di offerta a prezzo zero, scesa al 67,4%, che media variazioni di segno opposto sulla borsa, dove si registra un aumento di circa 2 p.p., e della componente bilaterale dove si rileva un calo piuttosto consistente che porta al 78,4% la quota di volumi offerti a prezzo nullo (nuovo minimo assoluto). Il lieve incremento rilevato su IpeX appare coerente con l'aumento delle fonti rinnovabili, le quali, come noto, sul MGP presentano offerte di vendita a prezzo nullo. D'altro canto, la dinamica ribassista registrata su PCE conferma un utilizzo sempre più consistente delle opzioni di flessibilità offerte dalla Piattaforma, il cui impiego, soprattutto nel 2011, appare la logica conseguenza della crescita proporzionalmente più sostenuta dei costi di generazione rispetto al Pun, che ha incentivato gli operatori ad inserire offerte con indicazioni di prezzo al fine di sfruttare eventuali opportunità di arbitraggio tra i costi dei propri impianti e i prezzi eventualmente inferiori registrati sul mercato (Tab. C.2.17).

Volumi venduti a prezzo zero sul MGP (TWh) Tab C.2.17

	Quote sul Sistema Italia					Quote su IPEX					Quote su PCE							
	Totale	2011	2010	2009	2008	2007	Totale	2011	2010	2009	2008	2007	Totale	2011	2010	2009	2008	2007
<b>Nord*</b>	<b>63,2%</b>	62,3%	65,3%	65,3%	66,6%	66,6%	<b>35,5%</b>	32,6%	32,9%	22,8%	27,0%	27,0%	<b>78,9%</b>	82,1%	93,5%	96,8%	94,2%	94,2%
<b>Centro Nord</b>	<b>87,5%</b>	88,4%	89,8%	62,4%	63,8%	63,8%	<b>33,4%</b>	31,2%	32,1%	10,5%	12,6%	12,6%	<b>92,1%</b>	95,6%	98,4%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Centro Sud</b>	<b>44,0%</b>	55,0%	70,0%	72,1%	59,8%	59,8%	<b>39,9%</b>	37,9%	34,8%	8,0%	17,6%	17,6%	<b>20,6%</b>	26,1%	97,0%	99,9%	99,9%	99,9%
<b>Sud*</b>	<b>73,4%</b>	74,4%	80,0%	60,9%	56,8%	56,8%	<b>31,0%</b>	31,6%	39,7%	32,3%	26,0%	26,0%	<b>86,7%</b>	95,9%	100,0%	100,0%	98,9%	98,9%
<b>Sicilia*</b>	<b>47,8%</b>	46,4%	39,8%	43,4%	39,8%	39,8%	<b>19,5%</b>	15,3%	14,5%	13,5%	7,2%	7,2%	<b>23,7%</b>	21,8%	51,4%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Sardegna</b>	<b>87,0%</b>	74,7%	70,9%	73,0%	69,9%	69,9%	<b>17,1%</b>	7,2%	2,7%	5,7%	9,1%	9,1%	<b>90,0%</b>	70,8%	76,5%	91,9%	99,8%	99,8%
<b>Estero</b>	<b>81,9%</b>	86,5%	88,3%	91,2%	93,3%	93,3%	<b>73,7%</b>	78,2%	80,6%	79,9%	78,8%	78,8%	<b>100,0%</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Totale</b>	<b>67,4%</b>	68,6%	72,0%	67,2%	67,0%	67,0%	<b>40,3%</b>	38,2%	38,7%	27,1%	26,2%	26,2%	<b>74,8%</b>	80,0%	94,4%	97,9%	96,7%	96,7%

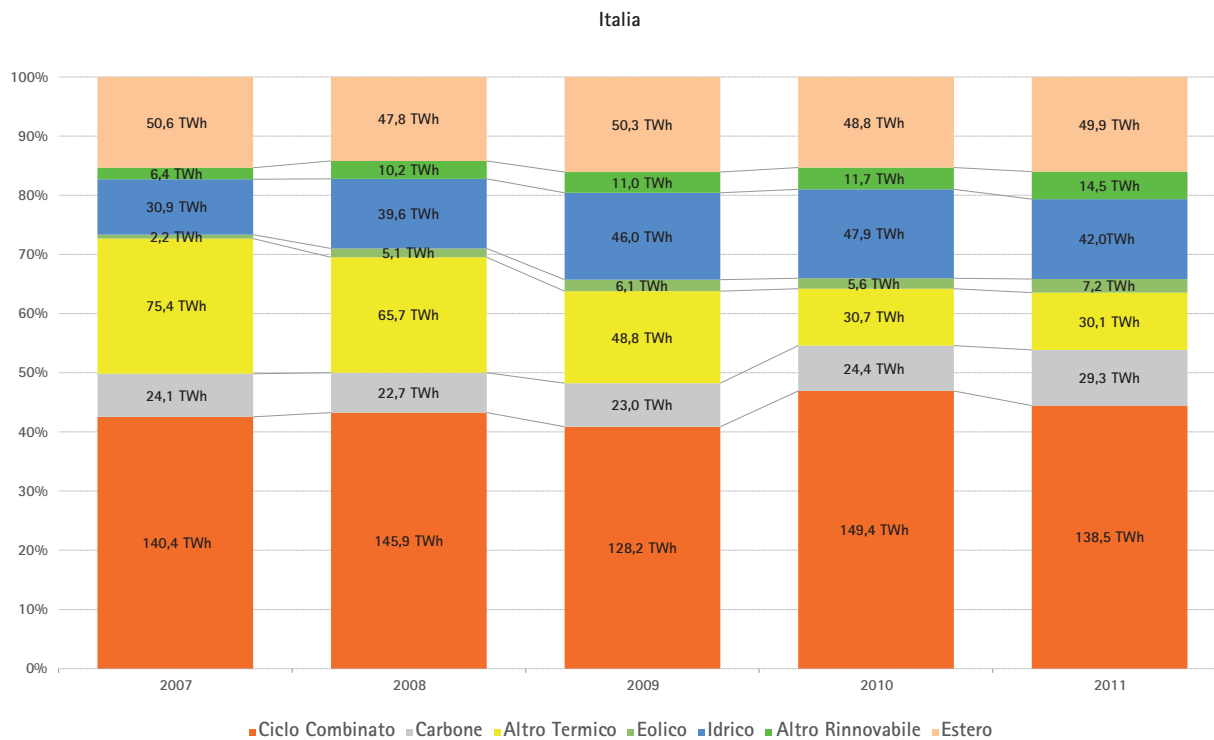
### 2.2.3.3 Vendite e performance per fonti e tecnologie

L'aumento della potenza installata da rinnovabili si è tradotto in un forte incremento delle vendite sul MGP provenienti da tali fonti<sup>57</sup>. Nel dettaglio, le vendite dell'eolico e quelle delle tecnologie classificate come altro rinnovabile – a cui afferisce il fotovoltaico – si sono attestate al massimo storico (rispettivamente 7,2 e 14,5 TWh), segnando un incremento pari, rispettivamente, al 29% e al 24% ed arrivando a soddisfare congiuntamente il 7% degli acquisti complessivi. In un contesto di domanda decrescente, a farne le spese sono stati principalmente i cicli combinati, le cui vendite sono scese a 138,5 TWh (-7%) per effetto anche delle dinamiche inflazionistiche della materia prima gas che ha contribuito a ridurre la competitività delle offerte dei cicli combinati, già minata dalla suddetta crescente offerta di tecnologie caratterizzate da costi variabili nulli. In forte ribasso anche le vendite idroelettriche (-6 TWh circa), su cui pesa anche un calo delle vendite degli impianti a pompaggio di entità analoga a quello degli acquisti (-1 TWh circa). Da segnalare, inoltre, il significativo incremento delle vendite degli impianti a carbone (+4,9 TWh), quasi interamente concentrato al Centro Sud, dove le vendite provenienti da tale fonte salgono a 13,2 TWh, segnando una crescita record del 214%. Le dinamiche risultano analoghe a livello zonale, dove si confermano alcuni dati strutturali già emersi negli anni passati. Unica eccezione il Centro Sud, dove la citata esplosione delle vendite a carbone accomuna tale zona alla

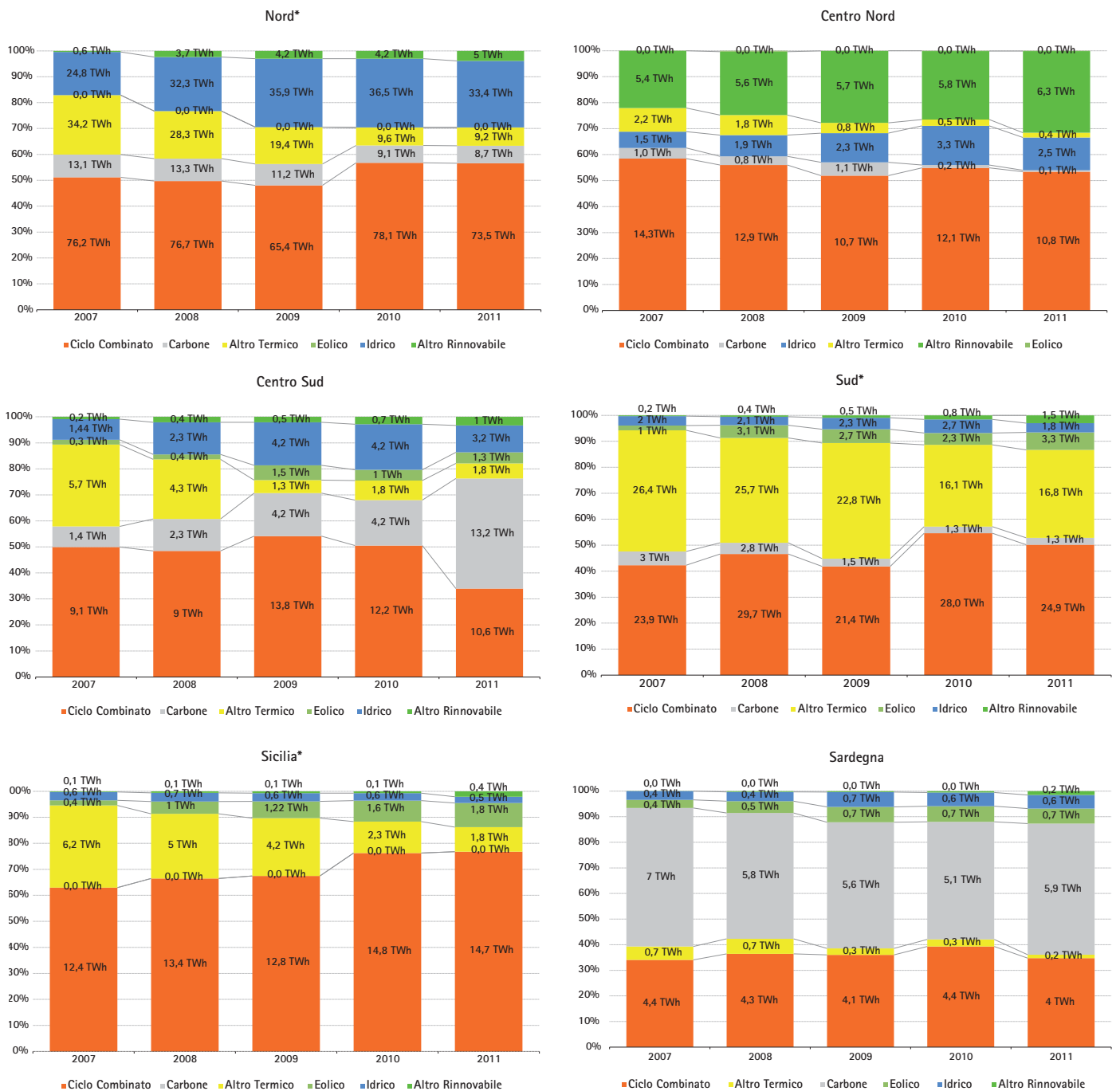
57 Per quanto, come spiegato nel precedente paragrafo 2.2.3.1, solo una parte dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili passa per il MGP.

Sardegna, con la produzione da tale fonte che costituisce la quota preponderante delle vendite complessivamente rappresentando rispettivamente il 42% del totale al Centro Sud e il 50% sull'isola.

Fig C.2.10 **Vendite per tecnologia e fonte**

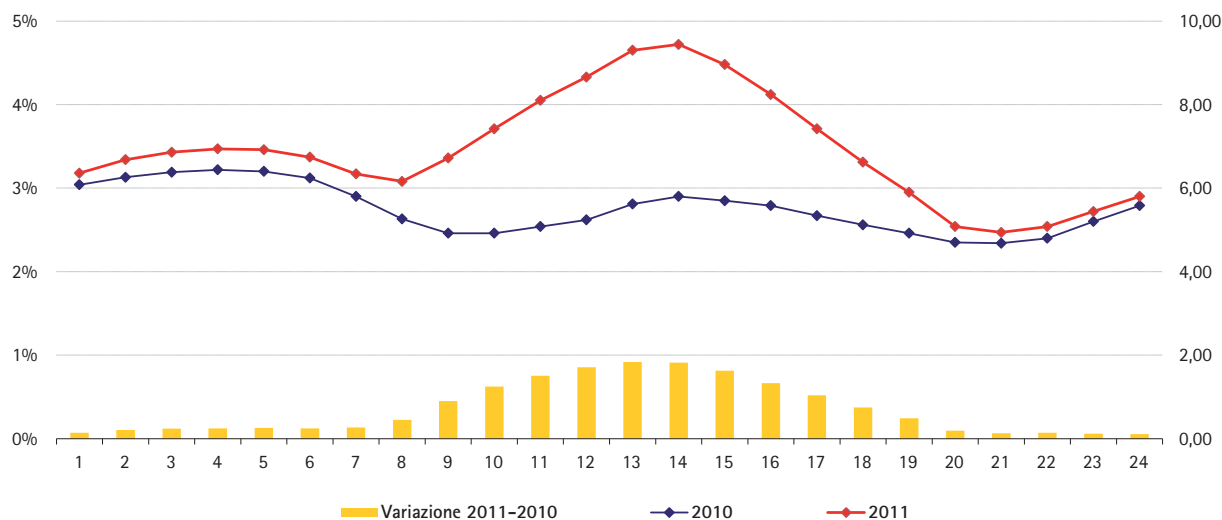


Vendite per tecnologia e fonte per zona Fig C.2.11



Per quanto concerne le vendite da fonti rinnovabili, ed in particolare quelle provenienti da impianti eolici e fotovoltaici, merita esaminare la modulazione oraria di queste ultime per l'impatto che i volumi dispacciati da tali impianti producono sui prezzi sia in termini di livelli che di profilo orario. In particolare, nelle ore centrali della giornata, la quota delle vendite da eolico e fotovoltaico è passata da valori inferiori al 3% a valori prossimi al 5%, contribuendo in tali ore ad aumentare sensibilmente la competitività al margine e, conseguentemente, a contenere la crescita dei prezzi (a tal proposito si veda il paragrafo 2.2 dove si esamina l'impatto di tali fonti sul rapporto tra quotazioni di picco e fuori picco). Tale dato, tuttavia, sottostima l'impatto delle rinnovabili in quelle ore, che dovrebbe scontare anche la maggiore offerta non presentata sul MGP per effetto della diversa disciplina degli oneri di sbilanciamento, ma attiva nel tempo reale (con impatti quindi sul MB) e la minore domanda presentata sul mercato in conseguenza delle potenzialità di autoconsumo locale della generazione fotovoltaica.

Fig C.2.12 Quota di vendita degli impianti eolici e fotovoltaici. Media oraria nei giorni lavorativi



L'aumento della competizione al margine, indotto dalla maggior presenza delle fonti rinnovabili e, più in generale, dal rafforzamento dell'*overcapacity*, appare confermato anche dall'analisi delle *performance* delle diverse tecnologie. I cicli combinati e le tecnologie classificate come altro termico – a cui afferiscono per lo più impianti cogenerativi, autoproduttori e termovalizzatori – hanno sperimentato, infatti, sia una sensibile riduzione del loro tasso di successo, inteso come rapporto tra vendite e volumi offerti, sia una contrazione del numero di ore medio con offerte accettate. La dinamica assume particolare significato per quanto concerne i cicli combinati, il cui tasso di successo è sceso al 63% (-11 p.p.) e i cui programmi definiti a valle del MGP hanno interessato un numero medio di ore pari a 4.745 (contro le 5.327 del 2011). Il fenomeno di maggior rilievo risiede, probabilmente, nell'andamento dello spark spread, che si porta a 5,66 €/MWh (-3 €/MWh circa) mediando tuttavia valori zonalmente piuttosto differenti, con le zone maggiormente esposte alla concorrenza che si attestano sui 3,78 €/MWh (Nord) o addirittura sotto 1 €/MWh (Sud), e la Sicilia dove la maggior concentrazione consente agli operatori il conseguimento di un margine di profitto stimato prossimo ai 28 €/MWh. Dall'analisi della curva di durata dello spark spread, relativo alle unità appartenenti alle zone continentali, si evince come il Pun reale non si sia mai attestato su livelli così bassi, con una contrazione dei margini di profitto che ha interessato sia le unità più efficienti, o meno esposte alla concorrenza, che quelle meno competitive (Tab. C.2.18, Fig. C.2.13).

Tab C.2.18 Indici di performance del ciclo combinato per anno e per zona

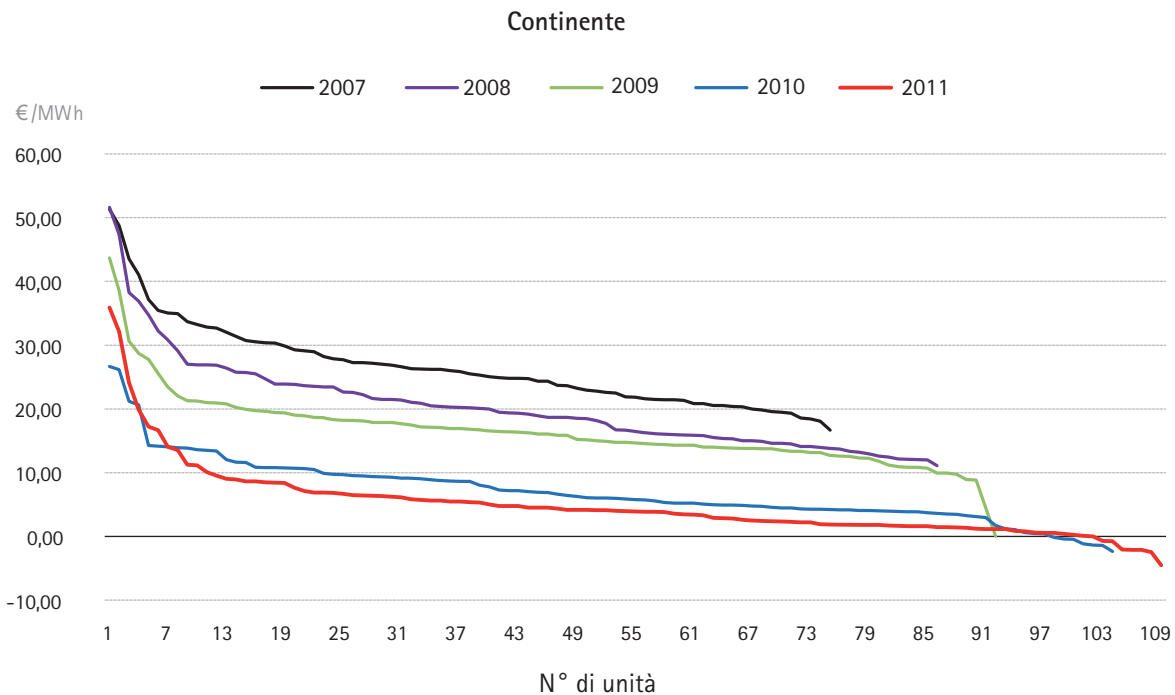
	N° di unità						N° di ore medio con offerte accettate					
	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%
Nord*	71	69	66	63	57	3%	4.871	5.283	4.875	5.715	6.324	-8%
Cnor	7	7	5	5	5	0%	4.290	5.659	4.451	5.125	6.598	-24%
Csud	11	10	8	3	3	10%	3.432	4.570	4.422	5.644	5.766	-25%
Sud*	20	18	13	15	10	11%	4.418	4.295	4.785	5.284	6.409	3%
Sicilia*	5	5	4	3	4	0%	7.782	8.073	6.432	7.823	5.709	-4%
Sardegna												
<b>Totale</b>	<b>114</b>	<b>109</b>	<b>96</b>	<b>89</b>	<b>79</b>	<b>5%</b>	<b>4.745</b>	<b>5.206</b>	<b>4.868</b>	<b>5.678</b>	<b>6.300</b>	<b>-9%</b>

Ciclo Combinato (no GSE)	Tasso di successo (Quantità vendute/quantità offerte)						Spark Spread* (€/MWh)					
	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%
Nord*	60%	73%	70%	82%	83%	-17%	3,78	7,06	16,75	18,18	24,81	-46%
Cnor	41%	54%	42%	57%	74%	-25%	4,73	6,88	14,82	21,30	27,89	-31%
Csud	79%	80%	86%	89%	87%	-1%	6,16	8,68	19,06	23,45	36,88	-29%
Sud*	68%	78%	83%	92%	95%	-13%	0,89	1,29	12,81	21,52	28,59	-31%
Sicilia*	77%	85%	90%	92%	92%	-9%	27,50	34,19	40,42	51,27	29,39	-20%
Sardegna												
<b>Totale</b>	<b>63%</b>	<b>74%</b>	<b>73%</b>	<b>84%</b>	<b>85%</b>	<b>-15%</b>	<b>5,66</b>	<b>8,56</b>	<b>18,20</b>	<b>21,46</b>	<b>26,47</b>	<b>-34%</b>

(\*) l'indice è calcolato per ciascuna zona come media, per ogni unità, della differenza tra prezzo zonale e costo variabile di generazione al netto degli oneri ambientali (CV e CO2), ponderata per le vendite relative a ciascuna unità.

Curva di durata dello spark spread dei cicli combinati Fig C.2.13



Indici di performance per anno e tecnologia Tab C.2.19

	N° di unità						N° di ore medio con offerte accettate						Tasso di successo (Quantità vendute/quantità offerte)						Ricavo medio (€/MWh)					
	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%	2011	2010	2009	2008	2007	Delta%
Carbone	24	24	23	21	21	0%	4.366	4.144	5.614	6.728	7.261	5%	75%	72%	81%	88%	92%	4%	73,61	65,74	68,56	88,07	73,54	-4%
Ciclo Combinato (no GSE)	114	105	96	89	79	9%	4.745	5.327	4.868	5.678	6.300	-11%	63%	74%	73%	84%	85%	-15%	75,23	67,40	68,33	92,18	76,89	-1%
Gas Metano	6	6	6	7	8	0%	5	70	160	1.083	1.832	-92%	0%	0%	1%	10%	17%	-	167,63	96,23	87,07	105,10	85,75	11%
Olio	38	42	43	44	44	-10%	1.682	1.439	1.973	2.207	2.726	17%	34%	34%	36%	39%	41%	-0%	73,51	65,12	65,15	95,24	81,45	-0%
Turbogas	30	30	29	30	29	0%	224	86	71	78	94	159%	1%	0%	0%	1%	1%	47%	106,30	128,46	139,28	187,73	157,71	-8%
Altro Termico*	49	46	40	34	37	7%	5.844	6.156	5.053	5.073	5.085	-5%	84%	87%	90%	87%	87%	-4%	72,68	67,19	70,81	97,94	76,99	-5%
Eolico	159	167	146	104	70	-5%	6.457	5.553	7.221	6.541	7.516	16%	100%	100%	100%	100%	100%	-0%	75,10	68,32	65,75	92,11	75,47	4%
Idrico Fluente	170	170	167	167	164	0%	7.134	7.023	7.204	6.737	6.153	2%	84%	87%	90%	75%	72%	-3%	72,76	65,04	64,34	90,58	79,88	1%
Idrico di Modulazione	136	137	137	140	163	-1%	4.240	4.862	4.612	4.053	3.560	-13%	41%	52%	56%	56%	57%	-22%	75,58	66,97	69,52	98,39	89,08	-4%
Idrico di Pompaggio	22	22	22	22	24	0%	1.744	2.219	2.180	2.132	1.567	-21%	9%	14%	14%	18%	16%	-36%	81,90	76,42	85,29	115,41	106,88	-10%
Altro Rinnovabile	35	36	35	32	32	-3%	8.013	7.987	7.677	8.263	8.530	0%	100%	100%	100%	100%	100%	-0%	71,09	62,43	62,17	84,83	72,64	0%

\* Altro Termico: in tale voce sono inclusi impianti autoproduttori, cogenerativi e termovalorizzatori

Per quanto riguarda le altre fonti e tecnologie, si segnala l'aumento del tasso di successo degli impianti a carbone (75%; +3 p.p.), coerente con il suddetto aumento delle vendite di tale fonte e con una struttura di costo più competitiva delle altre fonti termiche. Da evidenziare anche il forte ribasso del tasso di successo dei pompaggi (-5 p.p.) che, al pari della riduzione degli acquisti di tali impianti, riflette nuovamente l'aumento delle quotazioni rilevato nel fuori picco; il rialzo di quest'ultime spinge, infatti, i produttori ad aumentare i prezzi offerti in vendita al fine di garantirsi margini strettamente positivi, riducendo tuttavia al contempo la probabilità di essere accettati.

## 2.2.4 Concentrazione e potere di mercato

In un contesto di estrema debolezza dei consumi elettrici, il rafforzamento dell'offerta indotto prevalentemente dal massiccio incremento della produzione da fonte rinnovabile ha favorito, nel 2011, un'ulteriore riduzione della concentrazione e del potere di mercato, intensificando le dinamiche in atto dall'avvio del mercato.

**Sistema Italia.** Su scala nazionale, la crescita della competitività appare segnalata da tutti gli indici: movimenti al

ribasso si osservano sul CR5, in calo al 62% per effetto di una contrazione della quota di vendite del GSE legata presumibilmente alla scadenza di contratti CIP6 e soprattutto sulla quota di vendite garantite in assenza di concorrenza (IORq), al nuovo minimo storico del 13% (-2 p.p. rispetto al 2010, -8 p.p. nell'ultimo quinquennio).

L'analisi dell'andamento orario dello IORq evidenzia dinamiche evolutive influenzate dalla crescente offerta fotovoltaica che, concentrandosi nelle ore di maggiore irradiazione solare, produce un crollo dell'indice al picco (-5,2 p.p.), senza mostrare effetti analoghi nelle prime ore mattutine, quando, invece, un aumento del potere di mercato unilaterale contribuisce ad alimentare la più consistente ripresa dei prezzi fuori picco<sup>58</sup>.

D'altro canto, dopo un quadriennio di sensibili ribassi, non si evidenziano miglioramenti di rilievo nella concorrenza al margine (IOM), come segnalato dal valore di Enel, il principale *price maker*, stabile al 23%. Degni di nota appaiono invece il balzo di E.On, salito al 14% (+5 p.p.), e il ritorno ai livelli del 2009 della percentuale di fissazione del prezzo dalle zone estere associata cumulativamente agli operatori alle spalle dei primi cinque *price setter* (38%, -7 p.p.). Quest'ultimo fenomeno trova origine soprattutto nel lieve aumento del differenziale di prezzo con le borse limitrofe e mostra i suoi riflessi anche nella crescita della marginalità degli impianti a ciclo combinato (66%, +10 p.p.), prodottasi proprio a scapito dell'estero (10%, -7 p.p.) (Fig. C.2.14, Fig. C.2.15, Fig. C.2.16, Fig. C.2.17, Fig. C.2.18, Fig. C.2.19, Appendice statistica).

**Zone continentali.** Il processo di progressivo aumento della concorrenza trova generale riscontro nelle zone continentali, dove peraltro tendono a consolidarsi alcune specificità locali già emerse negli scorsi anni.

Così, a fronte di una relativa stabilità della concentrazione delle vendite misurata dall'indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI), confermatasi inferiore alla soglia di non competitività al Nord e a ridosso di essa al Sud, nel 2011 i fenomeni emersi con maggior evidenza sono risultati la drastica flessione del potere unilaterale di mercato al Nord e al Sud e il controtendenziale incremento del livello di concentrazione al Centro Sud.

Nel primo caso, la netta contrazione subita dallo IOR, in termini sia di frequenza che di quantità, appare favorita prevalentemente dalla crescita dell'offerta competitiva, che al Nord produce l'azzeramento della quota delle vendite garantite in molte ore dell'anno.

D'altro canto, il calo della concorrenza al Centro Sud trae la sua origine dal processo di ammodernamento subito dal parco impianti afferenti alla zona, con particolare riferimento alla centrale di Torvaldaliga di proprietà di Enel. La sua riconversione a carbone ha generato una significativa espansione dell'offerta a basso costo, determinando di fatto un aumento della quota di mercato della stessa Enel (50%, +8 p.p.) e un incremento dello IORq zonale (42%, +9 p.p.), sostenuto anche dal contemporaneo calo dei volumi complessivamente offerti da tutti gli altri operatori (-5%). A livello di sistema, tuttavia, la minor competitività registrata al Centro Sud non provoca impatti rilevanti sui prezzi, essendo assolutamente sporadica la presenza della zona, tradizionalmente *price taker*, al margine (IZM: 6%) (Fig. C.2.14, Fig. C.2.15, Fig. C.2.16, Fig. C.2.18, Fig. C.2.19, Appendice statistica).

**Sicilia.** Le trasformazioni strutturali verificatesi sull'isola nell'ultimo triennio mostrano per intero i loro effetti sugli indici di concentrazione nel corso del 2011. L'ingresso di nuova potenza competitiva garantita dalla piena entrata in esercizio della centrale a ciclo combinato di Erg e dalla massiccia disponibilità di nuova capacità rinnovabile ha progressivamente spinto fuori ordine di merito gli impianti termoelettrici tradizionali, rendendo l'offerta degli operatori di mercato ad essi collegati meno indispensabile per il soddisfacimento della domanda e favorendo una conseguente ulteriore crescita degli indici di marginalità. Lo IOM di Enel e l'ITM del ciclo combinato sono così saliti al 66%, il primo a scapito di una quota sempre meno rilevante di Edipower, anche per effetto degli impegni presi da quest'ultimo verso l'AGCM<sup>59</sup>, il secondo raggiungendo il suo massimo storico e allineandosi ai livelli nazionali con un balzo di circa 40 p.p., realizzato nel periodo 2009-2011.

D'altro canto, il 2011, a fronte di una sostanziale stabilità dell'offerta di Enel e di un aumento delle quantità di Erg, segnala una significativa contrazione dei volumi offerti sull'isola complessivamente da tutti gli altri operatori (-29%), con impatti diretti sia sul grado di concentrazione (HHI offerte: 3.475, +666), sia sul potere unilaterale di mercato,

<sup>58</sup> Per approfondimenti si veda il par. C.2.2.1

<sup>59</sup> Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla Relazione Annuale 2010 del GME, pag. 84.

attestatosi sui valori più elevati dell'ultimo quinquennio (27%, +12 p.p.) (Fig. C.2.14, Fig. C.2.15, Fig. C.2.16, Fig. C.2.18, Fig. C.2.19, Appendice).

**Sardegna.** In termini di concorrenza, gli effetti benefici portati sull'isola dall'entrata in esercizio del Sapei si confermano nel 2011, come evidenziato da tutti gli indici, sui quali si osservano solo lievi variazioni rispetto all'anno precedente. La minor frammentazione zonale, favorita dal nuovo transito, fa scendere attorno al 29% la frequenza di ore con cui la Sardegna fa il prezzo per se stessa (-3 p.p.), producendo un'ulteriore lieve convergenza dei suoi indici di marginalità ai livelli continentali. Si registra, perciò, a fronte di una sostanziale stabilità dello IOM del primo operatore (39%), un aumento dell'ITM del ciclo combinato al suo massimo storico, secondo una progressione che l'ha portato a raddoppiare nel giro di due anni (45%, +7 p.p.).

Stabili si mantengono sia il CR3, sia l'HHI su valori strutturalmente elevati, per effetto soprattutto delle ridotte dimensioni del mercato locale, mentre in lieve aumento risulta lo IORq (11%, +4 p.p.), comunque allineato ai livelli nazionali (Fig. C.2.14, Fig. C.2.15, Fig. C.2.16, Fig. C.2.18, Fig. C.2.19, Appendice statistica).

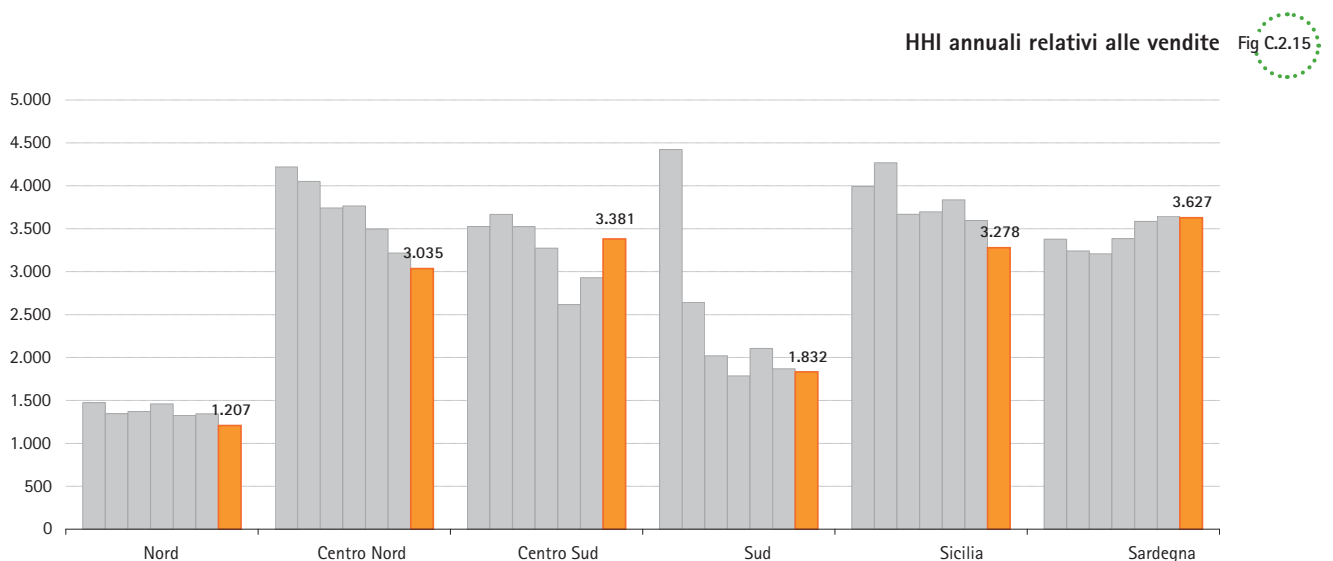
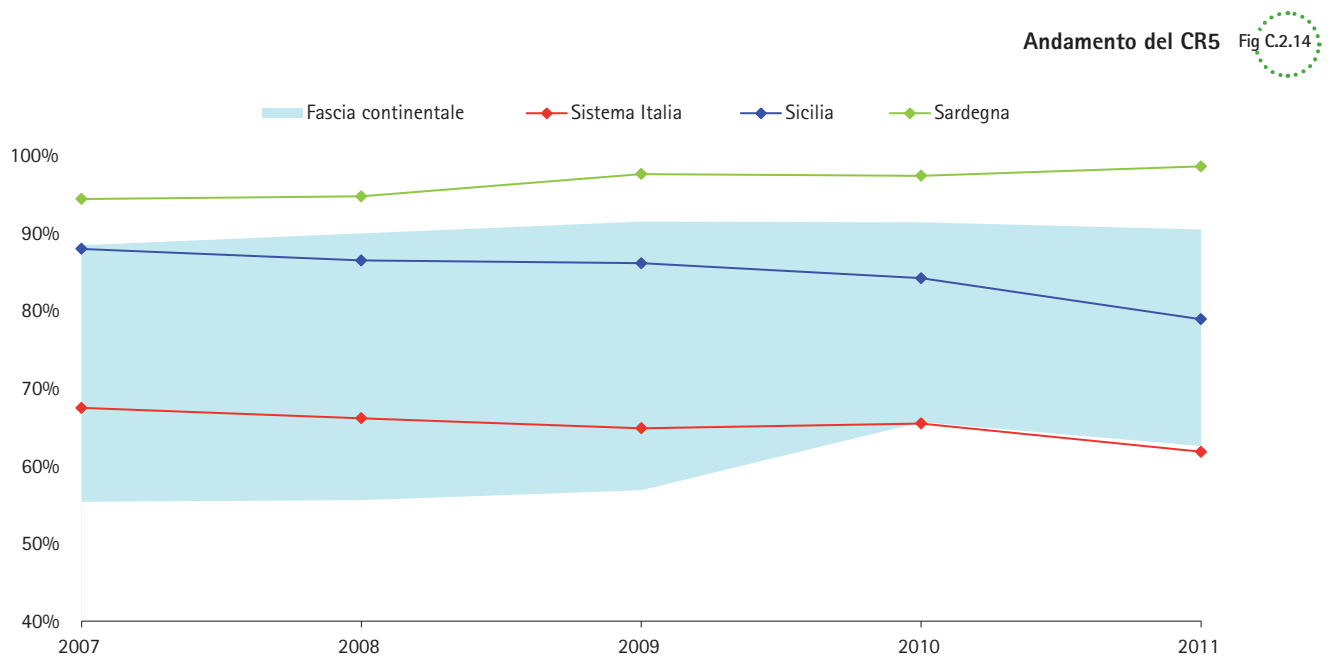


Fig C.2.16: Quote di vendita in assenza di concorrenza

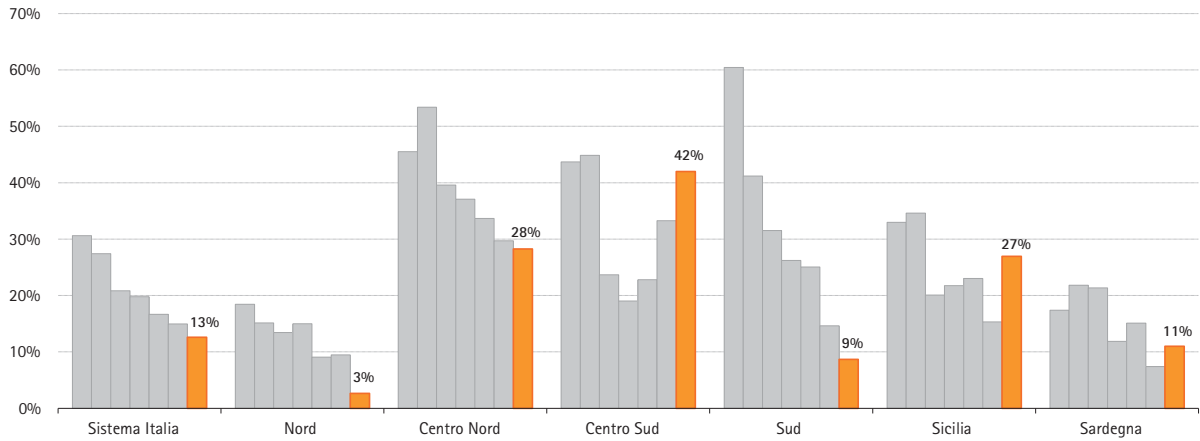


Fig C.2.17: Andamento orario dello IORq nelle giornate lavorative. Anno 2011

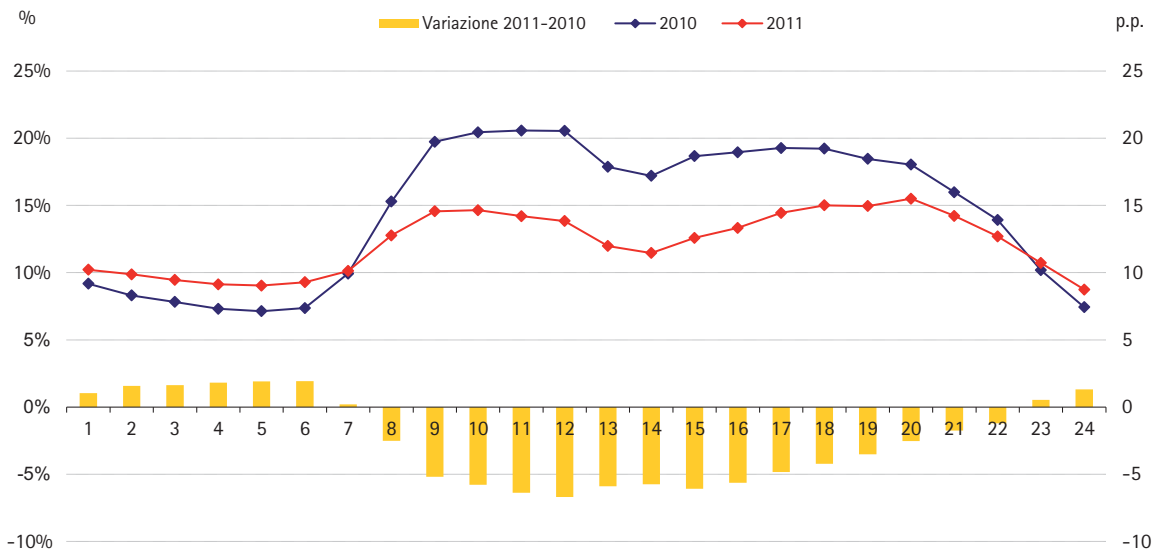
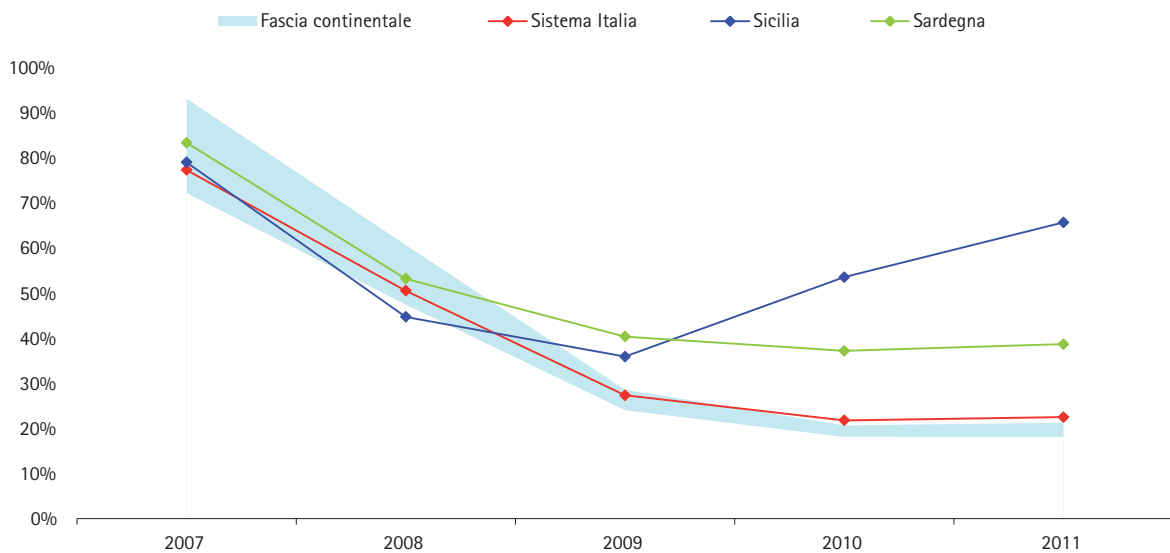
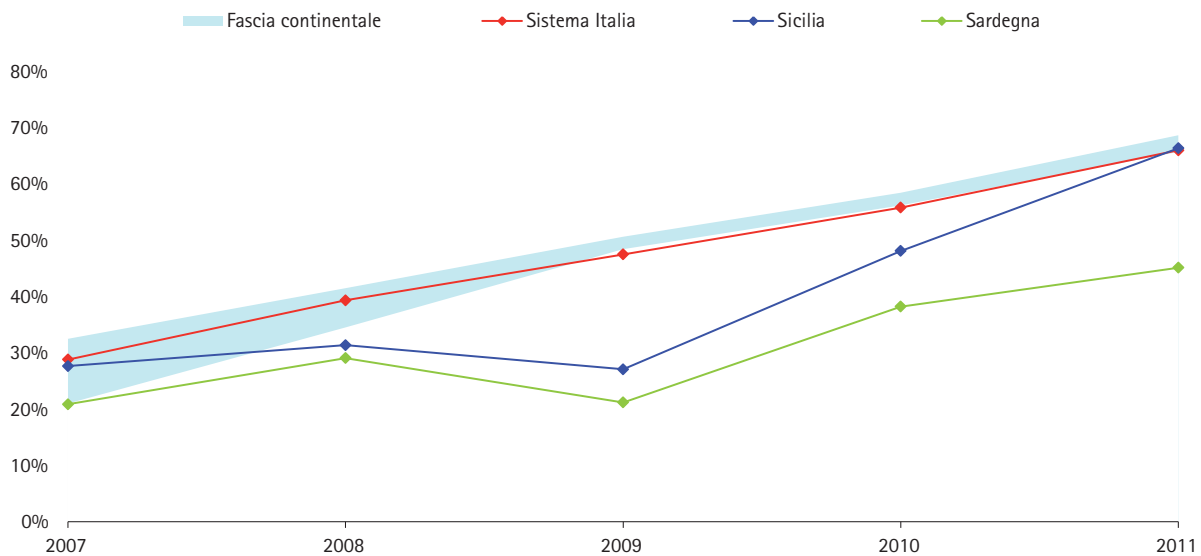


Fig C.2.18: Andamento dell'indice di operatore marginale del primo operatore (IOM)





Andamento dell'indice di tecnologia marginale del ciclo combinato (ITM ccgt) Fig C.2.19



## 2.3 Mercato Infragiornaliero (MI)

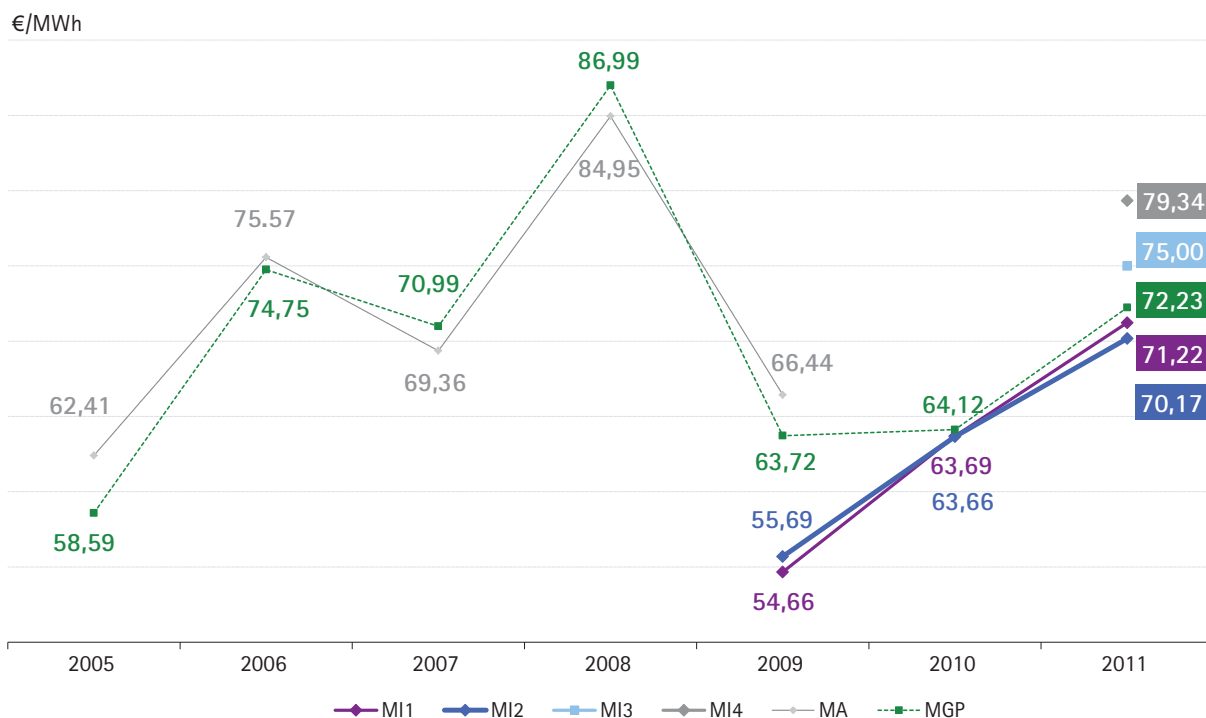
Il Mercato Infragiornaliero (MI), introdotto con la legge 2/09, ha sostituito, a partire dal primo novembre 2009, il Mercato di Aggiustamento (MA). Articolato, inizialmente, in due sessioni organizzate nel giorno precedente la consegna e riferite a tutte e 24 le ore del giorno successivo (MI1 e MI2), dal 1 gennaio 2011, MI si è arricchito di due nuove sessioni (MI3 ed MI4) con chiusura durante il giorno di consegna. Nelle quattro sessioni, organizzate nella forma di aste implicite, gli operatori possono aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo, disponendo di informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti, il fabbisogno di energia e le condizioni di mercato. Le regole di formazione dei prezzi sono omogenee a quelle di MGP, tuttavia, su MI non viene calcolato il PUN e tutti gli acquisti e le vendite sono valorizzati al prezzo zonale.

### 2.3.1 Prezzi

Nel 2011, il prezzo medio ponderato con gli acquisti su MI1 è stato pari a 71,22 €/MWh, in aumento dell'11,8% rispetto all'anno precedente, su MI2, invece, il prezzo è stato pari a 70,17 €/MWh (+10,2%). Nelle prime due sessioni di MI, il prezzo medio si conferma leggermente inferiore al PUN di MGP (72,23 €/MWh), nelle sessioni MI3 e MI4, avviate nel 2011, il prezzo medio si è attestato rispettivamente a 75,00 €/MWh ed a 79,34 €/MWh. Anche in queste due sessioni, il prezzo è stato inferiore a quello di MGP, se il confronto è correttamente limitato alle ore della giornata cui sono riferite le offerte (13-24 su MI3 e 17-24 su MI4) (0 e 0).

La volatilità dei prezzi di MI1 e MI2, pari rispettivamente a 8% e 11%, si è significativamente ridotta rispetto al 2010. La volatilità di MI1 è, inoltre, risultata identica a quella di MGP, mentre MI2, MI3 e MI4 hanno mostrato una volatilità crescente con l'avvicinarsi della chiusura delle sessioni al momento della consegna dell'energia (Tab. C.2.20).

Fig C.2.20 Prezzo di acquisto: evoluzione annuale



Tab C.2.20 Prezzo di acquisto

	2011	var. % '11/'10	2010	2009*	2008	2007
MI1 (1-24 h)	71,22 (-1,4%)	11,8%	63,69 (-0,7%)	54,66 (-1,8%)		
MI2 (1-24 h)	70,17 (-2,9%)	10,2%	63,66 (-0,7%)	55,69 (+0,0%)		
MI3 (13-24 h)	75,00 (-4,4%)					
MI4 (17-24 h)	79,34 (-2,0%)					
MA (1-24 h)				66,44 (+1,7%)	84,95 (-2,4%)	69,36 (-2,3%)

\*Da novembre 2009 il Mercato di Aggiustamento (MA) è stato sostituito dalle due sessioni del mercato Infragornaliero MI1 ed MI2 integrate, da gennaio 2011, con due ulteriori sessioni, MI3 ed MI4

() la variazione percentuale con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti.

Tab C.2.21 Volatilità del prezzo di acquisto

	2011	var '11/'10	2010	2009*	2008	2007
MI1 (1-24 h)	8,1% (+0,5 p.p.)	-6,6 p.p.	14,7% (+2,8 p.p.)	16,6%		
MI2 (1-24 h)	11,3% (+4,1 p.p.)	-5,3 p.p.	16,6% (+6,7 p.p.)	15,9% (+1,8 p.p.)		
MI3 (13-24 h)	16,8% (+9,5 p.p.)					
MI4 (17-24 h)	20,2% (+12,9 p.p.)					
MA (1-24 h)				17,0% (+3,3 p.p.)	20,2% (+9,7 p.p.)	19,9% (+9,6 p.p.)

\*Da novembre 2009 il Mercato di Aggiustamento (MA) è stato sostituito dalle due sessioni del mercato Infragornaliero MI1 ed MI2 integrate, da gennaio 2011, con due ulteriori sessioni, MI3 ed MI4

() lo scarto con la volatilità di MGP negli stessi periodi rilevanti.

Nelle quattro zone continentali, i prezzi medi sono risultati pressoché allineati nelle quattro sessioni di MI e regolarmente inferiori del 2-3% rispetto ai prezzi di vendita zionali di MGP (Tab C.2.22). Anche la volatilità dei prezzi non ha evidenziato, nelle quattro sessioni, differenze di rilievo tra le zone continentali. In particolare, in MI1 la volatilità dei prezzi è stata molto simile a quella di MGP, mentre in MI2 e, in misura più rilevante, in MI3 e MI4, è risultata maggiore (Tab C.2.23). Le due zone insulari, invece, pur segnando una crescita annua più contenuta rispetto a quella delle zone del continente, hanno evidenziato livelli di prezzo più alti ed una più accentuata volatilità.

Prezzi zionali: sintesi 2011  Tab C.2.22

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
	Prezzo	var. %	Prezzo	var. %	Prezzo	var. %	Prezzo	var. %	Prezzo	var. %	Prezzo	var. %
<b>MI1</b>	<b>67,97</b>		<b>68,87</b>		<b>68,71</b>		<b>67,42</b>		<b>90,16</b>		<b>80,16</b>	
(1-24 h)	(-3,1%)	13,4%	(-3,2%)	13,6%	(-3,0%)	13,2%	(-2,3%)	17,5%	(-3,2%)	6,3%	(+0,3%)	3,2%
<b>MI2</b>	<b>67,94</b>		<b>68,91</b>		<b>68,41</b>		<b>66,76</b>		<b>80,02</b>		<b>78,67</b>	
(1-24 h)	(-3,2%)	13,6%	(-3,2%)	14,3%	(-3,5%)	13,1%	(-3,3%)	17,0%	(-14,1%)	-2,3%	(-1,6%)	6,2%
<b>MI3</b>	<b>73,38</b>		<b>74,88</b>		<b>74,76</b>		<b>72,43</b>		<b>84,20</b>		<b>81,30</b>	
(13-24 h)	(-2,6%)		(-2,7%)		(-2,7%)		(-3,3%)		(-22,9%)		(-6,3%)	
<b>MI4</b>	<b>75,52</b>		<b>77,55</b>		<b>77,49</b>		<b>75,61</b>		<b>88,28</b>		<b>87,03</b>	
(17-24 h)	(-2,4%)		(-2,1%)		(-2,2%)		(-2,8%)		(-22,6%)		(-3,2%)	

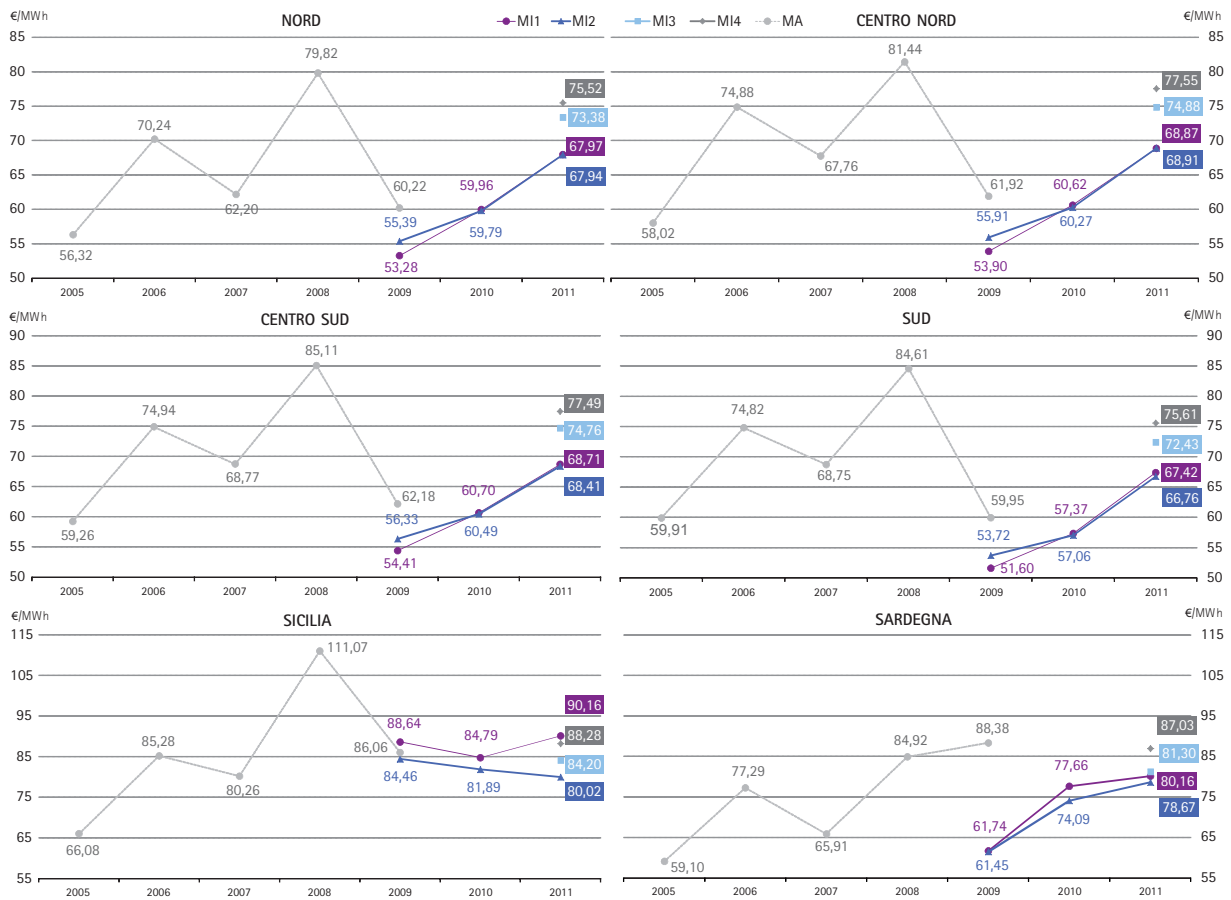
() la variazione percentuale con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti.

Volatilità dei prezzi zionali: sintesi 2011  Tab C.2.23

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
	Prezzo	var	Prezzo	var	Prezzo	var	Prezzo	var	Prezzo	var	Prezzo	var
<b>MI1</b>	<b>7,8%</b>		<b>8,9%</b>		<b>9,4%</b>		<b>8,8%</b>		<b>29,7%</b>		<b>20,0%</b>	
(1-24 h)	(+0,3 p.p.)	-5,6 p.p.	(-0,0 p.p.)	-5,2 p.p.	(-0,1 p.p.)	-5,6 p.p.	(-0,7 p.p.)	-4,0 p.p.	(+14,1 p.p.)	-2,7 p.p.	(+3,5 p.p.)	-10,4 p.p.
<b>MI2</b>	<b>10,2%</b>		<b>11,4%</b>		<b>11,4%</b>		<b>10,8%</b>		<b>28,1%</b>		<b>20,0%</b>	
(1-24 h)	(+2,6 p.p.)	-4,3 p.p.	(+2,5 p.p.)	-3,0 p.p.	(+1,8 p.p.)	-4,1 p.p.	(+1,3 p.p.)	-2,9 p.p.	(+12,5 p.p.)	-3,6 p.p.	(+3,5 p.p.)	-1,3 p.p.
<b>MI3</b>	<b>15,9%</b>		<b>16,8%</b>		<b>16,6%</b>		<b>16,1%</b>		<b>55,2%</b>		<b>23,1%</b>	
(13-24 h)	(+8,8 p.p.)		(+7,6 p.p.)		(+7,1 p.p.)		(+6,2 p.p.)		(+39,4 p.p.)		(+6,4 p.p.)	
<b>MI4</b>	<b>16,4%</b>		<b>18,5%</b>		<b>18,5%</b>		<b>18,2%</b>		<b>41,6%</b>		<b>26,0%</b>	
(17-24 h)	(+9,4 p.p.)		(+9,3 p.p.)		(+9,2 p.p.)		(+8,5 p.p.)		(+26,4 p.p.)		(+9,7 p.p.)	

() lo scarto con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti.

Fig C.2.21 Prezzi zonali su MI



### 2.3.2 Volumi

L'introduzione del Mercato Infragiornaliero ha avuto un importante impatto sui volumi scambiati. Negli anni dal 2005 al 2009, gli scambi di energia sul Mercato di Aggiustamento mostrano un andamento oscillante con una punta di 12,7 milioni di MWh nel 2007. Nel 2010, con il Mercato Infragiornaliero articolato in sole due sessioni, i volumi scambiati salgono a 14,6 milioni di MWh (+22,5% rispetto all'anno precedente); nel 2011, con l'introduzione delle altre due sessioni, l'energia scambiata aumenta, portandosi a 21,9 milioni di MWh con un incremento del 49,6% rispetto al record dell'anno precedente (Fig C.2.22).

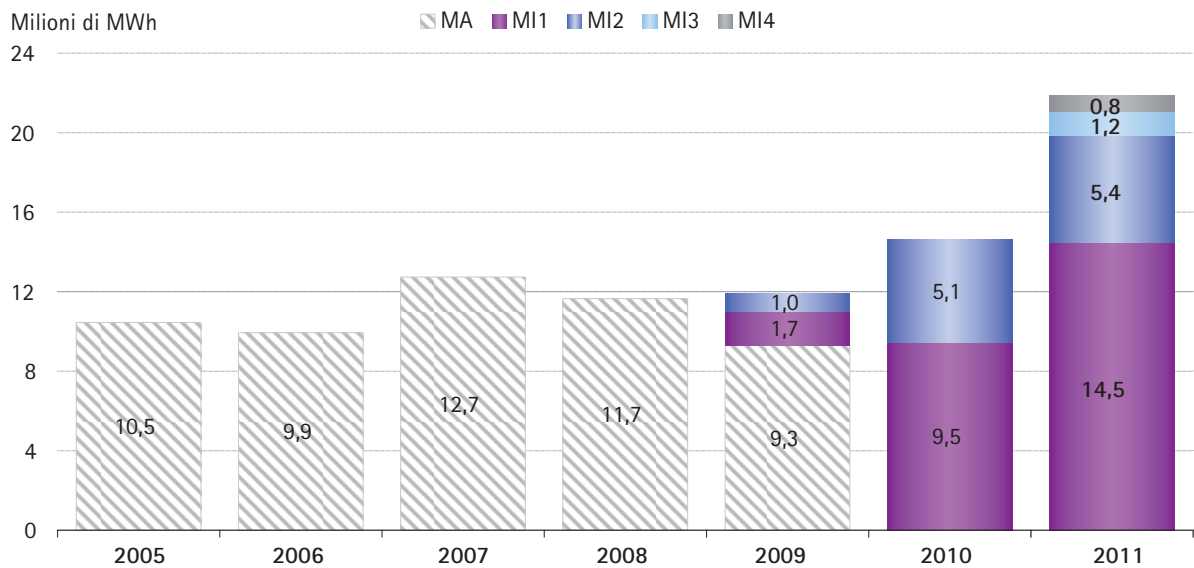
Tanto i volumi quanto la crescita complessiva del MI sono concentrati soprattutto su MI1, che risulta essere la più importante delle quattro sessioni, con volumi cresciuti dai 9,5 milioni di MWh del 2010 ai 14,5 del 2011 (+52,8%) (Tab C.2.24, Tab C.2.26). MI1 è stata anche la sessione con il più alto rapporto tra offerte accettate ed presentate (superiore al 30% sia sul lato vendite che che sul lato acquisti) (Tab C.2.25, Tab C.2.27).

Su MI2 sono stati scambiati 5,4 milioni di MWh (+4,5%), mentre su MI3 e MI4 sono stati scambiati rispettivamente 1,2 e 0,8 milioni di MWh.

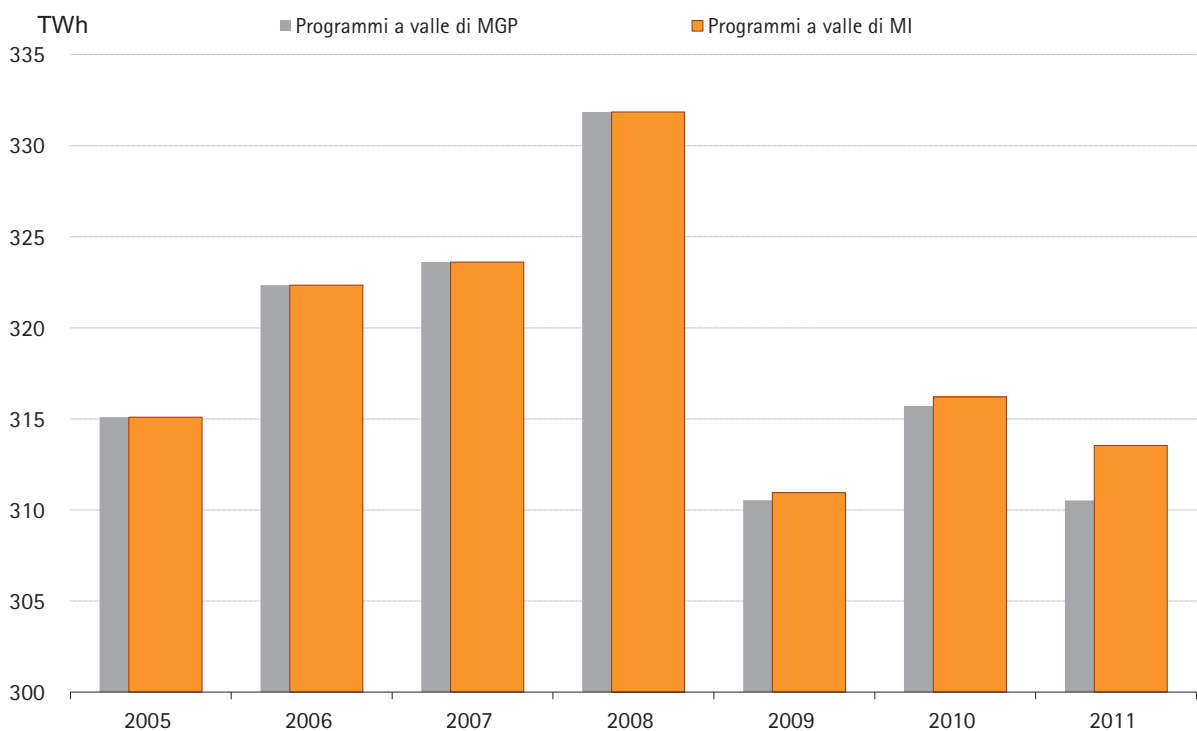
Tra le zone nazionali si segnalano, per dinamicità, le zone Nord e Sud, sia sul fronte delle vendite che degli acquisti e quella Centro Sud solo per gli acquisti.

Nel 2011, l'attività degli operatori sulle sessioni MI ha determinato un aumento dei programmi (in immissione/prelievo) rispetto a quelli in esito su MGP (+1,0%), superiore agli incrementi registrati nei due anni precedenti. Si ricorda che gli operatori titolari di punti in immissione sono stati ammessi al mercato *intra-day* dal 2009.

Volumi scambiati Fig C.2.22



Immissione a programma a valle di MGP e di MI Fig C.2.23



Tab C.2.24 Volumi venduti: sintesi 2011

MWh		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale nazionale	Estero	Totale
MI1 (1-24 h)	Totale	8.879.106	857.277	1.023.462	1.824.204	1.375.320	346.543	14.305.913	160.044	14.465.957
	Media	1.014	98	117	208	157	40	1.633	18	1.651
	var. %	63,9%	15,9%	7,8%	105,1%	29,3%	-11,1%	51,4%	913,9%	52,8%
MI2 (1-24 h)	Totale	3.327.679	266.500	525.956	776.541	324.137	119.380	5.340.191	40.460	5.380.651
	Media	380	30	60	89	37	14	610	5	614
	var. %	11,9%	-29,4%	-14,9%	22,6%	-11,5%	-31,0%	3,9%	451,9%	4,5%
MI3 (13-24 h)	Totale	629.025	86.159	156.025	238.606	55.931	52.969	1.218.715	0	1.218.715
	Media	144	20	36	54	13	12	278	0	278
MI4 (17-24 h)	Totale	411.795	73.691	105.956	143.299	42.563	24.694	801.999	0	801.999
	Media	141	25	36	49	15	8	275	0	275

Tab C.2.25 Percentuale di successo dei volumi venduti: sintesi 2011

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale nazionale	Estero	Totale
MI1 (1-24 h)	% successo	36,2%	38,9%	10,6%	26,0%	67,2%	28,9%	30,6%	38,1%	30,7%
	var.	+6,1 p.p.	-18,4 p.p.	-29,7 p.p.	+12,0 p.p.	+13,1 p.p.	-10,4 p.p.	+0,1 p.p.	-46,8 p.p.	+0,1 p.p.
MI2 (1-24 h)	% successo	20,4%	17,8%	5,8%	13,7%	37,0%	14,5%	15,6%	94,1%	15,7%
	var.	+0,3 p.p.	-21,3 p.p.	-21,4 p.p.	+2,4 p.p.	+3,9 p.p.	-6,9 p.p.	-4,5 p.p.	+14,5 p.p.	-4,5 p.p.
MI3 (13-24 h)	% successo	12,6%	13,4%	3,4%	11,2%	62,3%	24,0%	9,6%	-	9,6%
MI4 (17-24 h)	% successo	13,6%	17,0%	3,7%	11,8%	71,7%	17,9%	10,4%	-	10,4%

Tab C.2.26 Volumi acquistati: sintesi 2011

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale nazionale	Estero	Totale
MI1 (1-24 h)	Totale	7.985.589	801.651	1.199.635	2.996.340	647.011	365.505	13.995.731	470.223	14.465.954
	Media	912	92	137	342	74	42	1.598	54	1.651
	var. %	70,4%	13,2%	53,9%	45,7%	8,1%	-22,4%	50,5%	184,8%	52,8%
MI2 (1-24 h)	Totale	3.374.162	346.740	553.888	546.994	262.079	138.495	5.222.358	158.292	5.380.650
	Media	385	40	63	62	30	16	596	18	614
	var. %	19,9%	7,5%	-20,7%	-21,3%	-27,3%	-28,2%	2,7%	142,4%	4,5%
MI3 (13-24 h)	Totale	616.961	90.382	196.192	201.447	49.432	64.301	1.218.715	0	1.218.715
Media	141	21	45	46	11	15	278	0	278	
MI4 (17-24 h)	Totale	385.674	68.840	152.669	124.631	40.396	29.788	801.999	0	801.999
Media	132	24	52	43	14	10	275	0	275	

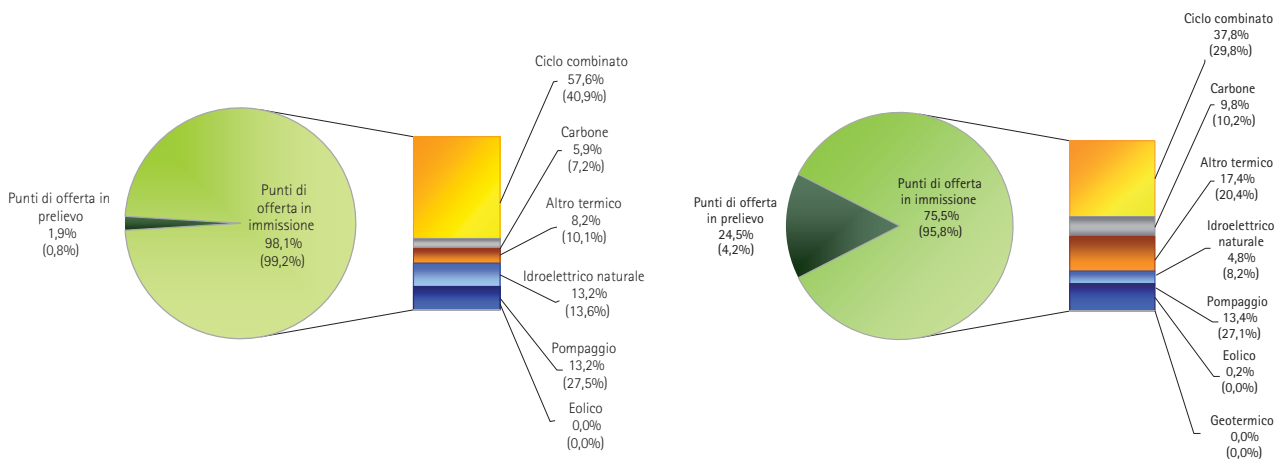
Tab C.2.27 Percentuale di successo dei volumi acquistati: sintesi 2011

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale nazionale	Estero	Totale
MI1 (1-24 h)	% successo	38,9%	33,3%	16,8%	44,6%	79,1%	72,9%	36,7%	22,0%	36,0%
	var.	+9,5 p.p.	-19,8 p.p.	-33,4 p.p.	+6,2 p.p.	+20,3 p.p.	+2,8 p.p.	+0,7 p.p.	-77,5 p.p.	-0,4 p.p.
MI2 (1-24 h)	% successo	19,7%	23,0%	8,4%	10,8%	68,3%	48,7%	16,9%	99,2%	17,3%
	var.	-0,2 p.p.	-12,1 p.p.	-36,6 p.p.	-6,1 p.p.	+17,7 p.p.	+0,1 p.p.	-6,4 p.p.	-0,7 p.p.	-6,2 p.p.
MI3 (13-24 h)	% successo	9,0%	11,8%	5,4%	8,2%	44,7%	35,8%	8,7%	-	8,7%
MI4 (17-24 h)	% successo	8,6%	13,7%	6,6%	7,0%	43,0%	31,4%	8,7%	-	8,7%

Nel 2011, nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero hanno operato, prevalentemente, operatori 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 3,2 milioni di MWh, sono quintuplicati rispetto al 2010 (+467,8%) e rappresentano il 24,5% del totale (contro il 4,2% nel 2010). Sul fronte delle vendite, prevalgono largamente i titolari di punti in immissione (produttori e importatori) con una quota sul totale venduto del 98,1% (era 99,2% nel 2010) (Fig C.2.24).

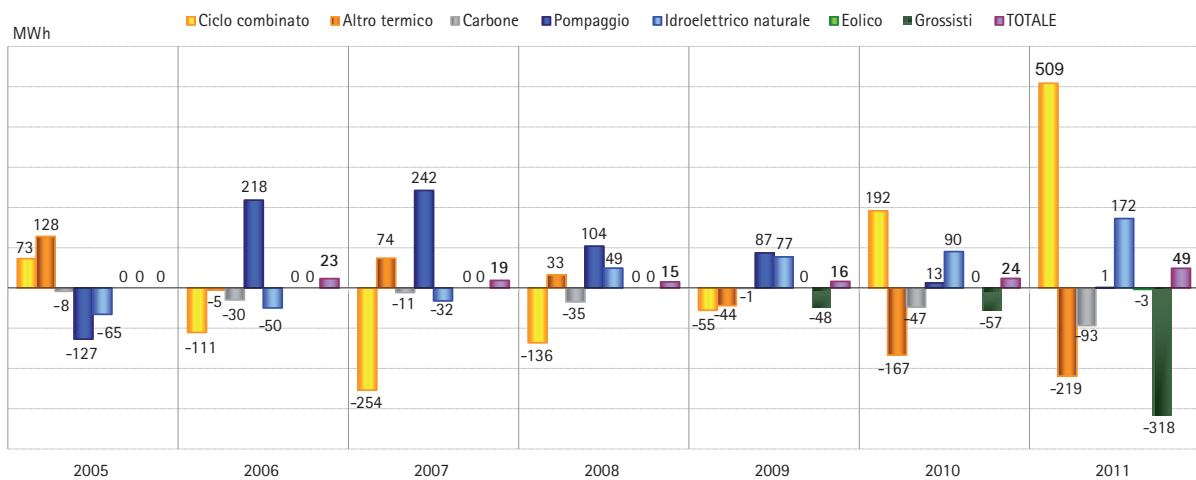
Nel 2011, gli scambi di energia elettrica su MI hanno determinato, da un lato, un incremento delle vendite da impianti a ciclo combinato (+509 MWh medi orari) e da impianti idroelettrici ad apporto naturale (+172 MWh) e, dall'altro, una riduzione delle vendite degli impianti a carbone (-93 MWh) e degli altri impianti termici (-219 MWh) (Fig C.2.25).

Vendite e acquisti per tipologia di impianto Fig C.2.24



() i valori relativi all'anno precedente

Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria Fig C.2.25



## 2.4 Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento, come noto, è lo strumento attraverso il quale il gestore di rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione ed al controllo del sistema.

Il MSD si articola in una fase di programmazione (*MSD ex-ante*) e nel Mercato del Bilanciamento (MB).

Su *MSD ex-ante* vengono selezionate offerte di acquisto e vendita relative ai periodi rilevanti del giorno di calendario successivo a quello in cui termina la seduta. Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di approvvigionare riserva, risolvere le congestioni residue e mantenere il bilanciamento tra immissioni e prelievi di energia sulla rete.

Il Mercato del bilanciamento (MB) è la sede in cui vengono selezionate offerte di acquisto e vendita relative ai periodi rilevanti del giorno di svolgimento di MB. Attualmente esso è articolato in più sessioni, nelle quali Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissioni e prelievi di energia.

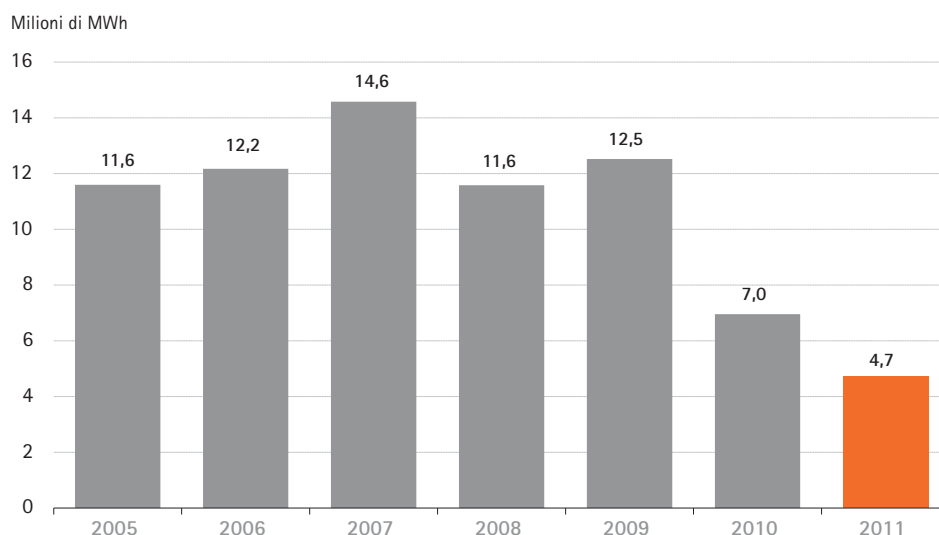
### 2.4.1 MSD EX-ANTE

Nel 2011 nel MSD ex ante a salire, si conferma la contrazione dei volumi acquistati dal TSO italiano con 4,7 milioni di MWh ed una flessione del 32,1% rispetto all'anno precedente, che fa seguito a quella del 44,4% registrata nel 2010 (Fig C.2.26). La contrazione degli acquisti di Terna ha riguardato tutte le zone geografiche, ma è stata più contenuta nella zona *Sud* e *Centro Sud* (Tab C.2.28).

Tab C.2.28 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire

MWh	2011	var. % '11/'10	2010	2009	2008	2007
	Totale		Totale	Totale	Totale	Totale
Nord	2.943.354	-66,0%	8.663.769	8.581.229	6.642.370	6.838.047
Centro Nord	124.833	-69,5%	408.683	334.422	317.195	395.315
Centro Sud	308.736	-70,7%	1.053.568	1.141.573	453.535	754.675
Sud	1.131.259	-63,5%	3.099.246	2.146.715	2.000.315	2.330.881
Sicilia	351.503	-72,2%	1.262.157	1.288.017	863.997	705.755
Sardegna	10.879	-96,5%	310.611	1.153.305	981.396	1.000.571
<b>Italia</b>	<b>4.870.564</b>	<b>-67,1%</b>	<b>14.798.034</b>	<b>14.645.260</b>	<b>11.258.809</b>	<b>12.025.243</b>

Fig C.2.26a Volumi scambiati su MSD ex ante a salire



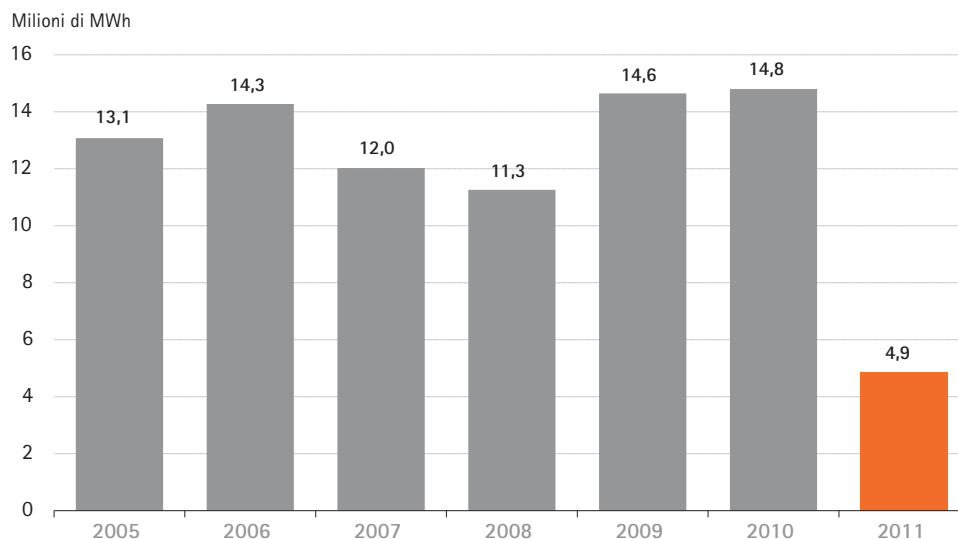


Anche su MSD ex ante a scendere, le vendite di Terna sono diminuite dai 14,8 milioni di MWh del 2010 ai 4,9 milioni di MWh del 2011 (-67,1%), registrando il livello più basso dall'avvio del mercato (Fig C.2.26 b). La flessione delle vendite del TSO ha interessato tutte le zone, variando dal 63,5% della zona *Sud* al 96,5% della *Sardegna* (Tab C.2.29).

Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere Tab C.2.29

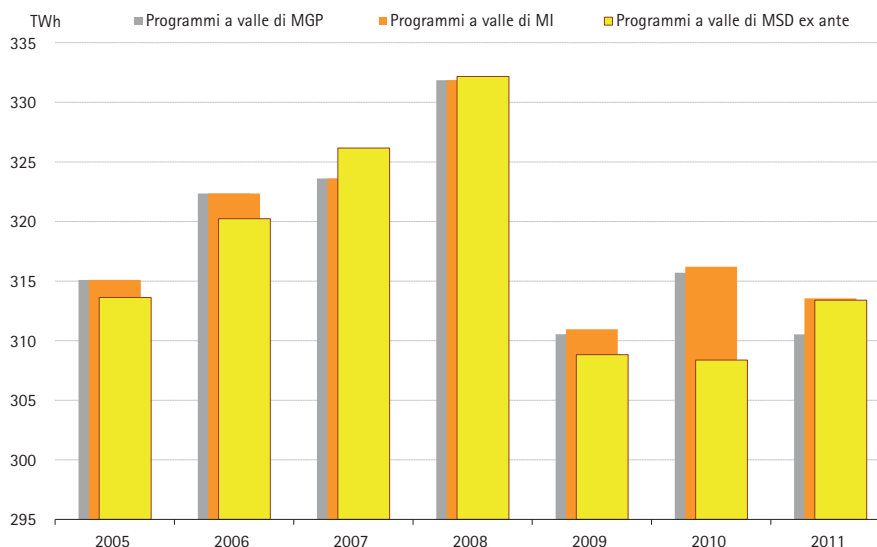
MWh	2011	var. % '11/'10	2010	2009	2008	2007
	Totale		Totale	Totale	Totale	Totale
Nord	1.077.124	-45,1%	1.962.572	3.210.126	2.621.252	3.643.421
Centro Nord	356.720	-48,7%	695.620	1.335.907	1.947.977	1.686.068
Centro Sud	897.353	-5,0%	944.125	2.655.547	2.331.165	4.327.170
Sud	1.156.164	-2,6%	1.186.942	1.896.181	1.206.938	2.073.960
Sicilia	881.970	-30,7%	1.273.152	1.692.832	1.990.109	1.898.347
Sardegna	352.151	-60,6%	893.473	1.728.430	1.482.378	947.331
<b>Italia</b>	<b>4.721.483</b>	<b>-32,1%</b>	<b>6.955.884</b>	<b>12.519.023</b>	<b>11.579.819</b>	<b>14.576.298</b>

Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere Fig C.2.26b



Nel 2011, diversamente da quanto accaduto negli anni precedenti, l'attività di Terna, sui due mercati a salire e a scendere di MSD ex ante ha modificato in misura molto ridotta il valore complessivo delle immissioni a programma a valle di MI (Fig C.2.27).

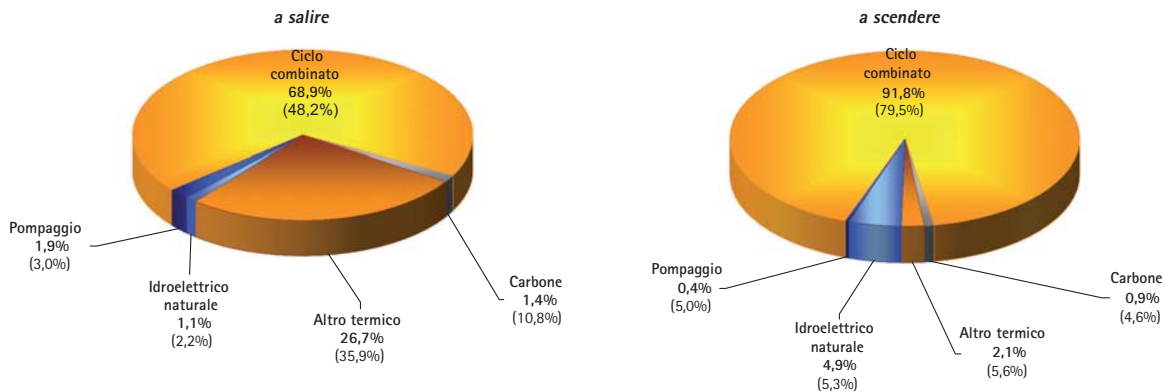
Immissioni a programma a valle di MGP, MI e MSD ex ante Fig C.2.27



Per quanto attiene alla tipologia degli impianti, nel 2011, è notevolmente aumentata la quota degli acquisti di Terna da impianti a ciclo combinato, che sale dal 48,2% del 2010 al 68,9% del 2011. In calo, per contro, la quota di tutte le altre tipologie di impianto ed in particolare quella a carbone che scende all'1,4% (dal 10,8% del 2010).

Anche sul fronte delle vendite di Terna, che determinano una riduzione dei programmi di produzione, si registra un forte aumento della quota da impianti a ciclo combinato che si porta addirittura al 91,8% (dal 79,5% del 2010), con una flessione delle quote di tutti gli altri impianti (Fig C.2.28).

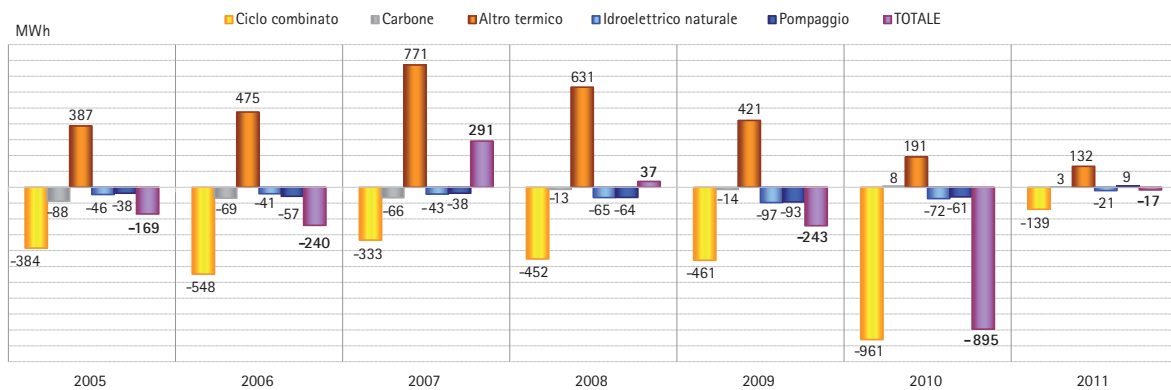
Fig C.2.28 Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto



() i valori relativi all'anno precedente

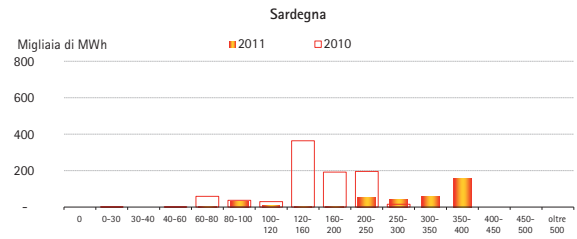
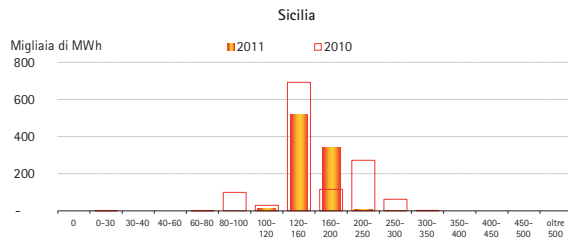
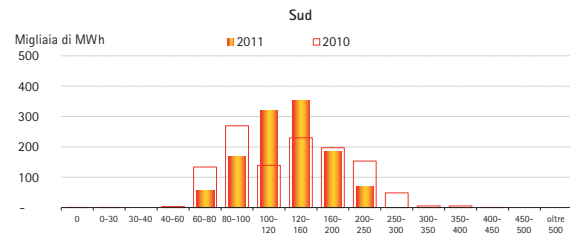
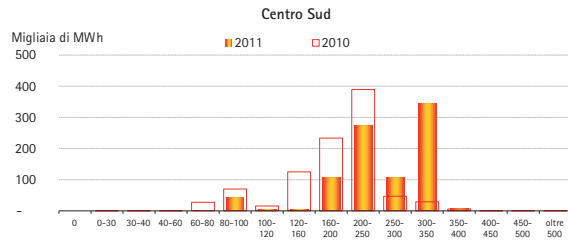
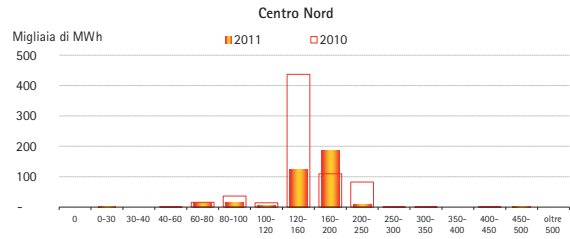
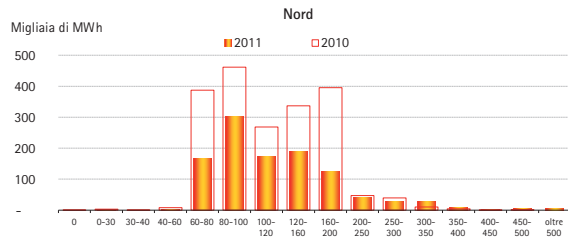
Nel complesso, su MSD ex ante, le vendite di Terna hanno superato gli acquisti, in media oraria, di solo 17 MWh, diminuendo la produzione da impianti a ciclo combinato (-139 MWh mediamente ogni ora) ed aumentando quella degli altri impianti termici (+132 MWh) (Fig C.2.29).

Fig C.2.29 Saldo acquisti/vendite di Terna su MSD ex ante per tipologia di impianto. Media oraria

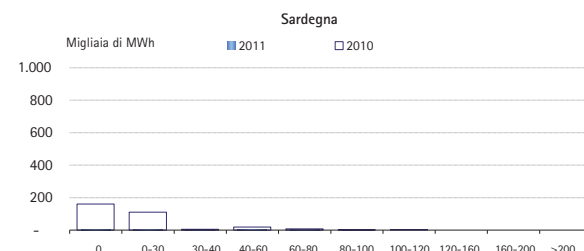
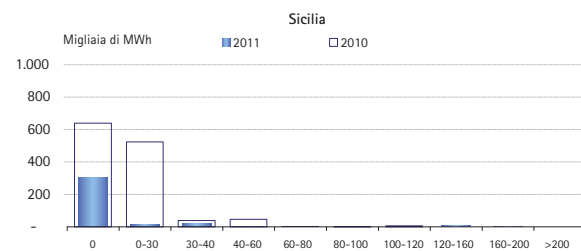
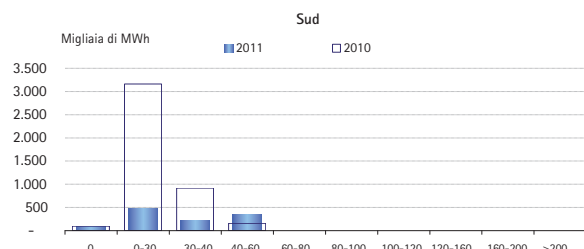
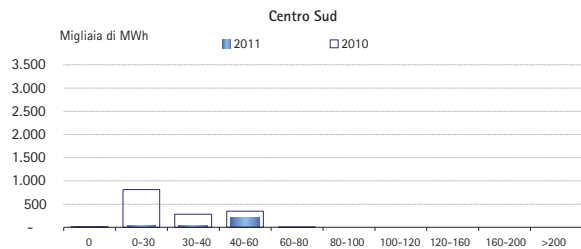
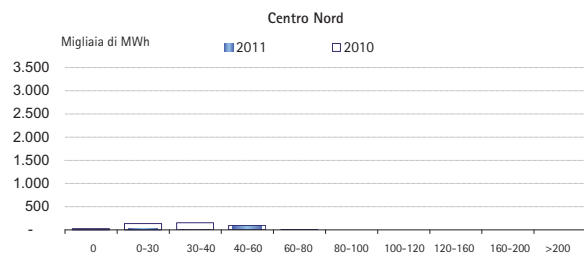
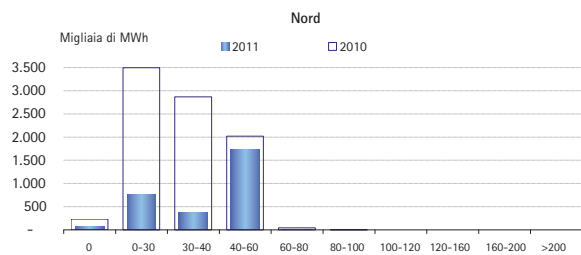


Le regole di remunerazione delle offerte adottate su MSD non consentono il calcolo di un prezzo di sintesi analogamente a quanto fatto per gli altri mercati gestiti da GME. Al fine di fornire, comunque, una rappresentazione sintetica della struttura dei prezzi, si mostra nel seguito la funzione di distribuzione dei volumi accettati su MSD ex-ante per classe di prezzo offerto (Fig C.2.30, Fig C.2.31).

Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo Fig C.2.30



Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo Fig C.2.31



## 2.5 Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE)

L'avvio della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) ha rappresentato una tappa importante nell'evoluzione del mercato elettrico soprattutto in ragione della previsione di un elemento di flessibilità quale la possibilità per l'operatore di rivendere o anche di riacquistare (in base alle proprie esigenze) quanto precedentemente acquistato/venduto sulla PCE stessa. Sulla piattaforma vengono registrate le transazioni commerciali di compravendita concluse al di fuori del sistema delle offerte (c.d. contratti bilaterali), i volumi provenienti dal Mercato Elettrico a Termine (MTE) e dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) ed i relativi programmi fisici di immissione e prelievo. Poiché su PCE sussiste l'obbligo di registrazione solo nei due mesi antecedenti la consegna, i dati registrati su PCE e le relative attività di trading sono relativi solo ad una quota dell'intero mercato a termine italiano (si veda in proposito il paragrafo C.2.6).

Le transazioni registrate sulla PCE, con consegna/ritiro nell'anno 2011, sono state complessivamente pari a 296,1 milioni di MWh, con un aumento del 25,3% rispetto all'anno precedente. Il tasso di crescita, sebbene più contenuto rispetto allo straordinario 36,5% del 2010, conferma l'ascesa che ha connotato le transazioni commerciali sulla PCE fin dal suo avvio, anche nella fase di bassa domanda elettrica degli ultimi anni (Fig C.2.32).

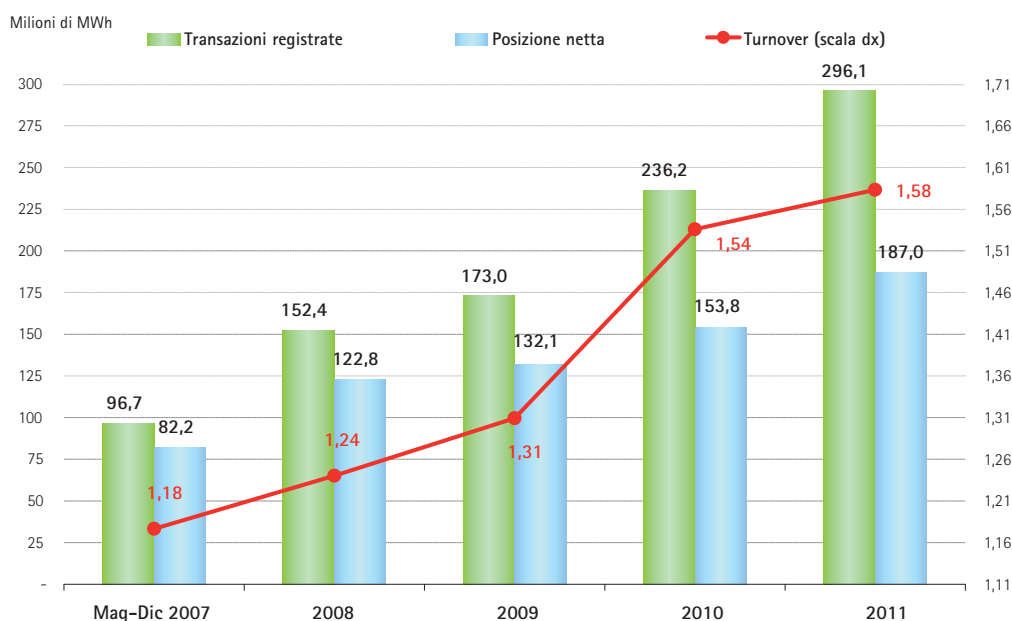
Le transazioni registrate sulla PCE sono state originate, in misura maggiore, da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali). Tuttavia, il 2011 ha evidenziato la crescita delle transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'energia Elettrica a Termine (MTE), che hanno raggiunto 7,9 milioni di MWh, rappresentando il 2,7% del totale registrato (contro lo 0,5% nel 2010). Nessuna transazione è, invece, derivata dalla piattaforma CDE (Tab C.2.30)<sup>60</sup>.

Nel 2011, come negli anni precedenti, la tipologia di contratto più utilizzata è stata la non-standard, che, in termini di volumi registrati, ha rappresentato il 60,3% del totale. Tra i contratti standard, i baseload (con il 29,6% del totale) sono, di gran lunga, quelli preferiti dagli operatori, a rimarcare la tendenza verso forme contrattuali simili a quelle più diffuse fuori dei confini nazionali (Tab C.2.30, Fig C.2.33).

La posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate, ha raggiunto anch'essa il livello record di 187,0 milioni di MWh in aumento del 21,6% rispetto all'anno precedente (era stato +16,4% nel 2010).

Pertanto anche il *turnover*, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sale a 1,58, valore più alto dal 2007 (Fig C.2.32).

Fig C.2.32 Transazioni registrate, posizione netta e turnover

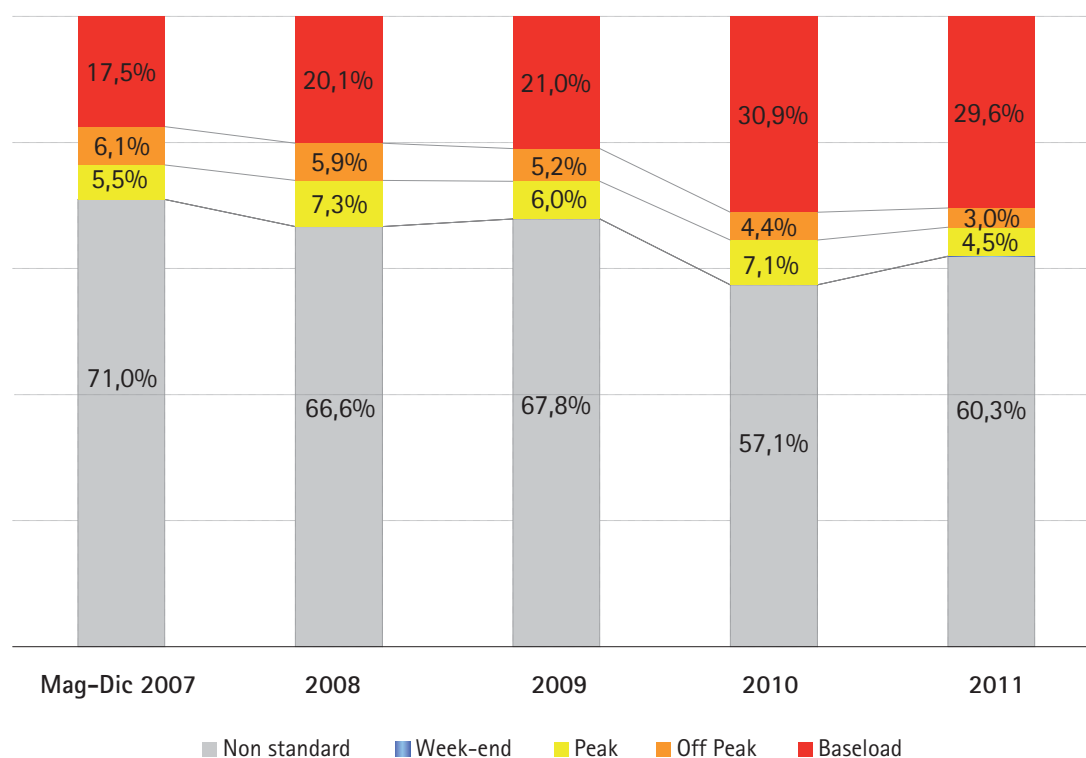


<sup>60</sup> I dati riportati per MTE sono relativi alle quote registrate e consegnate nel 2011. La maggior parte dei volumi scambiati su MTE nel 2011 sono tuttavia riferiti al 2012, motivo per cui non vengono ricompresi nei volumi registrati sulla PCE ai fini di consegna nel 2011.

Transazioni registrate per tipologia e posizione netta Tab C.2.30

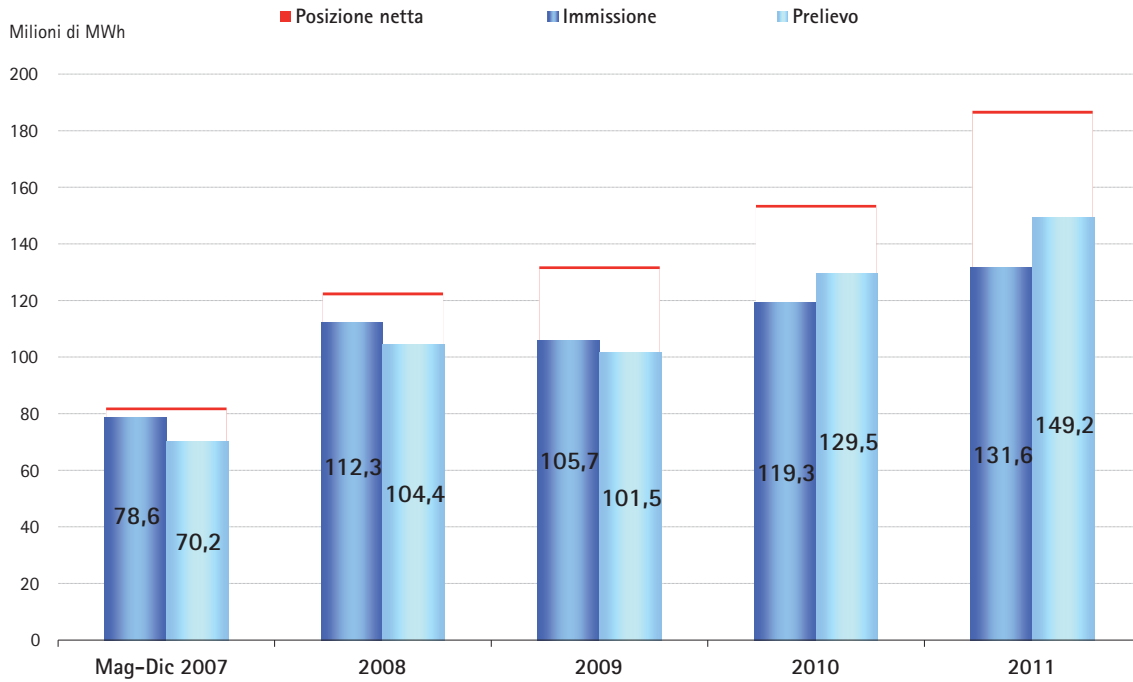
Totale. MWh						
Profilo	2011	Var %	2010	2009	2008	2007
Baseload	87.578.438	20,0%	72.977.500	36.257.105	30.680.745	16.918.893
Off Peak	8.858.792	-14,6%	10.376.043	9.010.700	8.946.983	5.858.379
Peak	13.203.103	-21,0%	16.718.071	10.297.008	11.187.852	5.297.652
Week-end	19.591	60,1%	12.240	12.960	13.200	1.200
<b>Totale Standard</b>	<b>109.659.924</b>	<b>9,6%</b>	<b>100.083.855</b>	<b>55.577.773</b>	<b>50.828.780</b>	<b>28.076.124</b>
<b>NonStandard</b>	<b>178.482.075</b>	<b>32,3%</b>	<b>134.920.843</b>	<b>117.347.359</b>	<b>101.533.152</b>	<b>68.619.843</b>
PCE bilaterali	288.141.999	22,6%	235.004.697	172.925.132	152.361.932	96.695.967
MTE	7.924.827	613,1%	1.111.303	80.999	57.600	-
CDE	-	-100,0%	97.392	-	-	-
<b>Totale PCE</b>	<b>296.066.826</b>	<b>25,3%</b>	<b>236.213.392</b>	<b>173.006.131</b>	<b>152.419.532</b>	<b>96.695.967</b>
Posizione netta	187.008.644	21,6%	153.805.704	132.088.821	122.842.343	82.187.562

Struttura delle transazioni registrate per tipologia di contratto Fig C.2.33



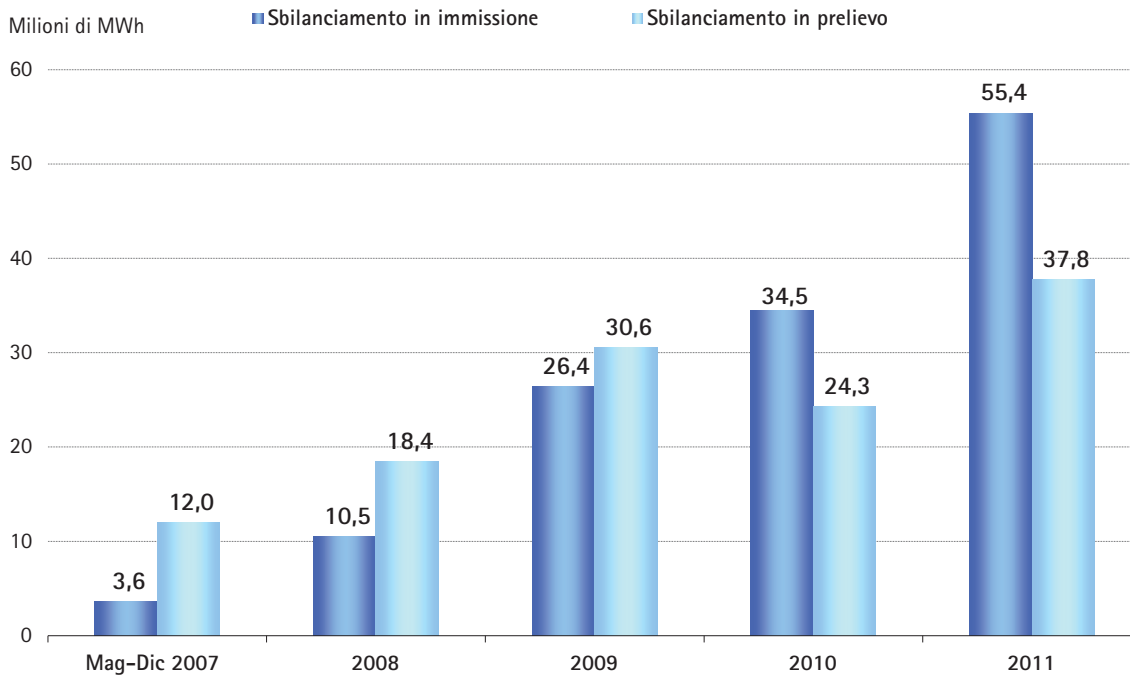
Il 2011 è stato un anno record anche per i programmi fisici registrati su PCE. Nel dettaglio, i programmi fisici registrati nei conti in immissione sono saliti a 131,6 milioni di MWh (di cui 33,1 milioni di MWh con indicazione di prezzo), con un incremento del 10,3% sull'anno precedente. I programmi fisici registrati nei conti in prelievo sono stati 149,2 milioni di MWh (tutti senza indicazione di prezzo) anch'essi in crescita del 15,2% (Fig C.2.34).

Fig C.2.34 Programmi fisici registrati



Il crescente utilizzo del Conto Energia da parte degli operatori, quale importante strumento di flessibilità nella gestione del portafoglio, è testimoniato anche dall'evoluzione annuale degli sbilanciamenti a programma (Fig C.2.35). In particolare, gli sbilanciamenti a programma lato immissione (ovvero i riacquisti in borsa di parte dell'energia venduta *over the counter*), nel 2011 hanno raggiunto 55,4 milioni di MWh, superando sensibilmente gli sbilanciamenti a programma lato prelievo.

Fig C.2.35 Sbilanciamenti a programma



Nel seguito si riporta un'analisi dell'evoluzione negli anni delle caratteristiche dei contratti registrati sulla PCE, quali: durata, anticipo rispetto alla consegna e tipo di conti energia interessati.

Riguardo il primo aspetto, i contratti di durata settimanale sono stati i più utilizzati, con una quota che si è mantenuta, in termini di volumi, sopra il 40%. I contratti di durata giornaliera, che nel 2007 rappresentavano il 25,9% sono, progressivamente, diminuiti nel peso, attestandosi attorno al 12% negli ultimi due anni. Quelli di durata mensile, al contrario, sono costantemente cresciuti passando dal 22,0% del 2007 al 36,0% del 2011 (Tab C.2.31).

**Contratti registrati per durata del contratto (%)** Tab C.2.31

Durata	2011	2010	2009	2008	2007
1 Giorno	12,5%	11,7%	17,7%	19,5%	25,9%
>1 Giorno	7,8%	7,3%	8,7%	9,8%	11,0%
1 Settimana	40,6%	41,3%	42,1%	40,0%	36,7%
>1 Settimana	3,2%	2,6%	6,0%	6,1%	3,8%
1 Mese	36,0%	34,0%	24,8%	24,2%	22,0%
>1 Mese	-	3,2%	0,7%	0,6%	0,6%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Per quanto attiene all'anticipo rispetto alla consegna, si evidenzia, negli anni, una riduzione dei contratti registrati l'ultimo giorno utile (2 giorni), con una quota, negli ultimi anni, dimezzata rispetto al 34,9% del 2007. Tendenza opposta, invece, per i contratti registrati 3-5 giorni prima della scadenza, che nel 2011 anno raggiunto il 59,1% in termini di volumi dal 44,1% del 2007. Infine, i contratti registrati con più largo anticipo (> 5 giorni), in costante crescita fino al 30,9% del 2010, hanno segnato un ripiegamento al 24,3% nel 2011.

**Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna (%)** Tab C.2.32

Anticipo	2011	2010	2009	2008	2007
2 giorni	16,6%	15,2%	19,2%	24,0%	34,9%
3 - 5 giorni	59,1%	53,9%	52,4%	49,8%	44,1%
> 5 giorni	24,3%	30,9%	28,4%	26,2%	21,0%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Per quanto riguarda, infine, le tipologie dei Conti Energia movimentati, le transazioni "classiche" finalizzate allo scambio fisico di energia, in cui la vendita è registrata in un conto in immissione e l'acquisto in un conto in prelievo, hanno prevalso in termini di volumi. Il loro peso percentuale si è, però, considerevolmente ridotto negli anni, passando dal 86,2% del 2007 al 65,8% del 2011. Per contro, hanno costantemente accresciuto il loro peso le transazioni in cui sia la vendita che l'acquisto sono registrate in un conto in prelievo. La quota percentuale di queste ultime è, infatti, più che raddoppiata, passando dal 11,7% del 2007 al 27,5% del 2011 (Tab C.2.33).

**Contratti registrati per tipologia di conti movimentati (%)** Tab C.2.33

CONTI ENERGIA: Vende → Acquista	2011	2010	2009	2008	2007
Imm → Pre	65,8%	67,9%	78,6%	82,0%	86,2%
Imm → Imm	3,8%	4,7%	1,2%	1,4%	0,8%
Pre → Imm	2,8%	2,7%	2,2%	1,4%	1,2%
Pre → Pre	27,5%	24,7%	18,0%	15,2%	11,7%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## 2.6 Il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e la Piattaforma Consegna derivati energia (CDE)

Negli ultimi due anni le dimensioni del mercato a termine dell'energia in Italia sono notevolmente cresciute, portando il volume degli scambi nel 2011 oltre i 520 TWh, con un aumento tendenziale del 37% e un rapporto di quasi 1.6 a 1 con il sottostante fisico (Tab C.2.34 a).

La quota predominante di tali volumi è ancora concentrata sugli scambi OTC, per ragioni in larga parte comuni a tutti i mercati internazionali: la semplicità con cui possono essere istituiti canali commerciali non organizzati, che conferisce loro il tipico vantaggio del first comer; la possibilità di trattare anche prodotti non standardizzati e/o indicizzati, che soprattutto nelle prime fasi di apertura dei mercati, attraggono molto interesse da parte degli operatori nella misura in cui consentono di replicare e prorogare le pratiche contrattuali di fornitura più tradizionali; la minor rilevanza dei sistemi di garanzia finanziaria, ampiamente affidata alla possibilità di scegliere le proprie controparti, e delle relative modalità di pagamento, fatti questi che comportano risparmi di costo e eliminano la necessità di una struttura dedicata di trading e di un monitoraggio giornaliero delle posizioni per far fronte ad eventuali necessità di adeguamento dei margini (in contanti) in caso di movimenti avversi delle quotazioni. Ciò evidentemente – ed in particolare l'ultimo aspetto – comporta costi sensibili in termini di trasparenza, sicurezza e solvibilità delle transazioni, che nel medio termine tendono a promuovere un travaso parziale della liquidità verso i mercati organizzati, come si evince guardando ai più maturi mercati del centro-nord Europa <sup>61</sup>.

Un simile processo sta cominciando a prendere piede anche in Italia, dove, nel 2009, sono stati istituiti due mercati organizzati, uno gestito dal GME, che quota prodotti mensili, trimestrali e annuali con consegna fisica (MTE) e l'altro gestito da Borsa Italiana, che quota prodotti analoghi ma con consegna finanziaria (I dex) <sup>62</sup> (Tab C.2.34a).

Tab C.2.34 a: Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading (TWh)

	2012 (Q1)	2011	2010	2009
Mercato fisico (Terna)	83,05	332,27	330,46	320,27
Mercato spot (IPEX)*	44,52	202,21	214,07	224,97
Mercato a termine	67,74	523,35	381,69	255,95
MTE	4,30	31,70	6,29	0,12
IDEX	3,44	11,65	15,41	15,82
OTC (**)	60,00	480,00	360,00	240,00

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

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

(\*\*) al netto dell'OTC clearing

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

<sup>61</sup> In tal senso è tuttavia da registrare il crescente ricorso di molti operatori al cosiddetto *OTC clearing*, attraverso il quale soggetti che hanno stipulato contratti OTC standard ne richiedono la registrazione sui mercati organizzati per accedere al sistema di garanzie del mercato stesso ed avere questo controparte. Un fenomeno questo assai diffuso all'estero (rappresenta circa il 60% dei volumi registrati su EEX) e in crescente diffusione anche in Italia, come riportato oltre nel paragrafo.

<sup>62</sup> Si segnala che dal 26/09/2009 Borsa Italiana offre un'opzione di consegna fisica su MTE dei contratti registrati su I dex, opzione ad oggi sostanzialmente inutilizzata. Nel 2011 in particolare non si riporta alcun utilizzo dell'opzione di consegna fisica di contratti I dex su MTE attraverso registrazione sulla CDE.



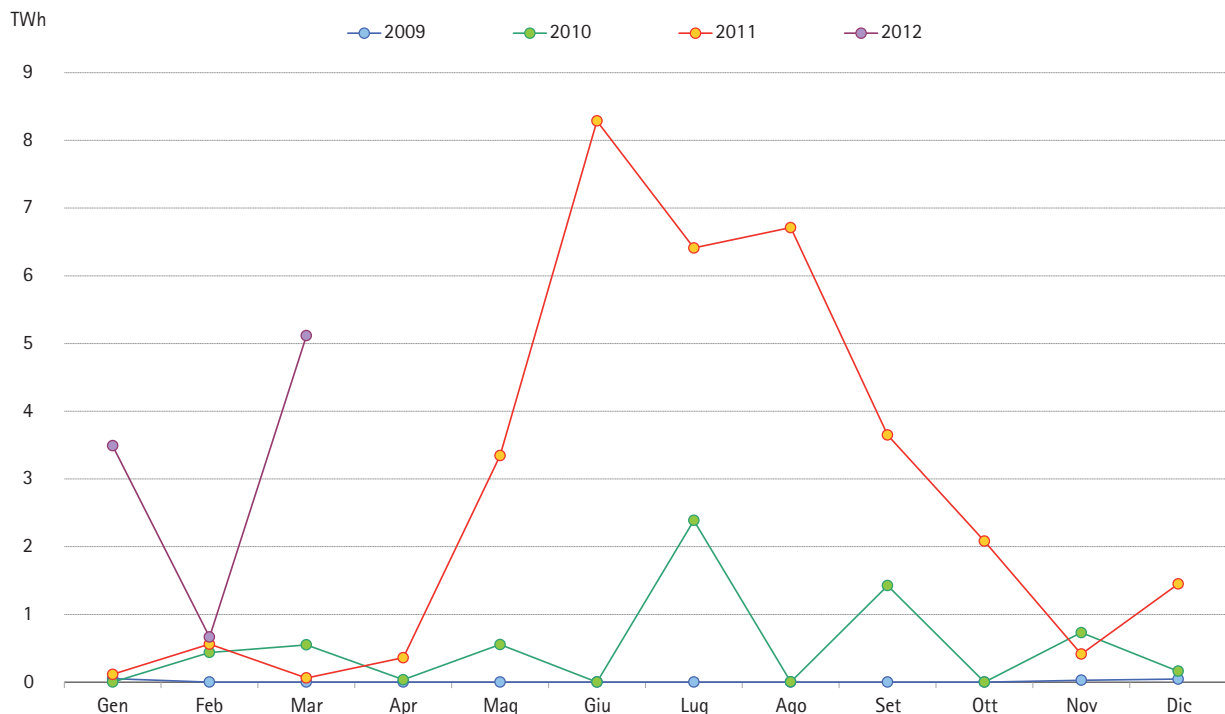
## 2.6.1 Volumi su MTE

Mentre Idex mostra, dal suo avvio, valori relativamente stabili, attestandosi nel 2011 attorno ai 12 TWh (-24%), il MTE sta esibendo un ritmo di crescita rilevante. Dopo un avvio debole nel 2009, legato ad una diversa definizione dei prodotti<sup>63</sup> e ad un sistema di garanzie finanziarie più oneroso, i volumi sono passati a 6 TWh nel 2010 e a 33 TWh nel 2011 (+430%), con un trend atteso per il 2012 in ulteriore crescita, come evidenzia il dato consolidato del primo trimestre 2012 che vede MTE registrare volumi per oltre 9 TWh. Questo dato, peraltro, incorpora un crescente ricorso all'opzione di registrazione su MTE di contratti OTC, che da 0 TWh nel 2010 sono saliti a 1,8 TWh nel 2011 e, addirittura, a 5 TWh nel primo trimestre 2012 (Tab.C.2.33).

La crescita strutturale della liquidità di MTE si evince anche dalla distribuzione dei volumi scambiati, che vede scambi superiori a 2 TWh in sei dei dodici mesi (era solo uno nel 2010), risultando comunque superiori a 0,3 TWh in quattro dei residui sei mesi, a conferma di una elevata liquidità minima garantita (Fig.C.2.36).

Nonostante tali evidenti segnali di crescita, il MTE è un mercato in fase di maturazione con dimensioni assolute, che nel 2011 hanno rappresentato il 13,9% di quanto circolato sul mercato del giorno prima; attività di trading segnata da una frequenza crescente ma ridotta di sedute con abbinamenti, dato confermato anche in questo primo scorcio del 2012); forte concentrazione degli scambi sia lato domanda, dove nel 2011 un solo operatore ha coperto da solo il 94% degli acquisti, sia lato offerta, dove gli operatori di mercato attivi sono risultati 10, di cui il maggiore ha venduto il 57% dei volumi (Tab C.2.38).

Volumi MTE scambiati per mese di trading e per anno, incluso OTC (TWh) Fig C.2.36



63 Nel 2009 i prodotti scambiati erano giornaliero, settimanale e mensile.

Guardando con maggior dettaglio ai 16 prodotti quotidianamente quotati sul MTE (l'annuale entrante, i quattro trimestrali entranti e i tre mensili entranti, ciascuno con profilo baseload e peakload), emerge che i prodotti più liquidi sono quelli con profilo baseload, che da soli raccolgono l'89% dei volumi, il 73% delle quantità espresse in MW e il 72% degli abbinamenti. Quanto a durata, il prodotto più liquido è l'annuale baseload (per il quale le stesse variabili si attestano all'82%, 46% e 48%), seguito dai trimestrali e dai mensili baseload. Poiché il prodotto principe resta il baseload annuale, la liquidità aumenta nel periodo compreso tra i mesi di maggio e ottobre, nei quali si concentra la campagna commerciale per i rinnovi dei contratti di fornitura annuali per l'anno successivo. Per il resto si conferma ancora una volta come su tutti gli altri prodotti gli scambi tendano a concentrarsi sui prodotti a scadenza più ravvicinata (Tab C.2.34b, Tab C.2.35, Fig. C.2.37-38). Da rilevare come, nonostante la crescente operatività registrata sul MTE, il rapporto tra volumi scambiati e relative posizioni nette sia quasi sempre unitario, indicando una scarsa attività di trading sul MTE ancora prevalentemente utilizzato per la conclusione di contratti di fornitura. Unica parziale eccezione in tal senso è rappresentata dal prodotto *baseload* annuale, che mostra un *churn ratio* del 108% (Tab. C.2.40, Tab. C.2.41).

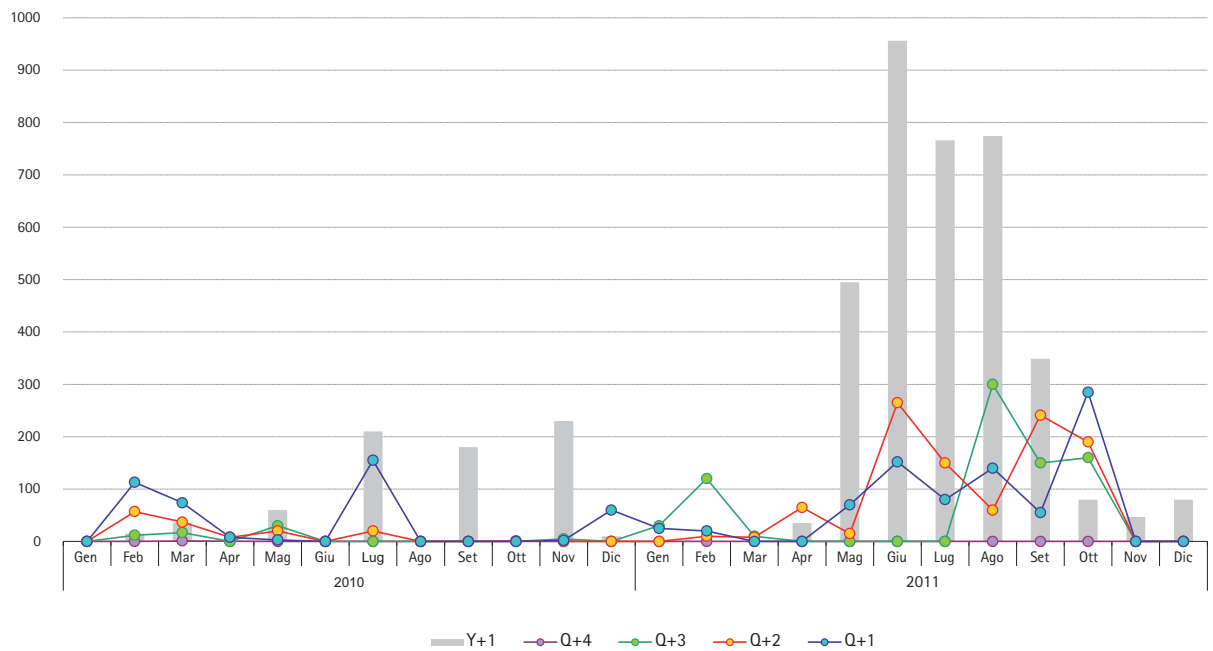
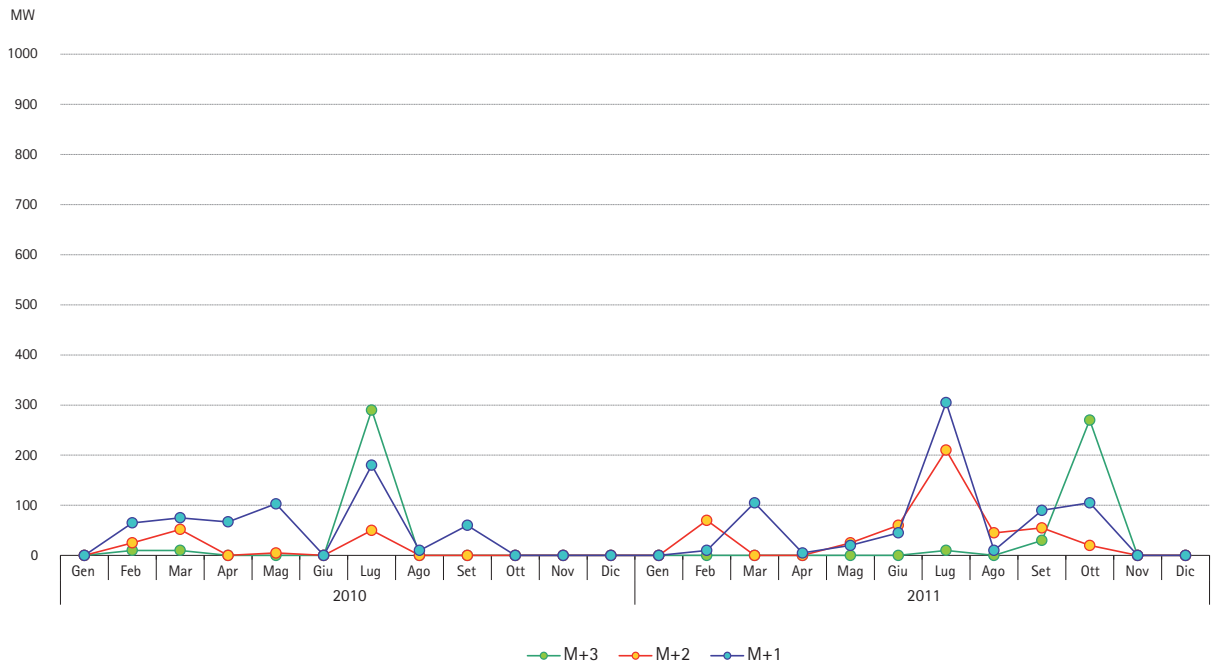
Tab C.2.34 b Volumi scambiati su MTE per anno di delivery

Totale	2012 (Q1)	2011	2010	2009	Δ% 2011/2010
Contratti (MW)	1.885	8.228	2.366	219	248%
Volumi (MWh)	9.271.185	33.440.130	6.285.444	124.799	432%
Numero abbinamenti	172	681	360	18	89%
Quota contratti OTC	54%	5%	0%	0%	+ 5 p.p.
<b>Baseload</b>					
Contratti (MW)	1.825	6.018	1.146	175	425%
Volumi (MWh)	9.250.665	29.752.242	5.010.660	112.655	494%
Numero abbinamenti	167	493	177	11	179%
Quota contratti OTC	54%	6%	0%	0%	+ 6 p.p.
<b>Peakload</b>					
Contratti (MW)	60	2.210	1.220	44	81%
Volumi (MWh)	20.520	3.687.888	1.274.784	12.144	189%
Numero abbinamenti	5	188	183	7	3%
Quota contratti OTC	88%	1%	0%	0%	+ 1 p.p.

Tab C.2.35 Liquidità degli scambi su MTE per anticipo sulla consegna (2011)

Anticipo	M+1	M+2	M+3	M	Q+1	Q+2	Q+3	Q+4	Q	Y+1	Totale
Contratti (MW)	1.075	485	310	<b>1.870</b>	827	1.004	770	-	<b>2.601</b>	3.757	8.228
Volumi (MWh)	618.265	268.365	225.850	<b>1.112.480</b>	1.641.796	1.825.204	1.279.430	-	<b>4.746.430</b>	27.581.220	33.440.130
Numero abbinamenti	77	40	20	<b>137</b>	69	79	67	-	<b>215</b>	329	681
Quota contratti OTC	38%	0%	0%	<b>21%</b>	0%	0%	0%	-	<b>0%</b>	6%	5%

Volumi scambiati per mese di trading e per tipo prodotto (MW) Fig C.2.37




Una misura di liquidità più significativa dell'ammontare di volumi ed abbinamenti, quantomeno in chiave prospettica, è la crescita della profondità del book di negoziazione. Gli indicatori confermano che la maggior liquidità dei prodotti baseload non riguarda solo i volumi ma anche la profondità del book. Nel caso dell'annuale, in particolare, la percentuale di sessioni utili (in cui cioè si è concluso almeno un abbinamento) supera il 27% e la percentuale di ore in cui si forma un bid ask (cioè sono contemporaneamente presenti offerte di acquisto e vendita seppur con prezzi tali da non abbinarsi) raggiunge il 22%. Il dato più interessante, tuttavia, è rappresentato dal fatto che, a fronte di un numero di operatori con abbinamenti comunque ridotto (6 in acquisto, 9 in vendita) - tra cui l'AU svolge un ruolo decisivo per quanto concerne gli acquisti - mediamente risulta attivo un numero di operatori maggiore (10-11), i quali esprimono un bidask medio relativamente stretto (1,46 €/MWh). Le suddette variabili assumono valori rilevanti ma meno significativi nel caso dei trimestrali (mediamente 8% di sessioni utili, 11% del tempo con un bid ask e un valore medio di 2,24 €/MWh) e dei mensili (rispettivamente 6%, 8%, 2,40 €/MWh), mentre sono inferiori per quanto riguarda i prodotti peakload (Tab C.2.36-37). Tutto ciò potrebbe facilmente tradursi non solo in un aumento di scambi, ma in una crescita del numero degli operatori e, quindi, in una diluizione della concentrazione del mercato. Un fattore positivo in tal senso potrà essere rappresentato dalla recente scelta di GME di rendere accessibile MTE anche attraverso la piattaforma di Trayport, sulla quale numerosi operatori cercano arbitraggi tra le diverse piattaforme di mercato e OTC.

Tab C.2.36 Liquidità del book dei prodotti baseload scambiati nel corso del 2011

Delivery		PRODOTTI BASELOAD										
Anno	Periodo	Book pieno % di ore	Sessioni utili % di sessioni	Tempo abbinamento (mm:ss)	Bid-Ask medio* (€/MWh)	Quantità offerte*		Operatori attivi		Operatori con abbinamenti		
						Bid (MW)	Ask (MW)	Bid	Ask	Bid	Ask	
2011	Feb	1%			1,01	10	3	2	2			
2011	Mar	2%	2%	30:36	3,83	24	7	4	3	1	1	
2011	Apr	4%	5%	62:10	1,77	36	7	4	4	1	3	
2011	Mag	4%	2%	9:8	1,35	10	5	1	2	1	1	
2011	Giu	4%			1,57	10	5	3	1			
2011	Lug	5%	8%	55:18	3,52	10	5	3	5	2	2	
2011	Ago	12%	11%	36:2	3,55	29	7	4	5	3	3	
2011	Set	12%	6%	6:19	2,67	26	10	6	5	1	2	
2011	Ott	13%	14%	41:42	2,60	25	12	6	6	1	4	
2011	Nov	20%	9%	41:10	3,60	16	7	5	6	1	4	
2011	Dic	14%	5%	78:52	3,39	19	8	4	5	1	4	
2012	Gen	9%	14%	34:6	1,99	16	13	5	4	2	3	
2012	Feb	3%	2%	245:10	0,79	5	5	2	1	1	1	
2012	Mar	6%	5%	14:45	1,95	9	5	4	3	1	3	
2011	Q2	4%	1%	5:17	2,81	10	8	6	4	1	1	
2011	Q3	10%	5%	11:27	4,33	17	7	7	5	4	4	
2011	Q4	14%	11%	31:29	2,71	19	7	6	8	4	5	
2012	Q1	7%	9%	21:30	1,67	22	8	6	8	1	5	
2012	Q2	14%	10%	37:2	1,35	14	6	4	7	2	6	
2012	Q3	14%	11%	26:6	1,46	11	6	6	5	2	4	
2012	Q4	15%	9%	45:23	1,34	11	5	3	4	1	3	
2012	Y	22%	27%	27:43	1,46	37	8	10	11	6	9	

\* gli indicatori sono relativi alle prime offerte abbinabili su i due lati del book di negoziazione e agli intervalli di tempo in cui sono entrambe contemporaneamente presenti

Liquidità del book dei prodotti peakload scambiati nel corso del 2011  Tab C.2.37

## PRODOTTI PEAKLOAD

Delivery		Book pieno	Sessioni utili	Tempo abbinamento	Bid-Ask medio*	Quantità offerte*		Operatori attivi		Operatori con abbinamenti	
Anno	Periodo	% di ore	% di sessioni	media (mm:ss)	(€/MWh)	Bid (MW)	Ask (MW)	Bid	Ask	Bid	Ask
2011	Feb							3			
2011	Mar	6%			3,44	43	16	3	3		
2011	Apr	1%	3%	19:4	2,02	32	19	1	5	1	3
2011	Mag		2%	8:22				1	1	1	1
2011	Giu		3%	17:48				3	3	1	3
2011	Lug	3%			6,97	31	5	3	3		
2011	Ago	11%	8%	46:52	5,49	24	8	4	5	2	3
2011	Set	10%	9%	70:17	3,64	24	12	5	6	1	3
2011	Ott	7%	3%	78:49	4,51	17	12	3	6	2	2
2011	Nov	11%	2%	150:46	3,96	16	7	6	4	2	1
2011	Dic	8%	2%	149:52	4,04	14	6	3	4	2	1
2012	Gen	1%			2,88	24	5	1	2		
2012	Feb							1			
2012	Mar	1%			0,75	5	5	1	2		
2011	Q2	2%	1%	1:14	5,30	14	15	4	4	2	2
2011	Q3	5%	2%	12:19	4,67	16	7	5	5	2	3
2011	Q4	9%	4%	24:50	4,13	16	8	6	4	1	3
2012	Q1	3%	1%	31:40	2,18	16	6	4	4	1	2
2012	Q2	5%	4%	35:17	2,49	12	7	7	7	2	5
2012	Q3	2%	1%	34:38	3,34	12	6	3	2	1	2
2012	Q4	1%			4,69	5	5	1	2		
2012	Y	17%	13%	31:18	2,69	25	9	10	9	1	6

\* gli indicatori sono relativi alle prime offerte abbinabili su i due lati del book di negoziazione e agli intervalli di tempo in cui sono entrambe contemporaneamente presenti

Quote di mercato  Tab C.2.38

Operatore	Acquisti				Vendite			
	M	Q	Y	Totale	M	Q	Y	Totale
ACQUIRENTE UNICO S.P.A.	97,1%	97,5%	93,5%	94,2%				
GDF SUEZ S.P.A.	0,7%	0,8%	0,5%	0,5%	9,1%	13,9%	7,3%	8,3%
EGL-ITALIA S.P.A.					2,0%		0,6%	0,6%
ENI SPA					12,5%	9,2%	6,5%	7,1%
EDF TRADING LIMITED			5,3%	4,4%	5,6%	2,5%	11,9%	10,3%
EDISON TRADING S.P.A.	0,7%	0,2%	0,2%	0,2%	23,8%	25,3%	13,2%	15,3%
ENEL TRADE S.P.A.	0,7%	0,5%	0,3%	0,3%	33,2%	47,7%	59,6%	57,0%
Altri	0,9%	0,9%	0,3%	0,4%	13,8%	1,4%	0,9%	1,4%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

## 2.6.2 Prezzi su MTE

Si può guardare alla liquidità di un mercato anche verificando la qualità dei prezzi espressi, misurata, ad esempio, dal differenziale assoluto con i prezzi espressi per prodotti analoghi su altre piattaforme, dalla relativa correlazione, nonché dall'elevata correlazione col valore del sottostante. Una simile analisi, nel caso di MTE, sconta alcune difficoltà legate al fatto che, nonostante la crescita rilevante dei volumi e della frequenza degli scambi, la liquidità complessiva del MTE resta ancora molto volatile, alternando periodi di contrattazioni intense a fasi di stasi più o meno prolungate. Per questo motivo l'analisi dell'andamento dei prezzi si è basata non sui prezzi di riferimento – pari al valore medio degli abbinamenti conclusi in ciascuna sessione e che quindi per definizione vengono calcolati solo nelle sessioni con scambi – ma sui prezzi di controllo, che vengono calcolati in apertura e in chiusura di ogni sessione per consentire il calcolo della capienza delle garanzie finanziarie anche in assenza di scambi conclusi. Nonostante ciò influenzi l'esito dell'analisi, sia con riferimento ai valori dei prezzi riportati che alla loro volatilità, i segnali provenienti dal MTE appaiono, in generale, confortanti.

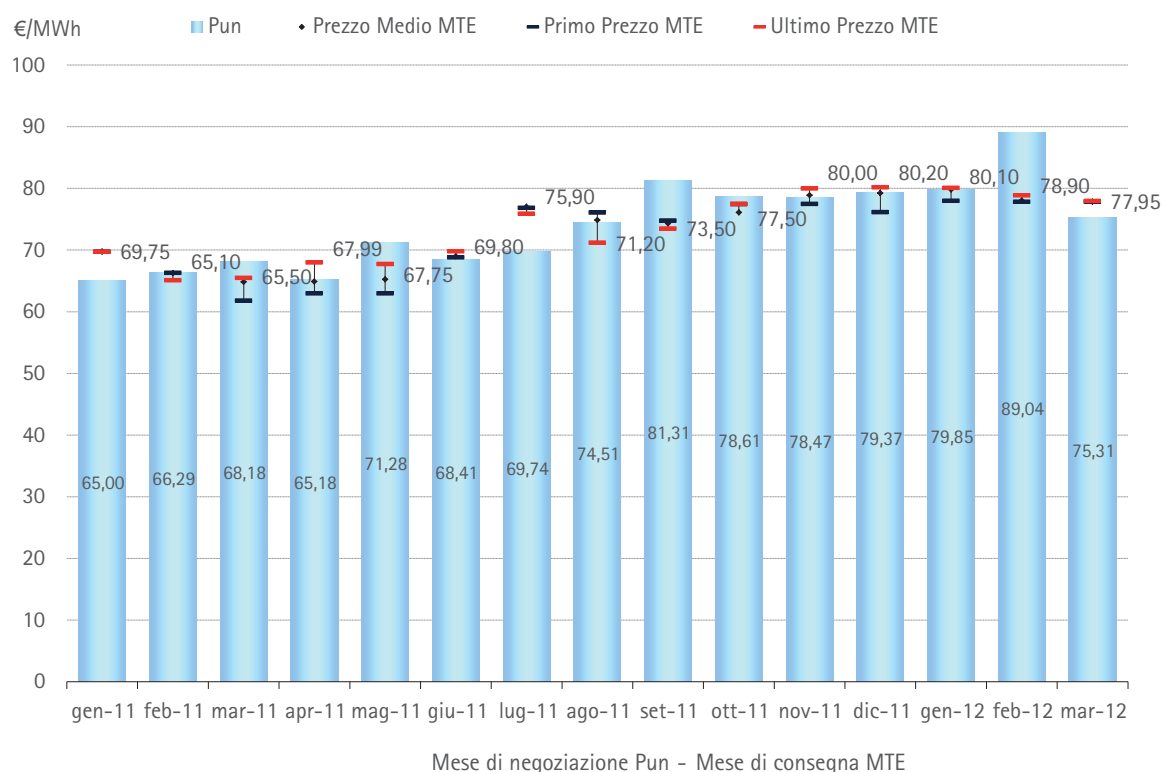
In primo luogo, il valore delle quotazioni espresse dal MTE fornisce indicazioni del tutto coerenti con quelle fornite per prodotti analoghi da altre piazze (Iindex, Tfs), sia in termini di prezzi che di valore medio della distanza assoluta. Quanto alla correlazione, essa appare molto buona rispetto ai prodotti annuali e trimestrali quotati sui tre mercati e se scende attorno al 50% in riferimento ai prodotti mensili è per effetto della bassa correlazione, se non negativa, dei prodotti M1 M2 e M3 che controbilanciano valori altrimenti superiori negli altri mesi (Tab.C.2.39).

Infine, il rapporto tra il valore dell'energia, espresso dai suoi prodotti, e il corrispondente valore del sottostante – misurato confrontando l'ultima quotazione dei prodotti mensili in consegna, con i valori mensili espressi per lo stesso mese dal MGP – evidenzia un'ottima capacità predittiva, con uno scarto inferiore all'1% in sei mesi su dodici e compreso tra 5-10% negli altri sei mesi (che includono i mesi di gennaio, maggio, luglio e settembre). Inoltre, anche la differenza tra prima e ultima quotazione di MTE, rispetto al Pun, è risultata inferiore all'8% in valore assoluto (Fig.C.2.38).

Tab C.2.39 Correlazioni dei prezzi di controllo dei prodotti baseload scambiati nel 2011 su MTE, Iindex e Tfs

	Correlazione			Scostamento assoluto medio (€/MWh)		
	M	Q	Y	M	Q	Y
MTE vs IDEX	55%	89%	85%	0,9	1,1	0,7
MTE vs TFS	50%	88%	89%	0,4	0,3	0,4

Fig C.2.38 Rapporto tra quotazione spot (MGP) e relativa quotazione a termine (MTE)



Guardando con maggior dettaglio all'andamento del prezzo di controllo dei diversi prodotti quotati nel 2011, si rileva una modesta tendenza alla crescita nel corso del *trading period* per tutti i prodotti scambiati, con una differenza percentuale tra prima e ultima quotazione del prezzo di controllo che varia tra 0 e 25% a seconda dei prodotti. Un dato, questo, che riflette il progressivo apprezzamento registrato nell'anno dal calendar brent 2012, passato da 95 a 105 \$/bbl (+10%). Fanno eccezione alcuni prodotti mensili estivi che scontano una bassa liquidità e i primi tre trimestrali peakload, il cui valore riflette il salto notevole della quotazione tra il 2010 (anno di inizio del trading period a cui tuttavia sono corrisposti scambi nulli) e i valori di chiusura a 2011 inoltrato (a conferma di ciò, lo stesso dato calcolato rispetto al prezzo di riferimento fornisce indicazioni opposte) (Tab. C.2.40, Tab. C.2.41).

Quotazione dei prodotti baseload scambiati nel corso del 2011<sup>64</sup> Tab C.2.40

Delivery		Trading		Volumi			Posiz. Aperta	Churn ratio*	Prezzo di controllo (€/MWh)						Prezzo di abbinamento (€/MWh)				
Anno	Periodo	Inizio	Fine	MW	MWh	Quota OTC (%)	MW	%	First	Last	Min	Max	Medio	Vol.	First	Last	Min	Max	Medio
2011	Feb	29/10/10	28/01/11				531		66,32	65,10	65,10	66,32	66,26	1,8%					
2011	Mar	30/11/10	25/02/11	290	215.470	97%	811	100%	61,81	65,50	61,81	65,50	64,82	0,9%	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00
2011	Apr	30/12/10	30/03/11	70	50.400		571	100%	63,00	67,99	63,00	67,99	64,90	0,7%	63,90	64,60	63,70	64,60	64,04
2011	Mag	31/01/11	28/04/11	5	3.720		506	100%	63,00	67,75	63,00	67,80	65,24	1,2%	67,75	67,75	67,75	67,75	67,75
2011	Giu	28/02/11	30/05/11				501		68,83	69,80	68,83	69,80	68,99	0,6%					
2011	Lug	31/03/11	29/06/11	70	52.080		689	108%	76,85	75,90	75,50	78,25	77,00	0,4%	78,32	75,50	75,50	78,40	77,08
2011	Ago	29/04/11	28/07/11	200	148.800		816	103%	76,10	71,20	71,20	76,10	74,86	1,0%	74,50	71,35	71,20	74,50	72,90
2011	Set	31/05/11	30/08/11	75	54.000		699	100%	74,80	73,50	73,20	75,60	74,31	1,3%	74,85	73,20	73,20	75,40	74,53
2011	Ott	30/06/11	29/09/11	130	96.850		1.186	100%	77,45	77,50	74,40	78,50	76,09	0,8%	75,45	77,45	74,40	78,50	76,83
2011	Nov	29/07/11	28/10/11	140	100.800		1.196	100%	77,49	80,00	77,49	80,70	78,89	0,6%	80,46	80,00	79,60	80,70	80,15
2011	Dic	31/08/11	29/11/11	50	37.200		1.106	100%	76,16	80,20	76,16	80,20	79,24	0,6%	78,85	80,20	78,70	80,20	79,47
2012	Gen	30/09/11	29/12/11	270	200.880		3.470	104%	78,00	80,10	78,00	81,00	79,79	0,5%	81,00	79,80	79,80	81,00	79,95
2012	Feb	31/10/11	30/01/12	5	3.480		3.215	100%	77,83	78,90	77,83	79,65	78,03	1,4%	79,30	79,30	79,30	79,30	79,30
2012	Mar	30/11/11	28/02/12	40	29.720		3.250	100%	77,83	77,95	77,70	78,20	77,84	0,3%	78,20	77,64	77,60	78,20	77,81
2011	Q2	30/03/10	29/03/11	40	87.360		501	100%	65,50	68,19	63,00	68,19	65,00	1,5%	63,40	64,00	63,40	64,00	63,70
2011	Q3	29/06/10	28/06/11	170	375.360		624	101%	74,00	75,07	63,50	76,85	72,51	0,9%	63,50	75,30	63,50	76,85	74,79
2011	Q4	29/09/10	28/09/11	625	1.380.625		1.056	105%	67,00	78,64	67,00	80,90	74,63	1,0%	70,50	78,65	70,20	79,75	76,51
2012	Q1	29/12/10	28/12/11	615	1.342.545		615	100%	67,01	78,60	67,01	79,10	76,23	1,2%	76,10	78,50	75,80	79,10	77,99
2012	Q2	30/03/11	28/03/12	570	1.244.880		3.150	103%	69,00	75,81	68,83	77,25	71,90	1,1%	71,73	75,45	68,70	77,25	72,81
2012	Q3	29/06/11	31/03/12	395	872.160		2.985	101%	72,21	80,10	72,21	82,00	76,35	0,8%	73,23	80,10	73,20	81,60	79,08
2012	Q4	29/09/11	31/03/12	145	320.305	3%	2.740	100%	73,81	81,90	73,81	83,10	78,80	0,9%	81,90	81,90	81,15	83,00	82,10
2012	Y	29/12/10	28/12/11	2.798	24.577.632	6%	2.595	108%	67,42	76,64	67,42	76,64	73,71	1,2%	75,50	76,66	72,00	77,15	74,42

\* l'indicatore è calcolato come volumi/posizione aperta al netto del cascading

Quotazione dei prodotti peakload scambiati nel corso del 2011 Tab C.2.41

Delivery		Trading		Volumi			Posiz. Aperta	Churn ratio*	Prezzo di controllo (€/MWh)						Prezzo di abbinamento (€/MWh)				
Anno	Periodo	Inizio	Fine	MW	MWh	Quota OTC (%)	MW	%	First	Last	Min	Max	Medio	Vol.	First	Last	Min	Max	Medio
2011	Feb	29/10/10	28/01/11				320		76,93	76,93	76,93	76,93	76,93	0,0%					
2011	Mar	30/11/10	25/02/11	100	27.600	100%	420	100%	78,22	75,70	74,00	78,22	75,15	2,0%					
2011	Apr	30/12/10	30/03/11	100	25.200		385	100%	73,00	75,75	73,00	78,87	74,76	1,9%	76,02	75,75	75,60	76,48	75,99
2011	Mag	31/01/11	28/04/11	5	1.320		290	100%	73,08	77,28	73,08	77,28	75,15	0,8%	77,28	77,28	77,28	77,28	77,28
2011	Giu	28/02/11	30/05/11	20	5.280		305	100%	74,71	79,30	74,71	79,50	77,61	0,7%	79,61	80,20	79,30	80,25	79,91
2011	Lug	31/03/11	29/06/11				345		89,15	90,50	89,15	91,00	90,37	0,7%					
2011	Ago	29/04/11	28/07/11	165	45.540		510	100%	88,28	78,40	78,40	88,28	85,75	1,6%	83,50	78,44	78,40	83,50	81,37
2011	Set	31/05/11	30/08/11	145	38.280		490	100%	80,34	82,75	80,34	84,80	82,20	1,1%	84,85	83,35	83,35	85,00	84,23
2011	Ott	30/06/11	29/09/11	15	3.780		450	100%	89,84	86,00	84,90	89,84	87,35	1,0%	84,85	86,00	84,85	86,00	85,23
2011	Nov	29/07/11	28/10/11	10	2.640		445	100%	89,89	93,22	82,10	93,57	89,21	2,0%	82,00	82,00	82,00	82,00	82,00
2011	Dic	31/08/11	29/11/11	10	2.640		445	100%	87,48	91,64	81,20	91,64	90,03	1,8%	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
2012	Gen	30/09/11	29/12/11				1.039		86,68	90,54	86,68	90,54	89,20	0,8%					
2012	Feb	31/10/11	30/01/12	25	6.300	100%	1.039	100%	89,33	92,87	89,33	92,87	90,89	1,6%					
2012	Mar	30/11/11	28/02/12				1.039		89,47	91,01	88,00	91,01	90,44	1,1%					
2011	Q2	30/03/10	29/03/11	6	4.680		285	120%	85,15	76,96	73,00	85,15	77,85	1,6%	74,60	73,80	73,80	74,60	73,93
2011	Q3	29/06/10	28/06/11	70	55.440		345	108%	96,20	84,67	77,35	96,20	84,14	0,9%	86,90	86,05	86,05	87,15	86,69
2011	Q4	29/09/10	28/09/11	160	124.800		440	100%	85,42	83,06	80,30	90,85	85,34	0,8%	80,30	89,30	80,30	91,15	87,55
2012	Q1	29/12/10	28/12/11	80	62.400		80	100%	77,73	90,49	77,73	90,49	87,84	0,6%	89,30	87,77	87,60	89,30	88,33
2012	Q2	30/03/11	28/03/12	296	230.880		1.254	100%	80,04	83,64	74,97	87,85	80,92	1,3%	80,30	79,00	77,75	80,40	79,39
2012	Q3	29/06/11	31/03/12	70	54.600		1.029	100%	83,76	92,33	80,21	94,23	86,29	1,3%	82,20	82,40	82,20	82,40	82,37
2012	Q4	29/09/11	31/03/12	10	7.920	100%	959	100%	78,47	98,12	78,47	99,25	91,43	1,8%					
2012	Y	29/12/10	28/12/11	959	3.003.588		959	100%	78,21	86,70	78,21	86,70	84,00	0,6%	86,23	83,10	82,49	86,30	84,18

\* l'indicatore è calcolato come volumi/posizione aperta al netto del cascading

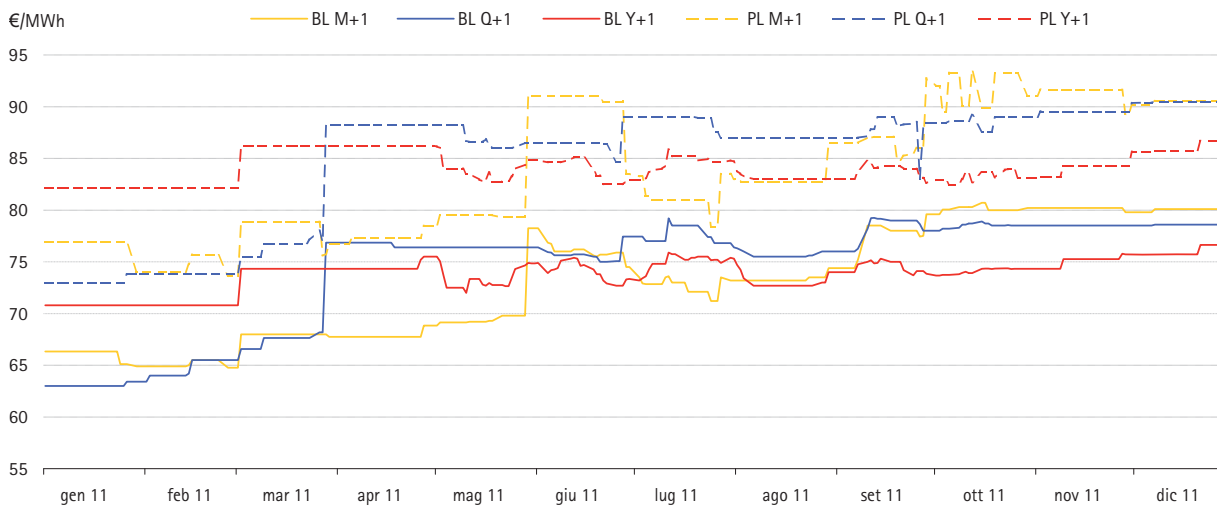
64 Il valore del prezzo di controllo riportato nella colonna "first" rappresenta il prezzo di controllo all'apertura della sessione di trading del prodotto. Il valore riportato nella colonna "last" rappresenta il valore di chiusura riportato nell'ultima sessione o, nel caso di prodotti ancora in trading a fine marzo, il valore di chiusura dell'ultima sessione di aprile.

Un secondo dato evidente è la sostanziale assenza di stagionalità nelle quotazioni, che risultano sostanzialmente piatte nel corso dell'anno, al netto del trend indotto dal petrolio, con l'unica eccezione delle nette variazioni di livello dei prodotti front month (M+1) e front quarter (Q+1) in corrispondenza dell'arrivo dell'estate (Fig.C.2.39). Parzialmente collegato a questo fenomeno è l'andamento della volatilità delle quotazioni, tendenzialmente molto ridotta (0-2%) e di gran lunga inferiore a quella registrata sul MGP (9%), sia a causa della bassa liquidità degli scambi sia della diversa natura dei prodotti spot e a termine, ma capace di esibire improvvise accelerazioni proprio tra maggio e ottobre, ovvero in periodi connotati tanto da una maggior liquidità degli scambi quanto da una maggior volatilità delle quotazioni dello stesso sottostante. In generale, si segnala una volatilità maggiore per i prodotti mensili e per i prodotti peakload (Fig.C.2.39, Tab. C.2.40, Tab. C.2.41).

Si conferma, inoltre, la progressiva riduzione del differenziale tra quotazioni di base e quotazioni di picco, mediamente passato nel corso del 2011 per i diversi prodotti da 1,17 a 1,14; un fenomeno, questo, che caratterizza ormai le quotazioni giornaliere del MGP, dove l'analogo valore su base annua si è attestato a 1,15 secondo un trend, col passare degli anni, sempre più marcato e che evidentemente si riflette anche sulle quotazioni di MTE (Fig C.2.39).

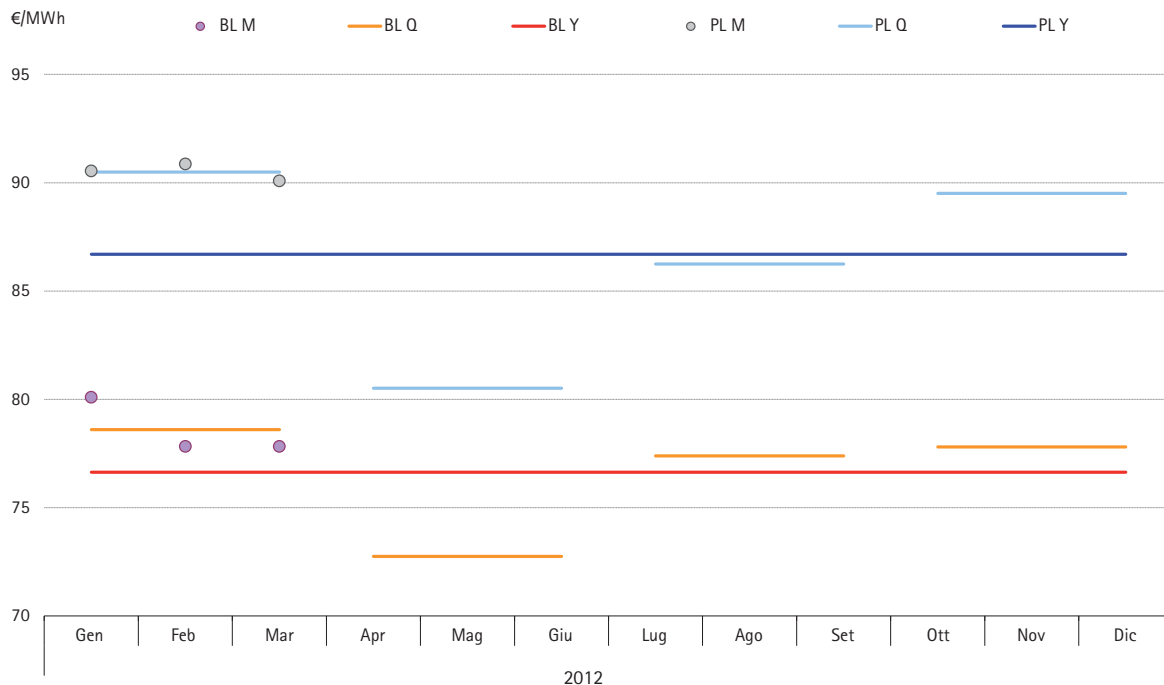
Infine, guardando al 2012, la curva a termine espressa dal MTE indica un aumento atteso rispetto allo spot 2011 del 6% (76,64 €/MWh è l'ultimo valore disponibile del prezzo di controllo contro un valore medio annuo del Pun 2011 di 72,23 €/MWh). Incrementi analoghi si registrano anche per il prodotto annuale di punta (86,70 €/MWh contro un valore corrispondente del Pun di 82,71 €/MWh), con la conferma di una restrizione ulteriore del rapporto picco/base da 1,15 a 1,13 (Fig. C.2.40).

Fig C.2.39 Evoluzione dei prezzi dei front products basata sui prezzi di controllo





Curve a termine espresse dal MTE per l'anno 2012 Fig C.2.40



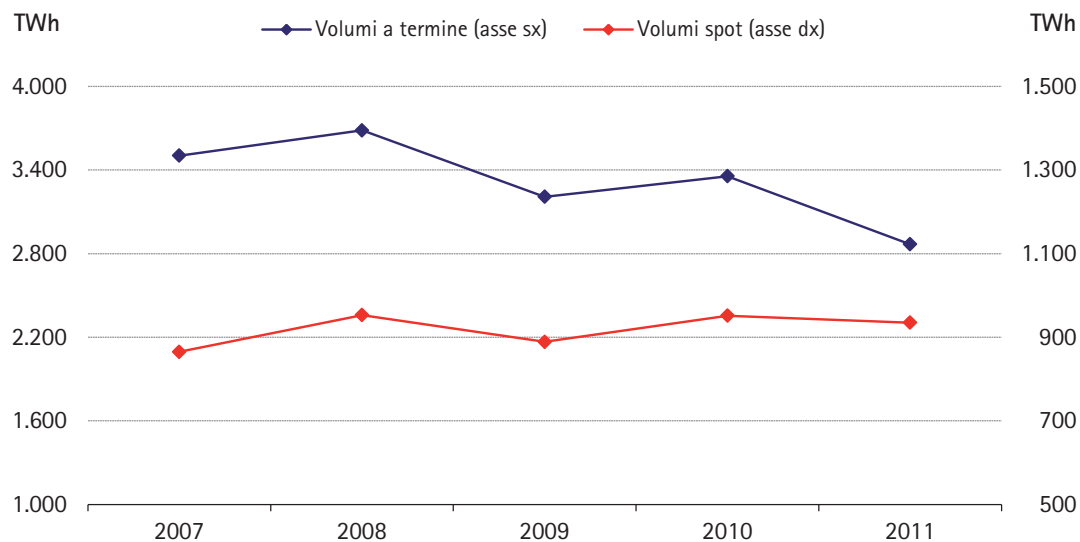
## 2.7 Confronti internazionali

Dopo un timido tentativo di ripresa accennato nel corso del 2010, in Europa il calo delle contrattazioni registrato sui mercati elettrici con l'avvio della crisi economica trova consolidamento nel 2011 (Fig. C.2.41). Coerentemente con l'attuale clima di incertezza legato alla imprevedibile durata della crisi, gli effetti maggiori si riscontrano sui volumi negoziati a termine, attestatisi al valore minimo dell'ultimo quinquennio, per il calo superiore in intensità anche alla decisa contrazione subita nel 2009 (-15%). La flessione riflette la drastica diminuzione delle quantità osservata sui più maturi mercati dell'area tedesco-scandinava (-14/-17%), la cui evoluzione tende ad orientare in maniera decisiva le dinamiche europee, che raccolgono da soli più del 90% dell'energia elettrica scambiata a termine sul Continente (Fig. C.2.42, Tab. C.2.42). D'altro canto, segnali confortanti provengono dai più giovani mercati mediterranei che, seppur con dimensioni inferiori a quelle dei listini centro-nord europei, rafforzano la loro operatività, evidenziando tassi di crescita, che in Italia arrivano a toccare le tre cifre (+108%).

Dopo un avvio piuttosto debole, in Italia è il mercato fisico dell'energia a trainare l'aumento dell'attività a termine con volumi cresciuti, nell'arco di un anno, da 6 a 33 TWh, mostrando ulteriori ed incoraggianti prospettive di aumento anche nel primo trimestre del 2012, favorite, peraltro, dal maggior utilizzo della piattaforma a fini di *clearing*<sup>65</sup> (Fig. C.2.42, Tab. C.2.42).

65 Per ulteriori approfondimenti si rimanda al par. C.2.6

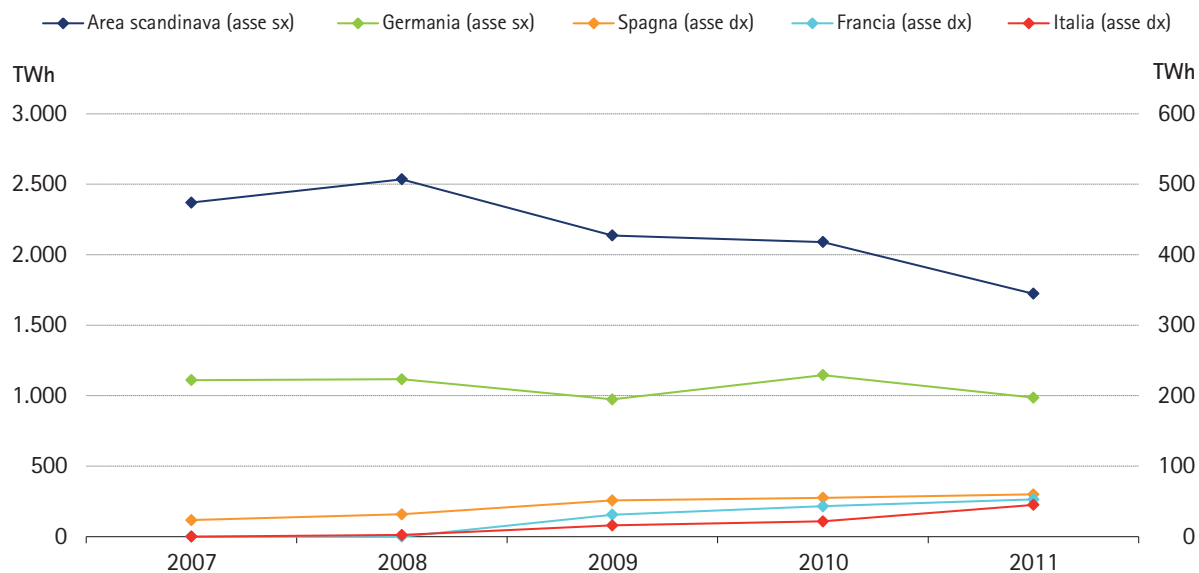
Fig C.2.41 Andamento dei volumi spot e a termine in Europa (TWh)



Tab C.2.42 Volumi annuali sui principali mercati a termine europei (€/MWh)

Area di riferimento	2011	Var. tend.	2010	2009	2008	2007
Italia	45,1	107,8%	21,7	15,9	2,3	-
- mercato fisico (GME)	33,4	430,8%	6,3	0,1	-	-
- mercato finanziario (Borsa Italiana)	11,7	-24,4%	15,4	15,8	2,3	-
Germania (EEX)	986,2	-13,9%	1.145,8	973,4	1.116,1	1.110,3
Francia (EEX)	52,7	22,3%	43,1	31,1	-	-
Spagna (OMIP)	59,9	8,7%	55,2	51,4	31,6	23,4
Area scandinava (NASDAQ OMX)	1.723,3	-17,5%	2.089,8	2.136,3	2.534,9	2.369,2

Fig C.2.42 Volumi scambiati sui mercati a termine delle principali borse europee



Il generale calo della domanda di elettricità registrato in Europa sembra invece aver intaccato solo parzialmente le contrattazioni spot che si mantengono complessivamente a ridosso dei livelli dello scorso anno (Fig. C.2.41).

Il dato, tuttavia, risulta fortemente condizionato dall'ulteriore progressione compiuta dagli scambi sul mercato a pronti tedesco (+9%), in grado da solo di compensare la compressione dei volumi subita dalle borse storicamente più capienti. Diminuzioni si riscontrano sull'exchange scandinavo (-4%), che evidenzia tuttavia soltanto lievi oscillazioni delle sue quantità attorno al livello medio degli ultimi cinque anni, ma soprattutto sulle borse mediterranee, dove si rafforza la tendenza ribassista in atto ormai dal 2009, con riduzioni degli scambi comprese tra 6/10%, tali da far scendere in Italia l'ammontare dell'energia negoziata spot al valore minimo dall'avvio del mercato<sup>66</sup> (Tab. C.2.43).

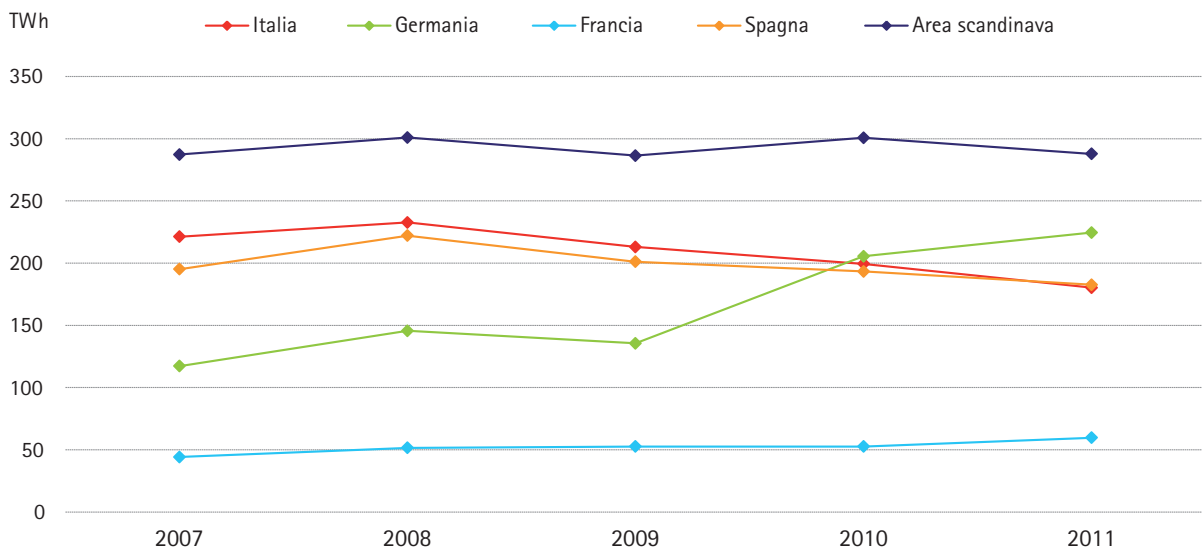
Volumi annuali sui principali mercati spot europei (€/MWh)

Tab C.2.43

Area di riferimento	2011	Var. tend.	2010	2009	2008	2007
Italia (GME)	180,3	-10%	199,5	213,0	232,6	221,3
Germania (EPEX)	224,6	9%	205,5	135,6	145,6	117,3
Francia (EPEX)	59,7	13%	52,6	52,6	51,6	44,2
Spagna (OMIE)	182,6	-6%	193,3	201,2	222,1	195,2
Area scandinava (NORDPOOL)	287,8	-4%	300,7	286,4	300,9	287,2

Volumi scambiati sui mercati *day-ahead* delle principali borse europee

Fig C.2.43



66 Per ulteriori approfondimenti sulle dinamiche italiane si rimanda al par. C.2.1.

A fronte di dinamiche non sempre concordi registrate sui volumi, riflesso talvolta di peculiarità locali della domanda, le quotazioni espresse dai principali listini europei mostrano, invece, andamenti sostanzialmente omogenei nel tempo che, pur riproducendo in termini di livello le differenze strutturali esistenti tra i sistemi elettrici dei singoli paesi, confermano anche nel 2011 sia il crescente grado di interazione tra borse, sia l'elevata propensione manifestata dai mercati derivati a produrre corretti segnali di prezzo per il futuro (Fig. C.2.44, Fig. C.2.45).

In merito a questi ultimi emerge la parziale divergenza evidenziata nel corso dell'anno delle aspettative legate al prezzo del 2012, previsto sostanzialmente stabile rispetto al 2011 nei paesi nell'area franco-tedesca, dopo una prima ripida impennata successiva al disastro di Fukushima, e in rialzo in Italia, dove le quotazioni sembrano invece seguire più da vicino le dinamiche internazionali del prezzo del Brent e del gas naturale (Tab. C.2.44, Fig. C.2.45, Fig. C.2.46).

Fig C.2.44 Andamento storico del prezzo spot sulle borse elettriche europee (€/MWh)

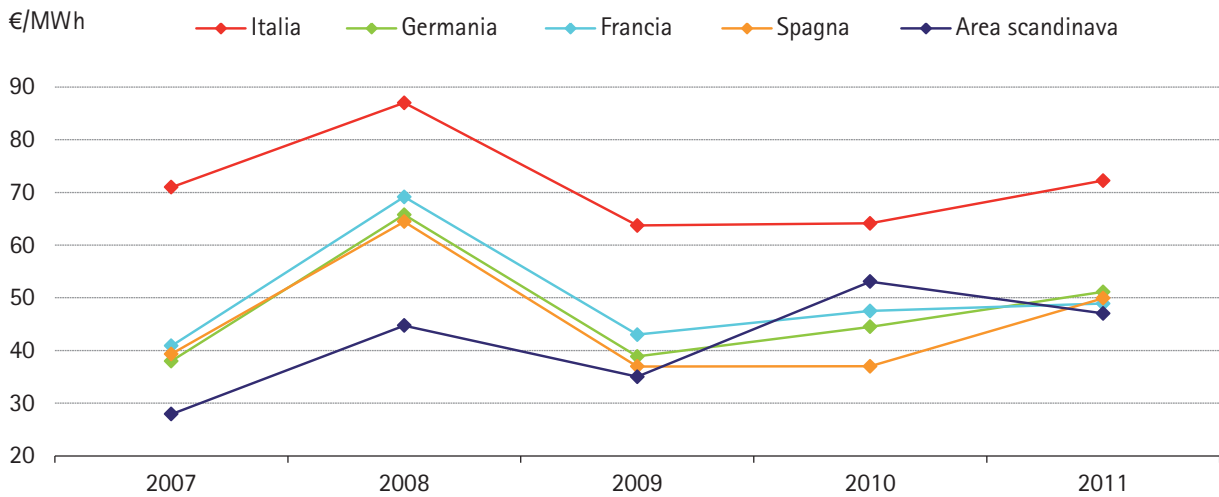
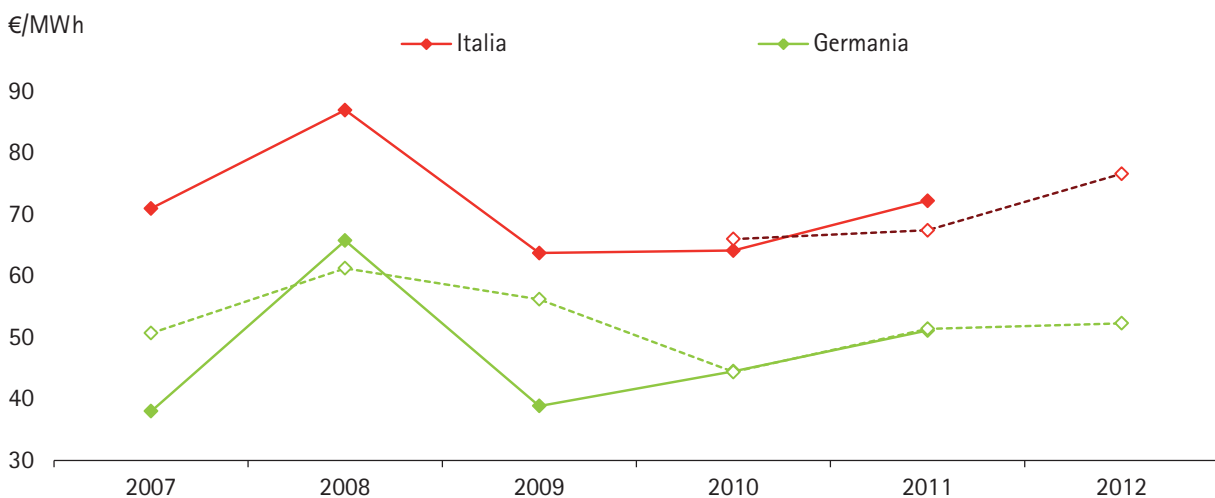


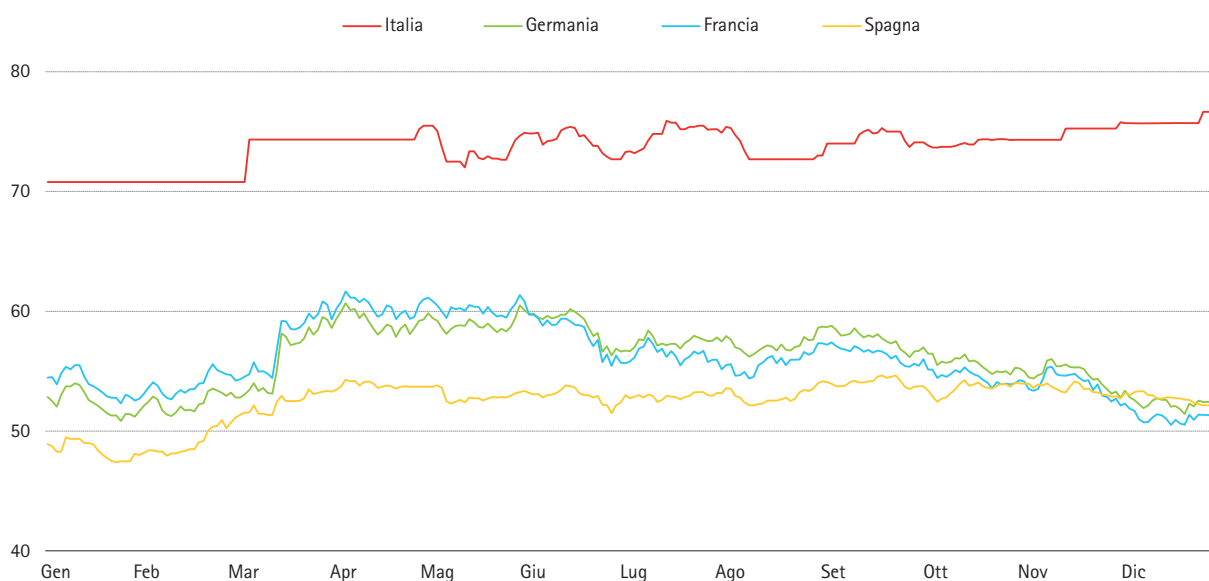
Fig C.2.45 Quotazione media del prezzo spot e del prodotto Calendar in consegna nel medesimo anno (€/MWh)<sup>67</sup>



<sup>67</sup> Si fa riferimento al prezzo di settlement rilevato sul prodotto Calendar nel suo ultimo giorno di contrattazione. Per semplicità di rappresentazione nel grafico sono state inserite esclusivamente le serie dei prezzi spot e futures italiani e tedeschi.

Andamento mensile del prezzo di *settlement* del prodotto annuale 2012 (€/MWh)

Fig C.2.46



Tali dinamiche producono effetti solo parziali sui prezzi spot consolidatisi nel 2011, risultati comunque in moderata ripresa rispetto ai bassi livelli del biennio precedente. Aumenti non trascurabili si manifestano prevalentemente nei primi mesi dell'anno sui listini dell'Europa centrale, concentrandosi invece nel quadrimestre finale in Italia, in linea con l'andamento osservato dal prezzo del gas nazionale<sup>68</sup>.

Nel dettaglio, sui principali *power exchanges* continentali le quotazioni registrano una convergenza attorno ai 49/56 €/MWh, evidenziando aumenti tendenziali compresi tra il 3% francese e il 35% spagnolo. La convergenza appare più evidente sui prezzi di borsa di Francia e Germania, risultati coincidenti nel 16% delle ore (2% nel 2010, 0% nel 2009), in conseguenza dell'avvio del *market coupling* nell'area del CWE<sup>69</sup>.

Per contro, le uniche riduzioni si riscontrano nella regione scandinava, dove le quotazioni si muovono in lieve controtendenza, senza peraltro rientrare sui livelli antecedenti all'exploit del 2010 (-11,3%).

In questo contesto, il prezzo italiano dell'elettricità si attesta a 72,23 €/MWh, allineandosi al resto d'Europa in termini di crescita tendenziale (+12,6%) e soprattutto di modulazione oraria picco/fuori picco (1,29)<sup>70</sup>.

Sempre nell'ottica di una crescente integrazione del mercato italiano con i mercati limitrofi, merita rilevare che nel 2011 è diventato operativo il progetto di *coupling* con la Slovenia che ha consentito un'allocazione della capacità transfrontaliera più efficiente rispetto al sistema di asta esplicita e sempre coerente con il differenziale di prezzo prodottosi lungo il confine. Pur non producendo una completa convergenza delle quotazioni espresse dalle borse elettriche italiana e slovena (BSP), il progressivo incremento della capacità allocata tramite il meccanismo dell'asta implicita, passata in corso d'anno dai 64 MW medi di gennaio ai 165 MW di dicembre, ha tuttavia attenuato gli effetti derivanti dal differenziale nei costi di generazione esistente tra i due paesi, favorendo l'uguaglianza tra i prezzi della zona Nord e quelli della confinante BSP in circa il 20% delle ore.

68 Per ulteriori approfondimenti si rimanda al Cap.3.

69 Il CWE è stato avviato il 9 novembre 2010. Per ulteriori approfondimenti si rimanda al Box 1 della Relazione Annuale del GME del 2010.

70 Per ulteriori approfondimenti sulle dinamiche italiane si rimanda al par. C.2.2.

Nonostante la compiuta convergenza alle dinamiche estere, le quotazioni italiane si confermano nel 2011 le più elevate tra quelle continentali, riflettendo un parco di generazione più costoso e ancora strutturalmente dipendente dagli impianti a ciclo combinato alimentati a metano. La diversa struttura del parco e il differente andamento del costo dei combustibili di riferimento favoriscono, quindi, un nuovo lieve allargamento del differenziale tra il prezzo italiano e i prezzi d'Oltralpe, tornato nel 2011 poco sopra i 20 €/MWh (Tab. C.2.44, Tab. C.2.45, Tab. C.2.46).

Tab C.2.44 Prezzi medi annuali sui principali mercati spot europei (€/MWh)

Area di riferimento	2011		2010	2009	2008	2007
	Media	Var. tend.	Media	Media	Media	Media
Italia (GME)	72,23	12,6%	64,12	63,72	86,99	70,99
Germania (EPEX)	51,12	14,9%	44,49	38,85	65,76	37,99
Francia (EPEX)	48,89	2,9%	47,50	43,01	69,15	40,88
Slovenia (BSP)	57,20	-	-	-	-	-
Spagna (OMIE)	49,93	34,9%	37,01	36,96	64,44	39,35
Area scandinava (NordPool)	47,05	-11,3%	53,06	35,02	44,73	27,93
PUN-PME	21,60	13%	19,03	23,85	20,38	32,24

Tab C.2.45 Prezzi medi per gruppi di ore sulle principali borse europee

Anno 2011	Totale		Picco		Fuori picco		Fuori picco lavorativo		Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
Area di riferimento	72,23	12,6%	82,71	7,7%	66,71	16,3%	64,32	18,7%	69,37	13,8%
Italia (GME)	72,23	12,6%	82,71	7,7%	66,71	16,3%	64,32	18,7%	69,37	13,8%
Germania (EPEX)	51,12	14,9%	61,51	11,3%	45,65	17,9%	47,27	17,9%	43,84	18,0%
Francia (EPEX)	48,89	2,9%	61,17	3,2%	42,42	3,0%	44,02	4,6%	40,64	1,3%
Slovenia (BSP)	57,20	-	69,79	-	50,56	-	52,58	-	48,31	-
Spagna (OMIE)	49,93	34,9%	54,54	29,6%	47,50	38,5%	47,30	38,4%	47,72	38,7%
Area scandinava (NordPool)	47,05	-11,3%	50,50	-14,4%	45,23	-9,3%	45,56	-10,1%	44,85	-8,3%
PUN-PME										

Tab C.2.46 Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore. Anno 2011

	Italia	Germania	Francia	Slovenia	Spagna	Area scandinava
Picco/Fuori picco lav	1,29 (-9,2%)	1,30 (-12,5%)	1,39 (-1,3%)	1,38	1,15 (-6,3%)	1,11 (5,9%)
Festivo/Fuori picco lav	1,08 (-4,2%)	0,93 (0,1%)	0,92 (-3,1%)	0,92	1,01 (0,2%)	0,98 (2,1%)
Volatilità	7,6% (-4,2 p.p.)	10,4% (-0,3 p.p.)	12,9% (0,4 p.p.)	11,0%	9,1% (-9,9 p.p.)	7,7% (0,8 p.p.)

() tra parentesi le variazioni tendenziali

# Box 3

## LA RELAZIONE TRA IL PREZZO ALL'INGROSSO ED IL PREZZO AL DETTAGLIO NEL MERCATO ITALIANO ATTRAVERSO IL RUOLO ESERCITATO DALL'AU

*A cura dell'Acquirente Unico*

La relazione che si registra tra il prezzo all'ingrosso ed il prezzo al dettaglio nel mercato elettrico italiano è mediata da alcuni fattori, tra i quali si segnala l'operato dell'Acquirente Unico (AU), nella composizione del portafoglio acquisti per la parte materia prima, nonché l'intervento di regolazione dell'AEEG con riferimento alle componenti di costo amministrative (trasmissione, distribuzione, oneri di sistema etc.).

Il peso della componente materia prima (energia), pur variando da cliente a cliente in funzione della tipologia e della potenza allacciata, è di circa il 60% sul costo finale. Ciò comporta che la relazione tra la variazione del costo della componente materia prima ed il costo pagato dal cliente finale in tariffa risulta accresciuto o attenuato in base al segno delle variazioni delle altre componenti di costo amministrative.

La relazione è di seguito analizzata attraverso il ruolo di AU.

### Acquirente Unico e il servizio di maggior tutela

Acquirente Unico S.p.A. è la società per azioni costituita ai sensi del Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79, al fine di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti dell'allora mercato vincolato. Dal 1° luglio 2007, il completamento del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica ha determinato il superamento del mercato vincolato, consentendo a tutti i clienti finali, inclusi quelli domestici, di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero.

Nell'ambito dell'attuale contesto di mercato liberalizzato anche per i clienti piccoli consumatori, la contemporanea presenza di taluni operatori di maggiori dimensioni, sia nelle fasi di generazione che di distribuzione, ha giustificato la definizione di un sistema di tutela di prezzo che attribuisce ad Acquirente Unico la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica per la fornitura ai clienti finali che non si avvalgono direttamente del mercato libero e all'AEEG la definizione di prezzi per i suddetti clienti sulla base dei costi di approvvigionamento sostenuti da AU. Infatti, con la Legge n. 125/2007, in ottemperanza alle disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia e relativamente agli obblighi di servizio pubblico e di servizio universale, è stato introdotto il c.d. servizio di "maggior tutela", che prevede condizioni economiche standard per la vendita al dettaglio dell'energia elettrica, definite dall'Autorità sulla base del portafoglio acquisti di Acquirente Unico. Possono usufruire del servizio di maggior tutela tutti i clienti domestici, nonché le imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro.

Il servizio di maggior tutela è erogato direttamente dalle imprese distributrici solo nel caso in cui abbiano meno di 100.000 utenze. Negli altri casi, il servizio è svolto da apposite società di vendita, che erogano il servizio sulla base delle "condizioni economiche" stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas le quali sono soggette ad un processo di aggiornamento trimestrale.

In conformità a quanto stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Acquirente Unico cede, agli esercenti la maggior tutela, l'energia elettrica per la fornitura ai clienti del mercato tutelato, ad un prezzo di cessione pari ai costi di approvvigionamento dallo stesso sostenuti e nel rispetto dell'equilibrio economico di bilancio, conformemente a quanto disposto dall'articolo 4 comma 6 del citato Decreto Legislativo n. 79/99.

### Attività di approvvigionamento per il servizio di maggior tutela

L'attività e le strategie di approvvigionamento poste in essere dall'Acquirente Unico si basano sulla previsione del fabbisogno del mercato tutelato e sull'andamento dei prezzi delle materie prime energetiche.

Attraverso il ricorso ad aste pubbliche per la selezione di contratti con produttori nazionali ed esteri e la contestuale partecipazione ai mercati organizzati, Acquirente Unico ricerca sul mercato le migliori condizioni di acquisto al fine di minimizzare il costo di approvvigionamento e la sua volatilità.

I fattori che influenzano maggiormente l'andamento della domanda di energia elettrica del mercato tutelato sono

rappresentati dal numero di clienti presenti nel mercato stesso, variabile in funzione del passaggio dei clienti ricompresi nella "maggiore tutela" al mercato libero (*switching*), oltre che dalle modalità di utilizzazione delle apparecchiature elettriche da parte del cliente finale per le proprie necessità, che determinano l'andamento orario/stagionale del carico elettrico.

A Dicembre 2011, il numero di clienti appartenenti al perimetro della maggiore tutela rappresentava il 25,4% del totale in termini di energia, pari a circa 28,6 mln di clienti, di cui 23,8 mln di utenze domestiche e 4,8 mln di utenze per usi diversi dalle abitazioni.

Nel corso del 2011, il fenomeno dello *switching* ha fatto registrare un decremento medio di clienti domestici in maggiore tutela pari a circa 105.000 clienti/mese, mentre per le utenze altri usi BT e illuminazione pubblica il decremento è stato di circa 11.400 clienti/mese.

Nell'ultimo triennio, l'effetto delle variabili macro-economiche sull'andamento della domanda di energia elettrica dei clienti in maggiore tutela, seppur presente, è stata poco evidente. Ciò dipende dalla struttura dei consumi del mercato tutelato, caratterizzata dalle necessità e dalle abitudini delle famiglie. Il perimetro del mercato tutelato, infatti, è composto principalmente da utenze domestiche caratterizzate da una domanda rigida e dagli usi diversi dalle abitazioni che risentono solo parzialmente delle congiunture economiche. Diverso è il caso dei settori produttivi che, operando in un contesto di scarsa crescita del PIL a causa della debole domanda interna e della modesta crescita delle esportazioni, ha subito gli effetti della congiuntura economica e ridotto notevolmente la domanda di energia.

Un ulteriore fattore di rilevante impatto sulla domanda del mercato tutelato è rappresentato dall'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. La loro continua espansione li vede in costante crescita sia come numero che come potenza installata, stimabili a fine 2011 in circa 330.000 impianti per un totale di 12,7 GW installati.

Con particolare riferimento alle utenze che attuano lo "scambio sul posto", ai fini di una corretta previsione del fabbisogno, è importante monitorare l'energia elettrica effettivamente prodotta, così da poterne valutare gli effetti di riduzione della quantità di energia elettrica prelevata dalla rete. Infatti, consumando parte dell'energia autoprodotta nelle ore diurne, esse riducono la quota di energia elettrica prelevata dalla rete ed approvvigionata da Acquirente Unico. L'effetto è che l'autoconsumo dell'energia prodotta determina un abbassamento del profilo delle curve di prelievo, in particolare nelle ore centrali della giornata in cui è più forte l'irraggiamento solare.

#### Analisi degli acquisti e dei prezzi di cessione

Nel corso del 2011, il fabbisogno del mercato tutelato si è contratto del 5,3% rispetto al 2010, soprattutto per effetto dei passaggi al mercato libero. Il fabbisogno complessivo è stato pari a 84,33 TWh. Nella tabella che segue sono riportati i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi all'anno 2011:

Tipologie di approvvigionamento	Energia (TWh)				%
	Prezzo fisso	Prezzo indicizzato	Variabili	Totale	
Import annuale	5,1	-	-	5,1	6,1%
Import pluriennale	-	5,3	-	5,3	6,2%
Bilaterali fisici nazionali + MTE	26,4	-	-	26,4	31,3%
Contratti per differenza e VPP	2,0	0,1	-	2,1	2,5%
<i>Totale contratti (coperture)</i>	<i>33,5</i>	<i>5,4</i>	<i>-</i>	<i>38,8</i>	<i>46,0%</i>
MGP senza copertura	-	-	45,9	45,9	54,4%
Sbilanciamento	-	-	-0,4	-0,4	-0,5%
Totale	33,5	5,4	45,5	84,3	100,0%
%	39,7%	6,4%	54,0%	100,0%	



Il portafoglio acquisti dell'AU è un portafoglio bilanciato tra acquisti di energia a termine a prezzo fisso ed esposizione sul mercato all'ingrosso (MGP). L'obiettivo è quello di minimizzare i costi di acquisto trasferendo al cliente finale un segnale di prezzo coerente con quello che si ha sui mercati all'ingrosso, mediandone, in parte, la volatilità. L'esposizione al prezzo di borsa di Acquirente Unico ha interessato il 54,4% del totale degli acquisti. Viceversa, gli acquisti conclusi al di fuori del sistema delle offerte hanno riguardato sia contratti che prevedono la consegna fisica dell'energia elettrica, sia contratti differenziali per la copertura dal rischio di volatilità del prezzo di mercato.

In particolare, l'import annuale, pari a 5,1 TWh, è stato coperto tramite prodotti baseload annuali ad un prezzo di 71,67 €/MWh. A questi vanno aggiunti 5,3 TWh relativi al contratto di import pluriennale a un prezzo medio di 71,00 €/MWh. Relativamente ai contratti bilaterali fisici nazionali, 18,8 TWh sono stati acquistati tramite prodotti baseload annuali ad un prezzo medio di 71,02 €/MWh. Ulteriori 8 TWh sono stati acquistati tramite prodotti baseload trimestrali e mensili ricorrendo sia ad aste AU che ad acquisti su MTE. Infine, le coperture si sono completate con 2,1 TWh di contratti differenziali.

Considerando la quota di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento, pari allo 0,4% del fabbisogno, in totale sono stati acquistati 84,33 TWh di energia elettrica. In un anno in cui il prezzo di borsa si è attestato a 72,23 €/MWh, in aumento del 12,6% sul 2010, il prezzo medio di acquisto del portafoglio energia è stato pari a 74,61 €/MWh, in aumento del 4,5 % rispetto al 2010. A questi vanno aggiunti gli oneri di dispacciamento, che hanno registrato un +16,6% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 8,82 €/MWh. Considerando gli oneri derivanti da corrispettivi e dai costi di funzionamento dell'AU, il prezzo di cessione nel 2011 è stato pari a 83,57 €/MWh, in aumento del 5,7 % rispetto al 2010.

#### Cessione dell'energia elettrica agli esercenti il servizio di maggior tutela

Il prezzo dell'energia elettrica, per il cliente finale, si forma a partire dagli elementi di costo sostenuti lungo tutta la catena del valore che si estende dalla produzione al consumo.

Sia per i clienti sul mercato libero che per quelli in maggior tutela, il prezzo finale può essere scomposto in due parti, una che si forma sul mercato in base alla legge di domanda e offerta ed una che viene definita in modo amministrato. La quota parte del prezzo finale che si forma sul mercato rappresenta i costi sostenuti per le attività di *produzione, commercializzazione e vendita* dell'energia elettrica.

La seconda quota parte amministrata rappresenta, invece, i costi sostenuti per i *servizi di rete*, tra cui il dispacciamento, gli *oneri generali di sistema* e le *imposte*.

Relativamente al perimetro della maggior tutela, il testo integrato di vendita (TIV), approvato dall'AEEG con Delibera n. 156/07, definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti a cui è erogato il servizio di maggior tutela. Tale disciplina prevede che le attività di approvvigionamento e dispacciamento vengano remunerate tramite il corrispettivo PED, definito come somma dell'elemento prezzo energia (PE) e dell'elemento prezzo dispacciamento (PD).

Il corrispettivo PED viene calcolato trimestralmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base del prezzo di cessione pagato dagli esercenti la maggior tutela per coprire i costi di acquisto, dispacciamento e funzionamento sostenuti da Acquirente Unico.

Sulla base dei costi sostenuti, nel 2011, da Acquirente Unico, l'Autorità ha stimato un corrispettivo PED pari a 91,05 €/MWh, in rialzo del 3,2% rispetto al 2010. Considerando le altre componenti della tariffa e gli effetti compensativi del sistema di perequazione dei costi, la tariffa per il cliente finale in maggior tutela, con contratto di tipo residenziale e consumo annuo di 2700 kWh, è stato di 161,84 €/MWh, in aumento del 2,3% rispetto all'anno precedente.

Nel corso del 2011, quindi, l'attività di approvvigionamento di Acquirente Unico ha contribuito ad attenuare gli effetti di rincaro crescente dovuti all'aumento dei prezzi delle materie prime sottostanti all'energia elettrica. Tutto ciò ha consentito ai clienti in maggior tutela, ovvero ai clienti che ancora non hanno effettuato la scelta di passaggio al mercato libero, di beneficiare di un contenuto aumento del prezzo finale almeno relativamente alla componente energia della tariffa applicata dall'AEEG.

### 3. I MERCATI DEL GAS

Il 2011 è il primo anno di piena operatività delle piattaforme di registrazione e di mercato avviate dal GME nel corso del 2010, dapprima P-GAS e M-GAS e, da dicembre 2011, la Piattaforma Bilanciamento Gas (PB-GAS).

I comparti in cui si articola la P-GAS (comparto *Aliquote, Import* e *ex d.lgs. 130/10*<sup>71</sup>) nascono per consentire agli operatori di settore di adempiere ad obblighi di cessione a terzi, rispettivamente, di quote della propria produzione nazionale e della propria importazione, che si traducono in espliciti obblighi di offerta e vincoli di prezzo, e di quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, nell'ambito del servizio di stoccaggio virtuale.

L'M-GAS, articolato in MGP-GAS e MI-GAS, pur non essendo soggetto a vincoli di partecipazione e/o offerta, ha fino ad oggi risentito della mancanza di un mercato di bilanciamento. Quest'ultimo (PB-GAS) è stato avviato a dicembre 2011, in un regime transitorio che prevedeva la partecipazione obbligatoria dei titolari di quote di stoccaggio e la limitazione degli scambi alle sole quantità necessarie a SRG per bilanciare il sistema relativamente ai flussi registrati nel giorno precedente. Come stabilito dalla Deliberazione ARG/gas 45/11 dell'AEEG, il 1° aprile 2012 è stata avviata la seconda fase del sistema di bilanciamento gas semplificato con la definizione degli esiti sulla base di tutte le offerte presentate sia in acquisto che in vendita da parte degli operatori.

I volumi complessivamente negoziati su tali piattaforme risultano ancora esigui e pari a circa 5 TWh/anno equivalenti a 452 Mln MC e allo 0,6% della domanda nazionale di gas. Tra le piattaforme spicca l'evidente preminenza della PB-GAS che, in un solo mese di operatività su prodotti giornalieri, ha raccolto 1,71 TWh (Tab C.3.1)<sup>72</sup>.

Tab C.3.1 Volumi scambiati per singola piattaforma di mercato (TWh)

	2011		2010
	TWh	delta % (*)	TWh
<b>VOLUMI TOTALI (a+b+c+d+e+f)</b>	<b>4,78</b>	<b>123%</b>	<b>2,14</b>
<b>P-Gas (a+b)</b>	<b>2,91</b>	<b>36%</b>	<b>2,14</b>
Import	0,00	-	0,00
Aliquote	2,91	36%	2,14
<b>M-Gas (c+d+e)</b>	<b>0,16</b>	-	<b>0,00</b>
MGP fase continua	0,15	-	0,00
MGP fase asta	0,00	-	0,00
MI	0,01	-	0,00
<b>PB-Gas</b>	<b>1,71</b>	-	-

\* Per M-gas le variazioni non vengono riportate dato il diverso numero di giorni di negoziazione

#### 3.1 La Piattaforma Gas (P-GAS)

Il Comparto Import della P-GAS, entrato in operatività il 10 maggio 2010, permette la cessione delle quote di importazione di gas dei soggetti tenuti agli obblighi ai sensi del decreto legge 7/07 e del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 marzo 2010. Tale piattaforma, dunque, prevede – per tutti gli operatori abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio, soggetti ad obbligo o non – la possibilità di contrattare, secondo la modalità della negoziazione continua, prodotti a prezzo fisso o indicizzato, non standardizzati e con consegna mensile e annuale.

L'attività su tale comparto ha registrato livelli esigui nel 2011 con una partecipazione più cospicua lato vendita degli operatori obbligati, che hanno presentato offerte nel 44% delle sedute (Tab C.3.2).

<sup>71</sup> I soggetti investitori aderenti possono assolvere l'obbligo di offerta cumulativamente o alternativamente nell'ambito del MGP-GAS secondo le modalità previste dalla delibera dell'AEEG 67/2012/R/GAS.

<sup>72</sup> Il dato fa riferimento ai volumi scambiati nell'anno 2011 indipendentemente dal loro periodo di consegna. Nel caso specifico, il 65% dei volumi ha consegna nello stesso 2011.

## Partecipazione alla P-Gas

Tab C.3.2

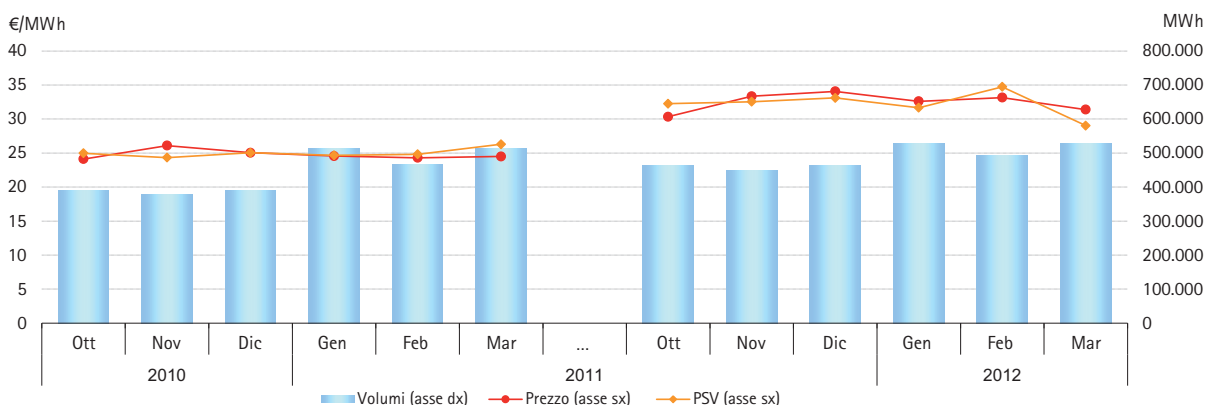
	Anno di trading	Sedute				Operatori			numero di abbinamenti	Volumi (MWh)	
		con abbinamenti	con offerte di acquisto	con offerte di vendita	con offerte in entrambi i lati	con acquisti	con vendite	con scambi		totali	medi
Import	2011	-	0%	44%	0%	-	-	-	-	-	-
	2010	0%	3%	47%	1%	1	1	2	1	365	1
Royalties	2011	6%	13%	6%	6%	15	3	17	-	2910718	15.906
	2010	6%	11%	6%	6%	14	3	17	-	2.140.810	14.178
Totale	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	2.910.718	15.906
	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	2.141.175	14.179

Diversa è risultata l'attività sul Comparto Aliquote, operativo dall'11 agosto 2010 e sul quale vengono offerte, ai sensi della legge del 2 aprile 2007, n. 40, le quote di produzione di gas nazionale dovute allo Stato. Su tale comparto vengono negoziati prodotti non standardizzati con consegna mensile, attraverso contrattazioni organizzate secondo la modalità di negoziazione ad asta (una per ciascun book di contrattazione). Gli operatori soggetti ad obbligo di offerta sono vincolati non solo nelle quantità offerte, ma anche nei prezzi offerti, che devono essere pari all'indice QE, lasciando di fatto alla domanda il compito di fissare il prezzo. Le conseguenze sulla liquidità e la partecipazione agli scambi sono evidenti: gli operatori più attivi sono quelli lato acquisto, che presentano offerte nel 13% delle sedute contro il 6% degli operatori lato vendita; le offerte di vendita sono state quasi sempre abbinata nel corso del primo giorno di negoziazione, a conferma dell'attrattività del prezzo offerto. Ne è seguito un 6% di sedute con abbinamenti, che hanno coinvolto 3 venditori e 14 acquirenti per complessivi 2,9 TWh (pari a carica 275 Mln MC). Considerato che su questa piattaforma sono quotati solamente prodotti relativi alla stagione invernale, da ottobre a marzo, i volumi hanno riguardato una consegna su un orizzonte temporale di 183 giorni, determinando un volume medio giornaliero di circa 16 GWh.

I prezzi quotati per questi prodotti sono risultati, mediamente, legati al valore degli scambi registrati al PSV, con una correlazione del 94% e uno scarto medio di poco superiore ad 1 €/MWh. Tuttavia, non appare significativo riportare un valore medio annuo complessivo degli scambi, nella misura in cui i prodotti quotati si riferiscono solo ai tre mesi iniziali e finali dell'anno (Fig. C.3.1).

## Quantità e prezzi di equilibrio sul comparto aliquote della P-Gas

Fig C.3.1



Fonte: Elaborazione su dati GME e Thomson Reuters (PSV)

Il comparto ex d.lgs. 130/10, sul quale possono essere offerti dai soggetti investitori aderenti i quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, nell'ambito del servizio di stoccaggio virtuale, secondo le modalità previste dalla delibera dell'AEEG 67/2012/R/GAS è stato avviato a maggio 2012.

### 3.2 Il mercato a pronti Gas (M-GAS)

Il mercato a pronti del gas, operativo dal 13 dicembre 2010, si articola in due sessioni: il mercato del giorno prima (MGP-GAS), organizzato in una sessione a negoziazione continua che si apre tre giorni prima del giorno gas a cui le offerte si riferiscono, seguita da una sessione ad asta che si svolge nel giorno precedente alla consegna e il mercato infragiornaliero (MI-GAS), organizzato in negoziazione continua nell'arco di tempo compreso tra il giorno precedente e il giorno cui le offerte si riferiscono.

Pur essendo la partecipazione al mercato volontaria, senza alcun vincolo di prezzo o quantità alle offerte, la liquidità del M-GAS appare sensibilmente maggiore di quella raccolta dalla P-GAS. La sessione in continua del MGP appare la più attiva, con la presenza di offerte su entrambi i lati del book nel 56% delle sessioni, abbinamenti nel 21% delle sessioni, con 16 operatori coinvolti negli scambi, per un totale di circa 148 GWh (pari a 14 Mln MMC). Gli stessi valori scendono sensibilmente nel caso del MI (rispettivamente 15%, 5%, 7 operatori e 13 GWh) e ancor più nel caso della sessione in asta del MGP (5%, 1%, 3 operatori, 1 GWh) (Tab C.3.3).

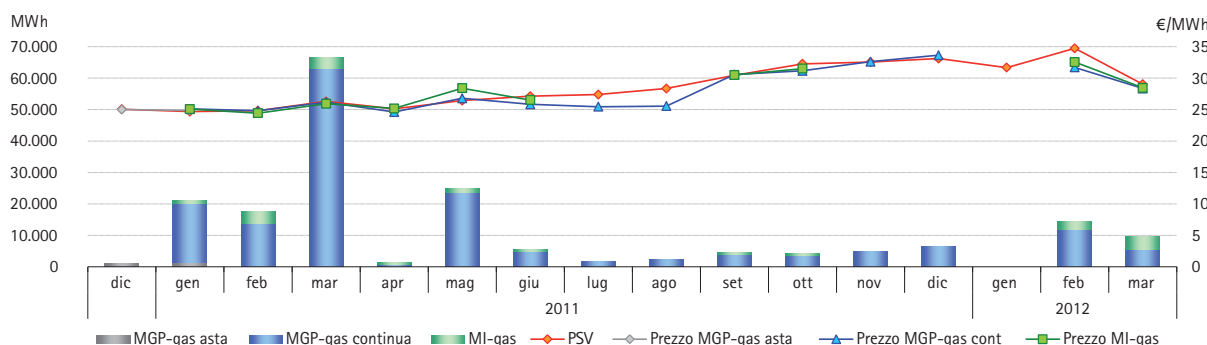
Tab C.3.3 Partecipazione a M-Gas

	Sedute				Operatori			numero di abbinamenti	Volumi (MWh)	
	con abbinamenti	con offerte di acquisto	con offerte di vendita	con offerte in entrambi i lati	con abbinamenti	con acquisti	con vendite		totali	medi
MGP fase continua	21%	65%	73%	56%	16	15	9	125	148.028	406
MGP fase asta	1%	48%	9%	5%	3	2	2	-	1.350	4
MI-Cont	5%	51%	19%	15%	7	3	6	22	12.616	35
Totale	-	-	-	-	-	-	-	147	161.994	444

Rispetto a quanto rilevato per il comparto Aliquote della P-GAS, gli scambi sul MGP-GAS hanno interessato tutti i mesi dell'anno (ad eccezione di gennaio 2012), evidenziando tuttavia picchi di assoluto rilievo a marzo, quando gli scambi hanno superato i 60 GWh, e in misura minore a gennaio febbraio e maggio, in occasione del concretizzarsi di problemi di offerta sul Greenstream per effetto della crisi libica. Negli stessi mesi si sono, peraltro, concentrati i più ridotti e occasionali scambi sul MI-GAS. Una simile impennata dei volumi transati sul MGP si è, infine, ripetuta anche nel febbraio 2012, in occasione della crisi gas europea indotta dal grande freddo e dai conseguenti picchi di consumi e problemi di approvvigionamento dall'Ucraina. Questo andamento indica come la liquidità del M-GAS, tendenzialmente ancora ridotta, cresca soprattutto nelle fasi di crisi in cui la ricerca di volumi incrementali la trasforma in una sorta di mercato di bilanciamento per gli operatori.

Anche in questo caso, come già per la P-GAS, le quotazioni espresse risultano estremamente vicine ai valori degli scambi registrati al PSV, con una correlazione del 94% e uno scarto medio di poco meno di 1 €/MWh.

Fig C.3.2 Quantità e prezzi di equilibrio sul M-Gas



### 3.3 La piattaforma di bilanciamento Gas (PB-GAS)

La maggiore novità del 2011 è rappresentata dall'avvio della PB-GAS, avvenuto il 1 dicembre 2011, in ottemperanza alla delibera 45/11, relativa alla disciplina del bilanciamento gas, che mira ad avviare una graduale transizione dal vecchio sistema di "bilanciamento a stoccaggio", incentrato su un regime tariffario, ad un nuovo regime di "bilanciamento a mercato" basato sui prezzi determinati dall'incontro di domanda e offerta di gas stoccato. L'avvio della PB-GAS, costituisce il primo passo di tale transizione, nella misura in cui tutti i titolari di capacità di stoccaggio sono tenuti a partecipare. In una prima fase transitoria, erano accettati solo i volumi richiesti da SRG per bilanciare il sistema; dal 1 aprile, tale vincolo è stato rimosso e il mercato abbina tutte le quantità offerte in base ai prezzi specificati. Va, inoltre, rilevato che – a differenza in quanto accade sul Mercato di Bilanciamento del settore elettrico dove Terna approvvigiona i volumi necessari a bilanciare il sistema nel tempo reale – in questo caso Snam Rete Gas approvvigiona il fabbisogno di bilanciamento relativo al giorno gas precedente: si tratta, quindi, di un mercato in cui si scambiano saldi contabili di energia per il perfezionamento dell'equazione di bilancio di ogni operatore e per la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. Da ultimo, va rilevato che la partecipazione obbligatoria si sostanzia in un vincolo sulle quantità offerte, che devono essere comprese tra i quantitativi minimi e massimi movimentabili sullo spazio di stoccaggio in proprio possesso, ma senza alcun impatto sui prezzi offerti, liberi entro il tetto massimo di 82,80 €/MWh<sup>73</sup>.

La partecipazione obbligatoria al mercato e la garanzia di una quota di scambi da parte di SRG, legata alle esigenze fisiche del sistema, fa sì che su tale mercato nel solo mese di dicembre siano stati negoziati 1,7 TWh di gas, valore cresciuto nei primi quattro mesi di operatività a 14,3 TWh, pari a circa 1,35 Mld MC e al 3,7% della domanda nazionale. Tale volume, peraltro, riflette l'effetto della stagionalità, che vede in questa fase valori elevati sia dei consumi che dei relativi sbilanciamenti, ma soprattutto della crisi gas di febbraio, che ha spinto il volume degli sbilanciamenti al livello massimo degli ultimi 12 mesi. In ogni caso, prendendo a riferimento il valore complessivo degli sbilanciamenti rilevati da SRG negli ultimi dodici mesi, si desume che un valore annuo di riferimento per la liquidità della PB-Gas potrebbe raggiungere i 34 TWh, pari a circa pari a circa 3,2 Mld MC e al 4,1% della domanda nazionale (Tab C.3.4, Fig.C.3.3).

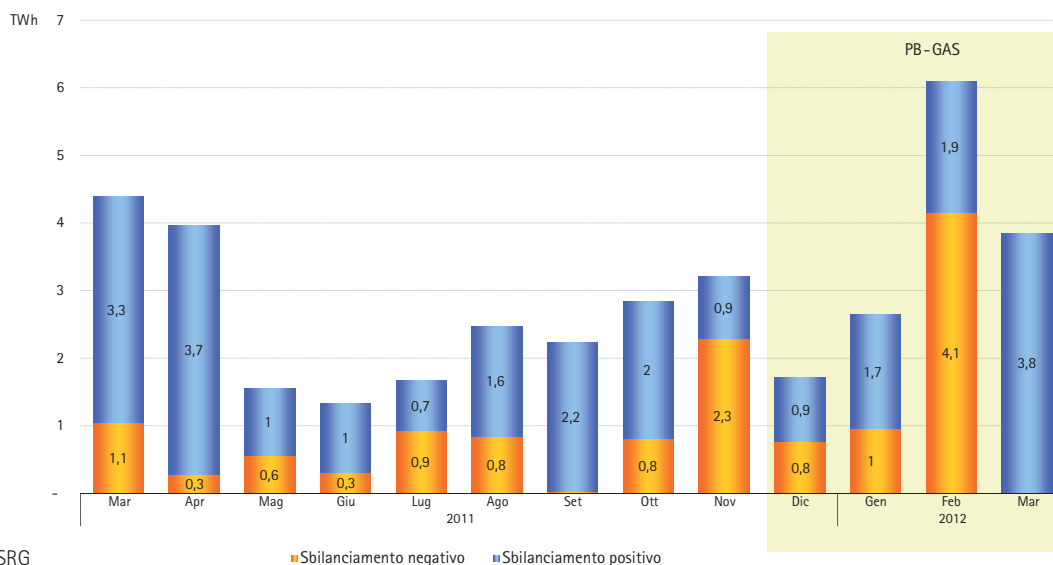
Attività sulla PB-Gas

Tab C.3.4

		Operatori			Volumi (MWh)			Prezzi (€/MWh)			Vol.
		con acquisti	con vendite	con scambi	totali	medi	medio	minimo	massimo		
2010	Dicembre	31	31	38	1.711.574	55.212	33,1	31,9	34,7	1,7%	
	Gennaio	32	25	38	2.647.584	85.406	31,5	30,5	32,8	1,5%	
2011	Febbraio	31	43	47	6.095.524	210.190	32,8	30,5	39,4	5,5%	
	Marzo	36	4	36	3.851.277	124.235	28,9	27,9	30,7	0,9%	
	Totale	48	46	53	14.305.959	117.262	31,5	27,9	39,4	2,4%	

Sbilanciamenti mensili dell'ultimo anno

Fig C.3.3



Fonte: SRG

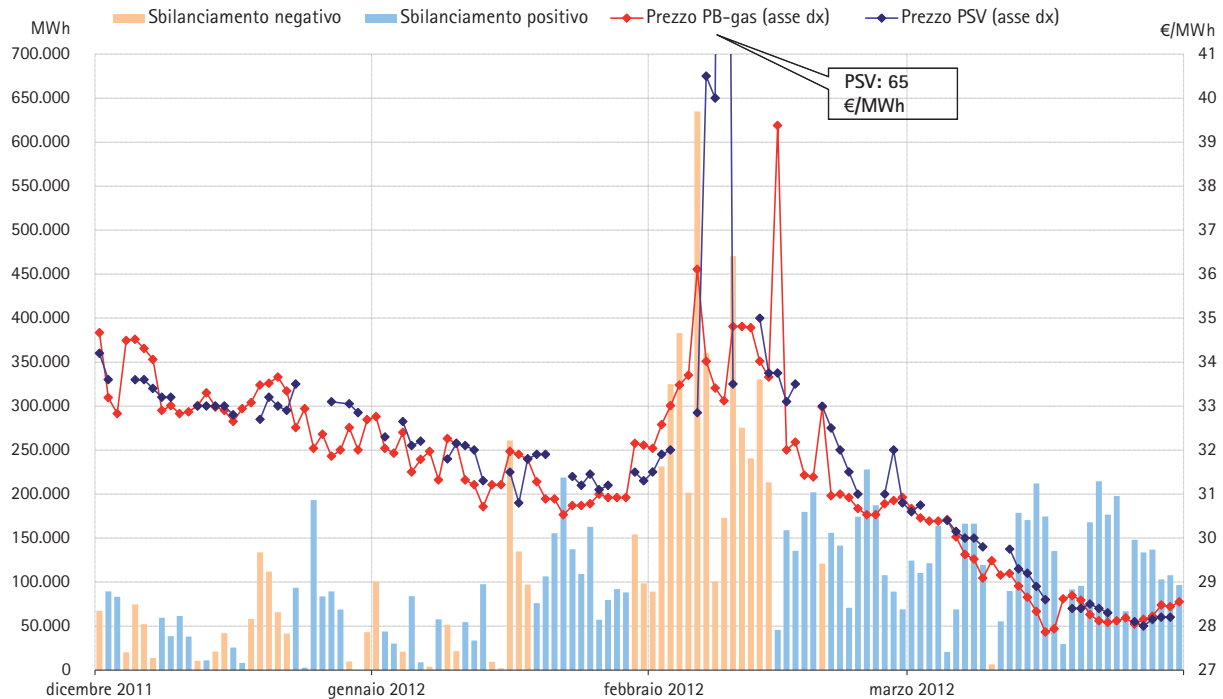
73 Corrispondente al costo di accesso allo stoccaggio strategico di cui al comma 15.10 della deliberazione n. 119/05 aumentato di 3,5 euro/GJ.

In questo caso, la liquidità degli scambi consente una prima analisi complessiva dei prezzi, che, ovviamente, deve riguardare il primo trimestre 2012, data la carenza di serie storiche 2011 (Tab C.3.4).

Il dato più evidente è che il livello medio dei prezzi appare coerente con i valori riportati al PSV, esibendo una correlazione del 54%<sup>74</sup> e uno scarto medio inferiore ad 1 €/MWh. Il dato, in sé comune alle altre piattaforme, è in questo caso potenzialmente rafforzato dal fatto che la PB-GAS si riferisce di principio al giorno gas precedente, rispetto al quale i prezzi registrati al PSV sono già noti. Questo fattore potrebbe spiegare anche la volatilità assai limitata esibita dai prezzi (prossima al 1/2% se si fa l'eccezione del 5% di febbraio) e lo scarto tra prezzi minimi e massimi mensili (prossima ai 2/3 €/MWh se si esclude i circa 9 €/MWh di febbraio).

E' vero, tuttavia, che i due mercati si svolgono in giorni differenti, con un set informativo e un insieme di aspettative potenzialmente molto diversi. Le conseguenze di tutto ciò sono apparse assai evidenti in occasione dei giorni della crisi gas, quando la PB-GAS ha reagito per prima allo shock di domanda con un picco a 36 €/MWh, seguito da una fase di ribasso e da un successivo nuovo picco a 39 €/MWh, mentre il PSV ha reagito solo un giorno dopo la PB-GAS ma allineando due picchi a 40 €/MWh e poi un terzo a 65 €/MWh; tutti valori, vale la pena ricordarlo, comunque inferiori al succitato limite normativo di 82,80 €/MWh. La forte correlazione tra il prezzo registrato sulla PB-GAS e quello registrato sul PSV potrebbe, quindi, essere confermata nel medio termine; essa, tuttavia, potrebbe cambiare, sensibilmente, con la completa apertura della PB-GAS ai volumi offerti (Fig C.3.4).

Fig C.3.4 Prezzi e volumi giornalieri sulla PB-Gas



74 La correlazione risulta inferiore a quella degli altri mercati perché calcolata su base giornaliera e non su base mensile come negli altri casi; peraltro il dato calcolato senza il mese di febbraio sarebbe pari al 97%.

Ad oggi, in effetti, la bassa volatilità dei prezzi sembra riflettere curve di domanda ed offerta molto piatte intorno al punto di equilibrio, con un comportamento di offerta simile a quello riscontrabile, per molti operatori, al PSV: ne danno evidenza i valori dell'indice di comportamento al margine (ICM), che indicano come la variazione di prezzo indotta da una variazione di volumi del  $\pm 5\%$  sarebbe stata inferiore allo 0,3% e come il 26% degli operatori obbligati mediamente presenti offerte in un intorno del  $\pm 5\%$  del prezzo di equilibrio (Tab C.3.5).

Tali andamenti sono, peraltro, favoriti da una condizione strutturale di alta concentrazione degli scambi su mercato, favorita dalla sua liquidità ridotta ed in parte prevedibile: nei primi quattro mesi di scambi, in effetti, la PB-GAS, mediamente, ha esibito un HHI pari a 3.364 e una quota cumulata dei primi tre operatori (CR3) pari al 37,6%, con una percentuale massima di fissazione del prezzo da parte di uno stesso operatore (IOM) al 34,4% (Tab C.3.5). Se, tuttavia, si considera che in questo periodo i volumi offerti sulla PB-GAS sono stati, mediamente, superiori da due a tre volte rispetto a quelli accettati, gli impatti sulla liquidità del passaggio al regime definitivo potrebbero essere sensibili, con le relative conseguenze non solo sugli indici di concentrazione e di comportamento al margine, ma anche sui comportamenti di offerta e, quindi, sui prezzi e le volatilità.

#### Indici di concentrazione e di comportamento al margine (ICM)

Tab C.3.5

		Numero operatori (1)			Elasticità di prezzo (2)							
		HHI	CR3	IOMq	Curva d'acquisto		Curva di vendita		Curva d'acquisto		Curva di vendita	
					sx	dx	sx	dx	sx	dx	sx	dx
2010	Dicembre	4.017	57,1%	44,8%	9	22	25	8	-0,0%	0,0%	0,1%	-0,0%
	Gennaio	3.098	54,7%	49,0%	6	22	28	10	-0,0%	0,0%	0,1%	-0,1%
2011	Febbraio	3.369	43,4%	33,4%	15	17	25	11	-0,1%	0,2%	0,1%	-1,1%
	Marzo	2.973	43,2%	41,9%	3	8	26	12	0,0%	0,0%	0,1%	-0,0%
	Totale	3.364	37,6%	34,4%	8	17	26	10	-0,0%	0,1%	0,1%	-0,3%

1) Intorno pari a  $\pm 5\%$  del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione

2) Intorno pari a  $\pm 5\%$  dei volumi scambiati in ciascuna sessione

#### Quote di mercato dei primi dieci operatori

Tab C.3.6

	Totale	Acquisti	Vendite
E.ON ENERGY TRADING	16,9%	12,8%	4,1%
SHELL ITALIA	13,2%	8,2%	5,0%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA	7,5%	7,0%	0,5%
ENEL TRADE	7,3%	0,1%	7,2%
BP ITALIA	6,5%	5,5%	1,0%
ENI	5,9%	1,7%	4,2%
EDISON	5,0%	0,0%	5,0%
GUNVOR INTERNATIONAL	3,3%	2,9%	0,4%
HERA TRADING	2,8%	0,8%	2,0%
ELETTROGAS	2,6%	2,4%	0,1%
Altri	28,9%	17,5%	11,5%

### 3.4 Confronti internazionali

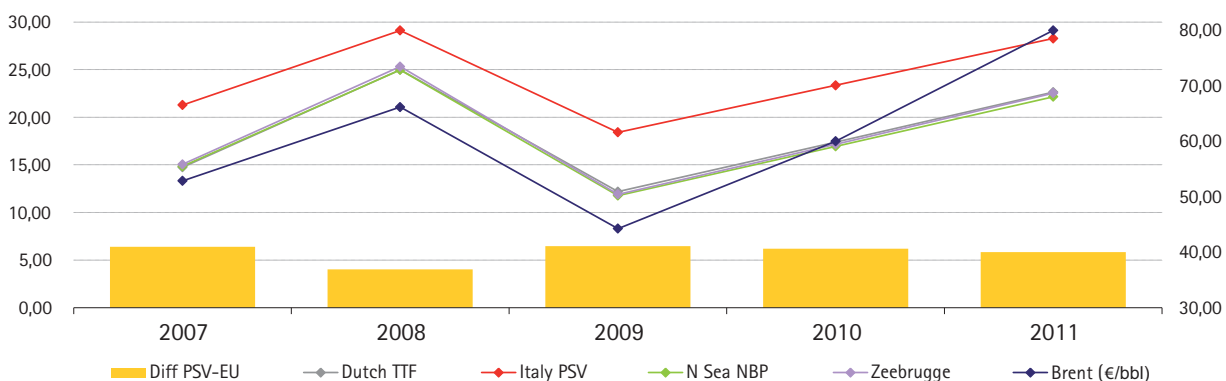
I dati quotati in Italia sul M-GAS e sulla PB-GAS non consentono ancora un confronto con gli altri hub europei, a causa della limitata liquidità del primo e del recente avvio della seconda. A tal fine i dati al PSV costituiscono ancora il parametro di riferimento. Tale scelta è peraltro giustificata dal generale allineamento tra le quotazioni prodotte su tali mercati e i prezzi riportati al PSV.

Il dato che, in prima battuta, emerge chiaramente da tale confronto è rappresentato dal fatto che – a dispetto di una liquidità assoluta inferiore rispetto a quella che connota altri grandi hub europei collocati al crocevia delle più ricche aree di produzione e scambio d'Europa – i volumi spot in Italia stiano crescendo in maniera sostenuta e duratura secondo un trend ormai pluriennale. Un fenomeno che certamente accomuna l'Italia ad altri paesi, ma che qui appare più forte, anche in ragione della recente istituzione del mercato spot nazionale. Così se i 600 TWh di volumi annui collocano il PSV nella fascia bassa dei principali hub europei insieme a Zeebrugge e Cegh, lontano dai 1.700 TWh dell'olandese TTF e dai 19.000 TWh dell'inglese NBP, in termini di crescita il PSV appare tra i più vitali sia su base annua (+34%) sia soprattutto in un trend pluriennale, con un +270% sul 2008 che lo distanzia sensibilmente dal +76% di NBP, +128% di Cegh e persino dal +170% di TTF. Il dato è particolarmente interessante in un contesto di domanda industriale stagnante e di spiazzamento da parte delle rinnovabili della domanda termoelettrica e conferma, ancora una volta, la grande e crescente domanda di flessibilità a breve del nostro sistema, in questa fase di mercato lungo (Tab. C.3.7).

Tab C.3.7 Volumi di gas scambiati sugli hub europei

Hub Europei (dati in GWh)	Riferimento	2011	2010	2009	2008	Δ% 2011/2010
Zeebrugge	Belgio	765.091	724.008	723.082	505.588	+6%
PSV	Italia	641.137	479.151	260.591	173.742	+34%
CEGH	Austria	435.019	378.662	253.336	166.018	+15%
NBP	Regno Unito	19.079.080	13.733.843	11.627.961	10.844.971	+39%
TTF	Olanda	1.731.034	1.122.150	801.593	639.038	+54%

Fig C.3.5 Prezzi agli hub europei





Quanto ai prezzi, l'aumento del Brent (+33% se si tiene conto del tasso di cambio) ha spinto al rialzo tutte le piazze europee per il secondo anno consecutivo, riportandone le quotazioni a ridosso dei livelli raggiunti nel 2008, con il PSV attestato a 28,27 €/MWh (+21%) a fronte di un valore medio prevalente su tutte le altre piazze europee prossimo ai 22-23 €/MWh (+30%). Tali dati, insieme all'analisi delle serie mensili, confermano alcuni tratti di fondo del mercato gas nazionale.

Da un lato, si conferma uno stacco di 5-6 €/MWh tra prezzo italiano e quello europeo, che giustifica quasi metà del differenziale del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica tra Italia e mercati transalpini – che dura ormai da anni – al netto di alcune oscillazioni di breve termine. In tal senso è interessante notare come, dopo il suo sostanziale azzeramento nei primi cinque mesi dell'anno, tale differenziale sia tornato ad allargarsi fino quasi a raddoppiare nel secondo semestre, riportando la media annua in linea con quella degli ultimi anni (Fig.C.3.7).

Dall'altro, proprio l'andamento di tale spread, sembra riflettere un diverso comportamento dei prezzi gas, più strettamente correlati alle quotazioni petrolifere in Italia rispetto a quanto accade sulle piattaforme continentali. Il cosiddetto decoupling tra prezzo gas e prezzo petrolio è un dato ormai abbastanza consolidato sulle principali piazze europee, che continuano a riflettere la variazione media del petrolio solo su base annua ed in maniera sempre più debole, evidenziando per contro dinamiche di breve termine del tutto autonome e indipendenti, legate sempre più al gioco della domanda e dell'offerta. Viceversa, come già si accennava nel capitolo C.1.2, nel caso italiano, l'andamento mensile delle quotazioni è ancora fortemente influenzato dall'andamento dell'indice QE (la componente amministrata del prezzo del gas legata alla copertura dei costi della materia prima), che per sua natura segue in maniera abbastanza fedele l'andamento della quotazione del Brent convertita in euro e ritardata di sei mesi (Fig.C.3.7). Un dato che riflette la mancanza di mercati spot ancora sufficientemente liquidi e che garantisce, quindi, nel nostro sistema un ruolo più rilevante che all'estero delle formule contrattuali preesistenti – tendenzialmente regolate e indicizzate – con segnali di prezzo fortemente correlati all'andamento del Brent e poco capaci di riflettere fenomeni puntuali di scarsità o abbondanza. In questo contesto, gli stessi valori riportati al PSV, che in alcune fasi di mercato evidenziano maggiore volatilità e indipendenza, rispondendo alle variazioni di domanda e offerta di breve termine, sembrano, in media, seguire abbastanza fedelmente i riferimenti suddetti (Fig.C.3.7, Tab.C.3.8).

Anche in Italia l'eccesso di offerta indotto dalla crisi dei consumi e la crescente liquidità delle piattaforme disponibili, rendono sempre più evidente un allentamento di questo legame tra prezzo spot e prezzo indicizzato. Un segnale rafforzato dalla stessa recente decisione dell'AEEG di modificare i criteri di calcolo della QE includendo una quota indicizzata al valore spot delle principali quotazioni europee e di cui si potranno osservare gli effetti nel prossimo futuro<sup>75</sup>.

---

75 Delibera 30 marzo 2012 116/2012/R/gas

Fig C.3.6: Quotazioni mensili sui principali hub europei (€/MWh)

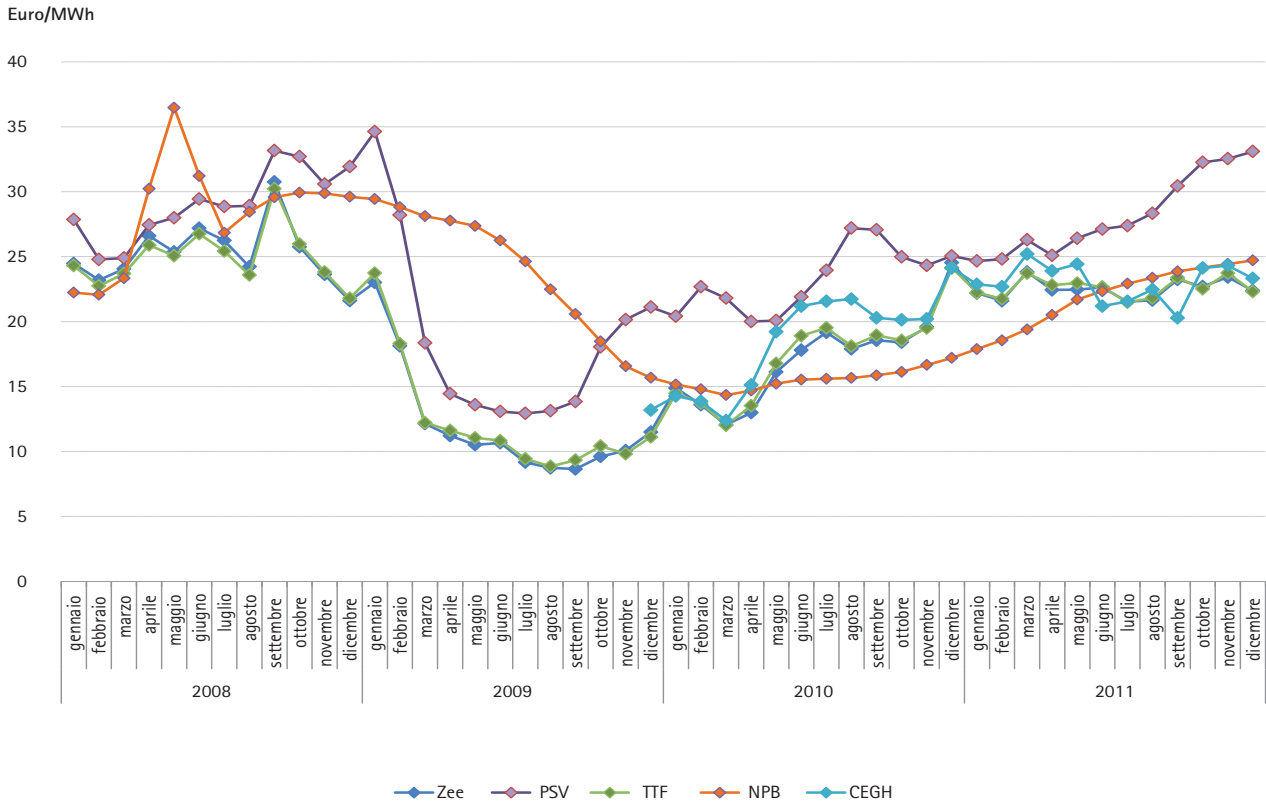
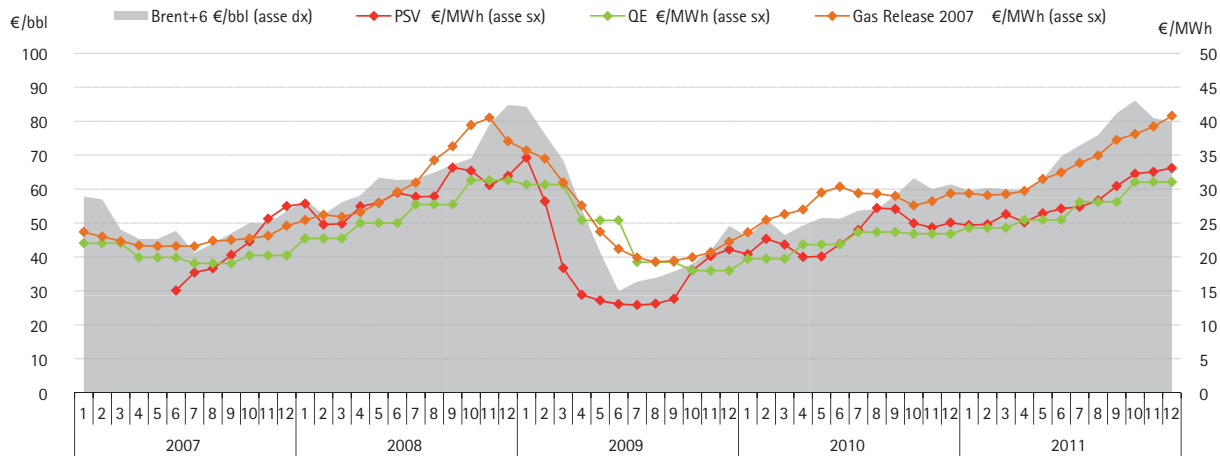


Fig C.3.7: Prezzo PSV, QE, Gas Release 2007 (€/MWh), Brent ritardato di 6 mesi (€/bbl)



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters

Tab C.3.8: Principali indicatori di costo gas all'ingrosso

€/MWh	2011	2010	2009	2008	Δ% 2011/2010
Gas Release 2007	33,79	27,92	24,60	31,68	21,0%
QE	27,23	22,17	23,33	26,68	22,8%
PSV	28,27	23,34	18,41	29,11	21,1%

Fonte: elaborazione GME su dati SRG, AEEG, Thomson Reuters

## 4. I MERCATI AMBIENTALI

### 4.1 Mercato dei Certificati Verdi

Anche nel 2011 è proseguita la crescita del numero di operatori iscritti al Mercato dei Certificati Verdi (MCV) con un incremento pari a 55 operatori rispetto alla fine del 2010.

La gestione operativa del MCV ha previsto, nel corso del 2011, l'organizzazione e la gestione di 47 sessioni del mercato organizzato, durante le quali gli operatori hanno negoziato 4.126.473 CV, con un controvalore totale superiore a 339 milioni di euro.

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle suddette sessioni di mercato, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 82,25 €/MWh.

I CV con anno di riferimento 2011 sono stati quelli più scambiati nel corso dell'anno, rappresentando circa il 58,47 % del numero totale di CV negoziati sul mercato organizzato, seguiti dai CV con anno di riferimento 2010, i quali hanno rappresentato il 38,49 % sul totale.

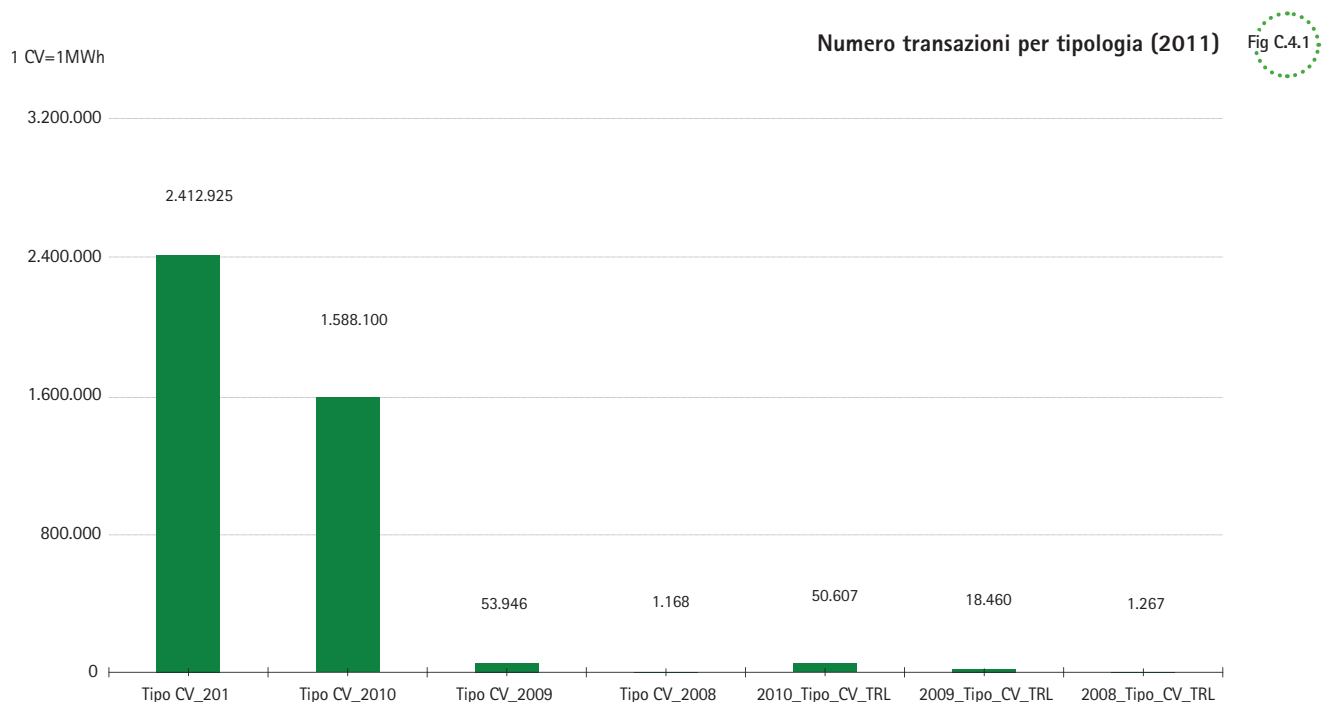
Nella tabella C.4.1 sono riassunte le statistiche principali relative agli scambi sul mercato organizzato nel corso del 2011:

Scambi MCV – 2011



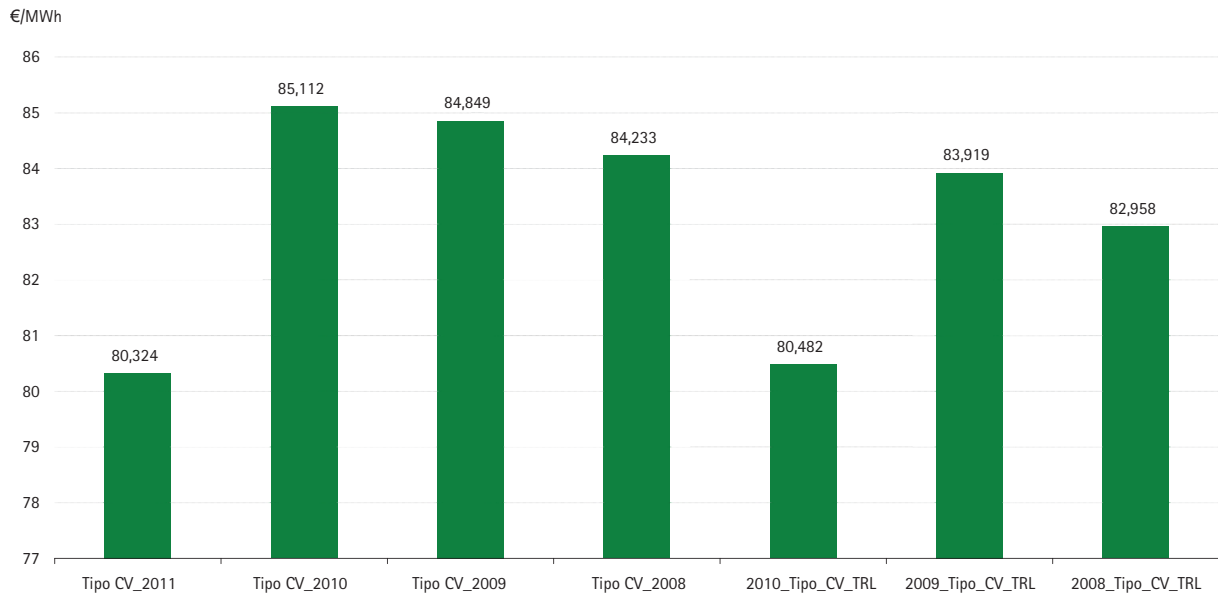
Anno di riferimento	Tipo CV				Tipo CV TRL		
	Tipo CV_2011	Tipo CV_2010	Tipo CV_2009	Tipo CV_2008	2010_Tipo_CV_TRL	2009_Tipo_CV_TRL	2008_Tipo_CV_TRL
CV Scambiati su MCV	2.412.925	1.588.100	53.946	1.168	50.607	18.460	1.267
Valore totale	€ 193.816.232,91	€ 135.166.943,45	€ 4.577.279,49	€ 98.384,40	€ 4.072.927,83	€ 1.549.152,41	€ 105.107,50
Prezzo min	€ 78,92	€ 79,99	€ 79,95	€ 84,00	€ 79,00	€ 79,05	€ 80,00
Prezzo max	€ 86,10	€ 92,50	€ 87,15	€ 84,60	€ 85,00	€ 84,90	€ 87,15
Prezzo medio CV (2010)	€ 80,32	€ 85,11	€ 84,85	€ 84,23	€ 80,48	€ 83,92	€ 82,96

Nel grafico seguente vengono rappresentati i volumi scambiati nel corso del 2011 raggruppati per tipologia:



Nel grafico successivo, vengono, infine, rappresentati i prezzi medi ponderati relativi a tutte le sessioni del 2011, per ciascuna tipologia di certificato:

Fig C.4.2 Prezzi medi ponderati sui volumi per tipologia (2011)



Analizzando la serie dei prezzi medi ponderati del mercato CV nel corso del 2011, si è proceduto a calcolare un indice di volatilità basato sulla deviazione standard dei ritorni logaritmici dei prezzi settimanali rispetto alla media annuale dei ritorni logaritmici settimanali. In particolare, è stata esaminata la serie dei prezzi di chiusura dei CV con anno di riferimento 2011 nelle sessioni di mercato tenutesi nel periodo aprile 2011 – marzo 2012.

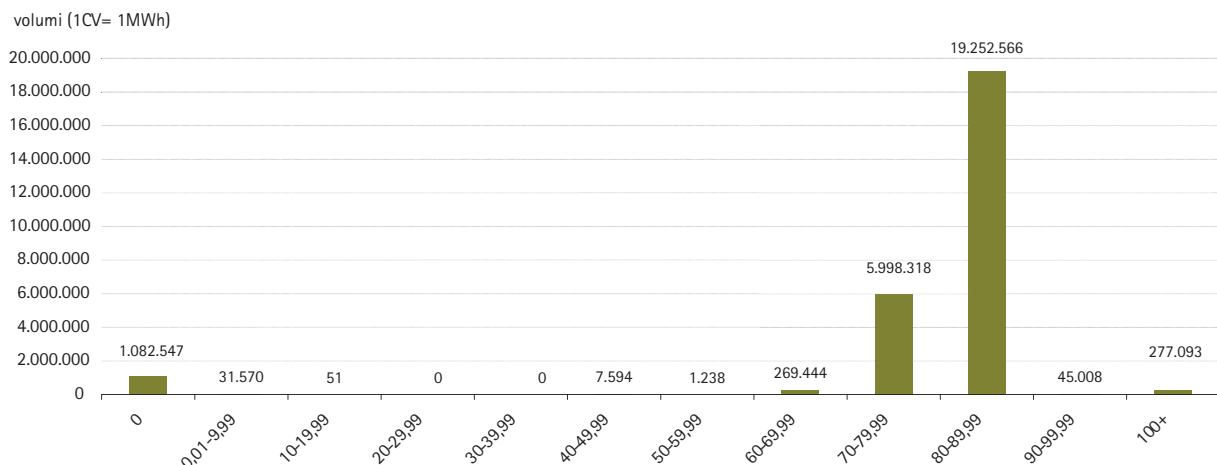
L'indice di volatilità così calcolato è risultato pari a 0,48.

Oltre agli scambi sul mercato organizzato, i CV sono stati negoziati attraverso contratti bilaterali. A tal proposito si ricorda che, dal 2009, è stata introdotta l'obbligatorietà della registrazione di tutte le contrattazioni bilaterali, con indicazione del prezzo, sulla Piattaforma dei Bilaterali CV (PBCV).

Nel corso del 2011, i contratti registrati attraverso la PBCV hanno raggiunto un volume totale di certificati pari a 26.965.429. Il totale dei CV scambiati sul mercato organizzato e sulla PBCV è risultato pari a 31.091.902.

Nella tabella C.4.2 sono riportati i volumi suddivisi per classi di prezzo:

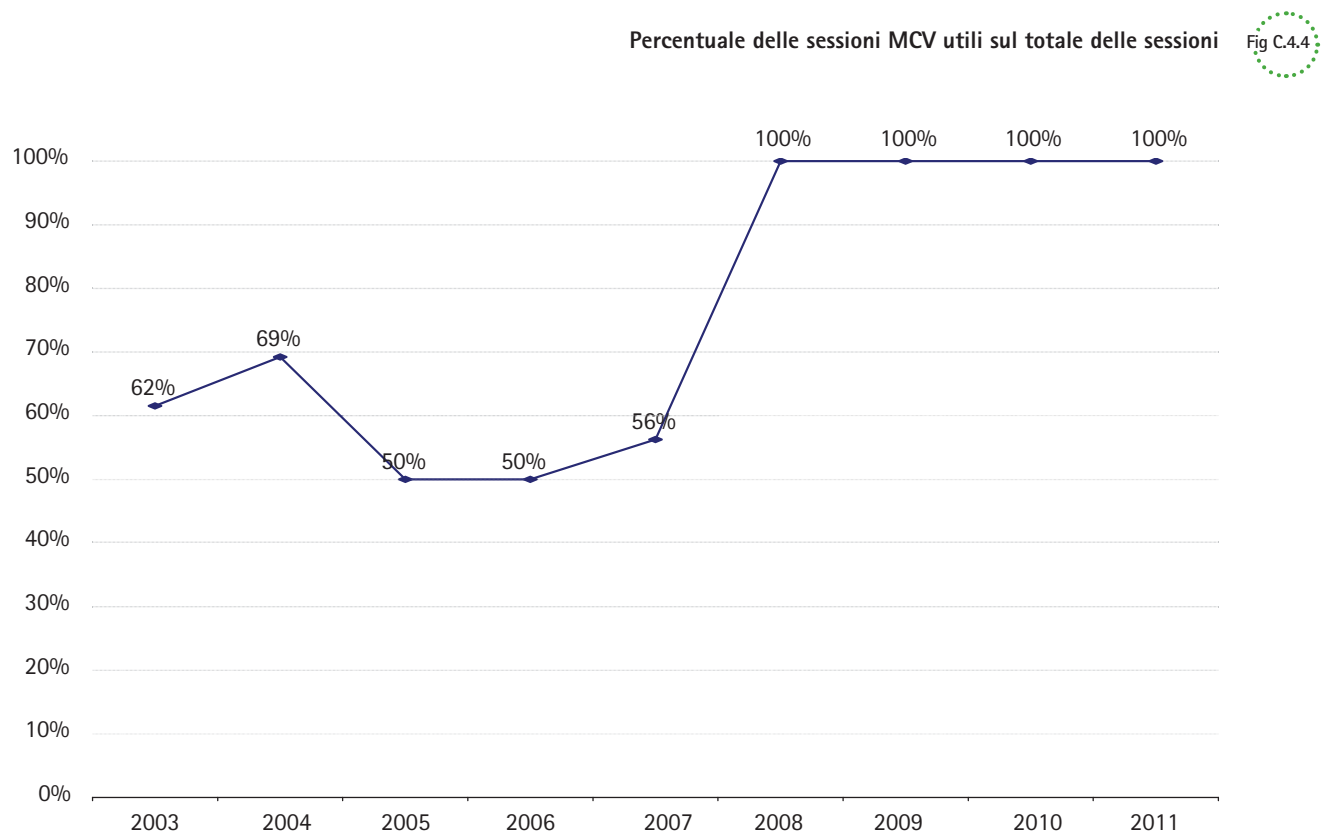
Fig C.4.3 CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo nel 2011



Il mercato dei CV ha registrato, nel corso del tempo, un lento ma costante processo di maturazione dimostrato, nel corso degli ultimi anni, dalla conclusione di scambi in tutte le sessioni di mercato organizzate, dalla sempre maggiore partecipazione degli operatori e dagli effetti significativi osservati sul processo di formazione del prezzo.

Ad evidenza di ciò, è stata condotta un'analisi volta a verificare quale fosse la percentuale delle sessioni utili (con almeno uno scambio) rispetto al totale delle sessioni in un anno. Tale percentuale è, gradualmente, cresciuta nel corso degli anni fino ad arrivare, a partire dal 2008, al 100%. Da una situazione in cui gli scambi avvenivano, principalmente, nel corso delle sessioni a ridosso della data ultima per l'adempimento dell'obbligo, si è passati ad una partecipazione degli operatori in tutte le sessioni organizzate nel corso dell'anno. A ciò ha contribuito, in modo determinante, l'introduzione del ruolo del GME quale controparte centrale nel mercato organizzato, avvenuta nel novembre del 2008.

Nel grafico successivo, Fig.C.4.3, viene rappresentata la percentuale delle sessioni utili, a partire dal 2003, sul totale delle sessioni in ciascun anno:



Dal punto di vista della concentrazione della domanda e dell'offerta di CV, è stata calcolata la percentuale di scambi rappresentata dai primi 3 operatori e dai primi 10 operatori. Per quanto riguarda la domanda, i primi 3 operatori hanno rappresentato circa il 54% della domanda totale sul mercato organizzato, mentre i primi 10 hanno rappresentato quasi l'81%. Per ciò che, invece, riguarda l'offerta, la percentuale dei primi 3 operatori è stata di quasi il 26%, mentre i primi 10 operatori hanno rappresentato il 52% circa. La minore concentrazione dell'offerta, rispetto alla domanda, riflette una situazione di mercato che vede l'offerta principalmente costituita da una pluralità di produttori da fonti rinnovabili e la domanda rappresentata soprattutto dai maggiori produttori da fonti convenzionali, soggetti all'obbligo, con una quota di mercato rilevante anche sul mercato elettrico.

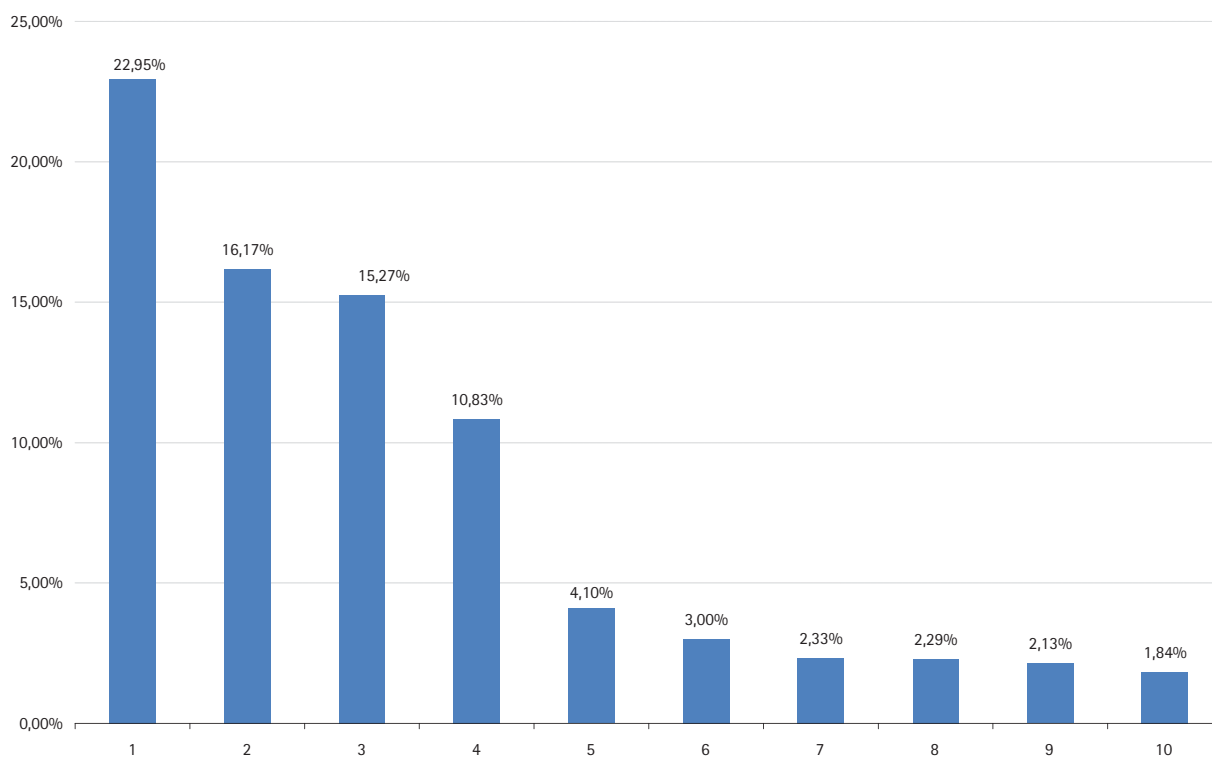
Nella Tab. C.4.2 seguente sono riportate le quote percentuali degli operatori lato domanda e lato offerta del mercato CV:

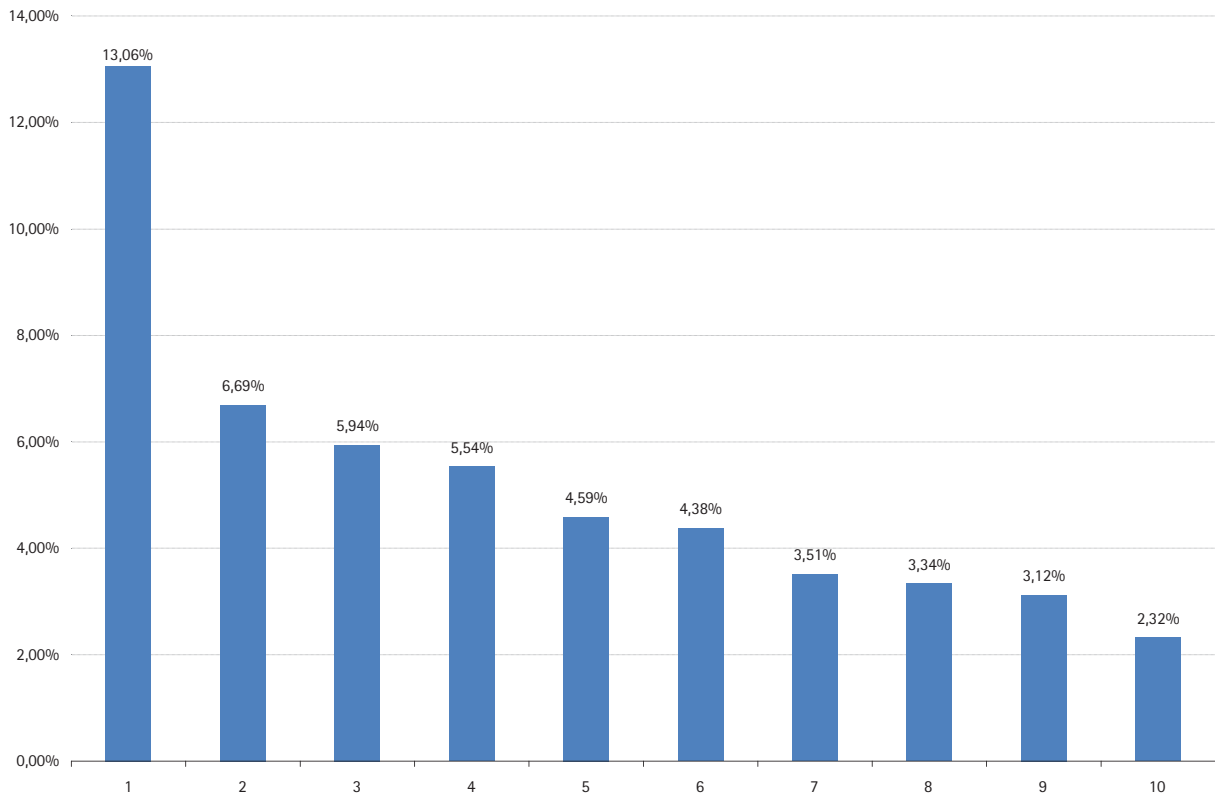
Tab C.4.2: Quote di mercato operatori CV

Quota di mercato operatori CV		
	lato domanda	lato offerta
primi 3	54,39%	25,69%
primi 10	80,90%	52,49%

I grafici seguenti mostrano le diverse quote di mercato dei primi 10 operatori, sia lato domanda che lato offerta:

Fig C.4.5: Percentuale primi 10 operatori CV lato domanda

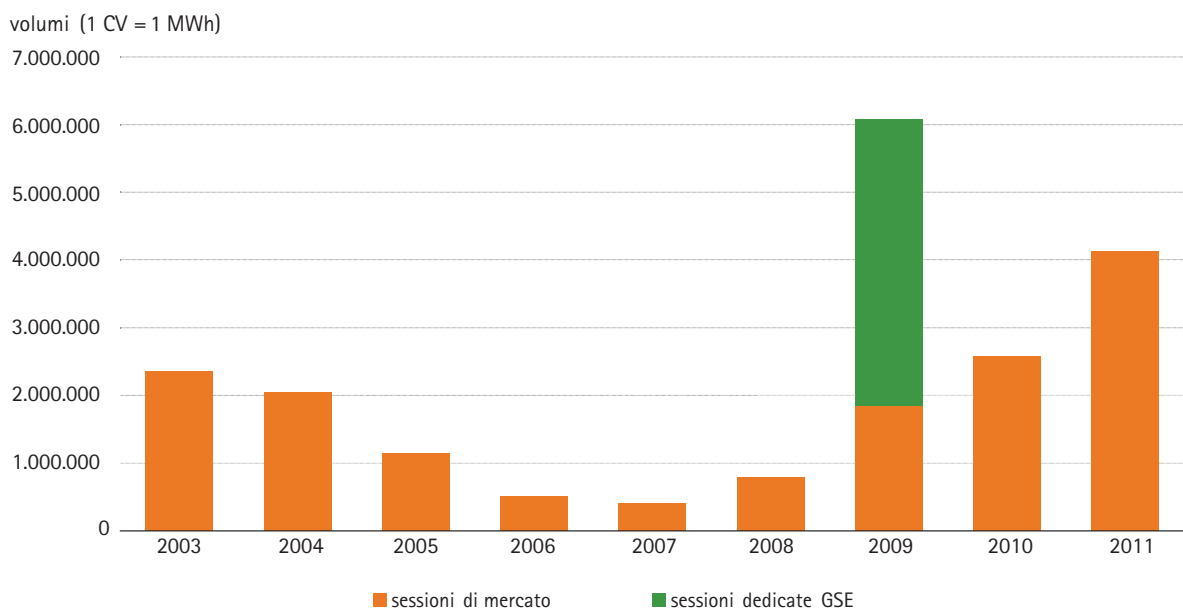


Percentuale primi 10 operatori CV lato offerta 

### Analisi storica dei volumi

Dal punto di vista dell'andamento storico dei volumi dei Certificati Verdi scambiati sul mercato organizzato, dopo una discesa costante nel periodo 2003-2006, dovuta principalmente ad una diminuzione della partecipazione del GSE sul mercato, alla luce della crescente offerta di certificati da parte di nuovi produttori da fonti rinnovabili, dal 2007, in poi, i volumi hanno ripreso a crescere, seguendo un percorso di maturazione del mercato stesso.

Di seguito il grafico con i volumi scambiati sul mercato organizzato nel corso degli anni.

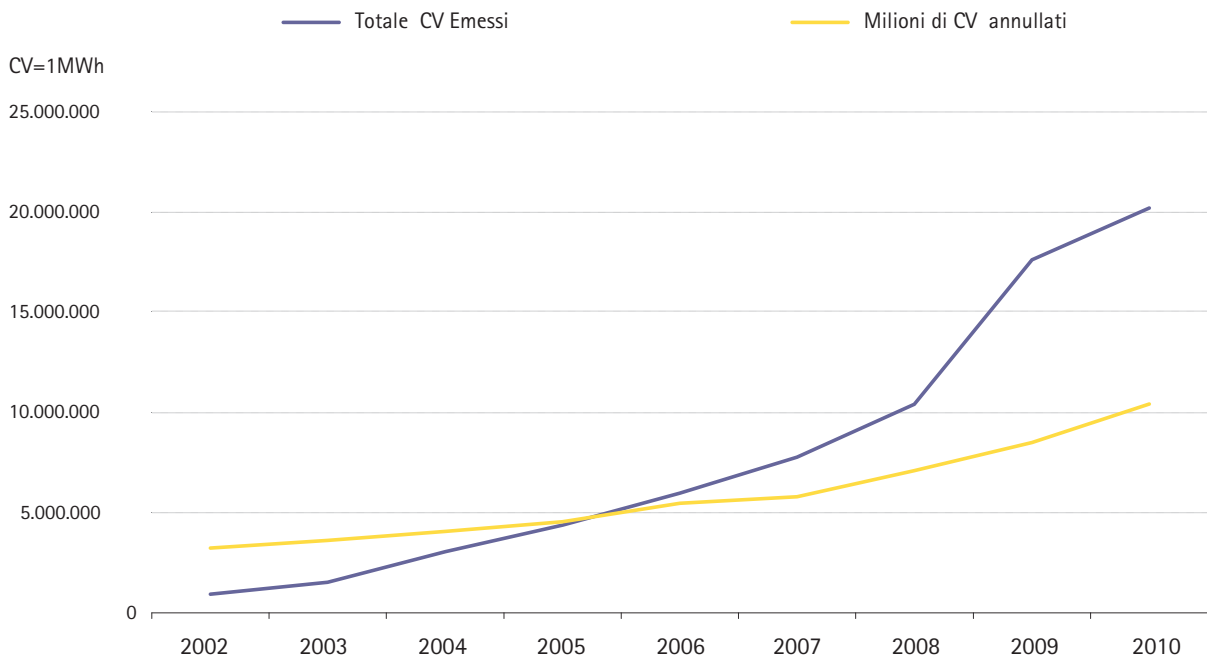
Numero CV scambiati sul mercato organizzato dal GME 

L'incremento dei volumi scambiati sulla piattaforma rispetto all'anno precedente, passati da 2.578.638 CV nel 2010 a 4.126.473 CV nel 2011 (+60,02%), riflette sia l'incremento dell'obbligo, passato dal 6,05% al 6,80% (+12,4%) sia una preferenza degli operatori per gli scambi attraverso la sede di negoziazione organizzata dal GME.

Il grafico seguente evidenzia la crescita dei CV emessi rispetto a quelli necessari per l'adempimento dell'obbligo:

Fig C.4.8

CV emessi e CV annullati (2002-2010)



Il confronto tra CV emessi e CV annullati fornisce anche indicazioni su come i prezzi dei CV sono variati nel corso degli anni.

In particolare, si possono individuare tre fasi distinte dal punto di vista della volatilità dei prezzi:

- fase a) relativa al periodo che va dal 2003 al 2006, in cui i prezzi hanno seguito un trend crescente con la domanda dei soggetti obbligati superiore all'offerta dei produttori da fonti rinnovabili "privati";
- fase b) relativa al periodo che va dal 2007 al 2008, in cui i prezzi sono scesi drasticamente rispetto ai livelli del quadriennio precedente;
- fase c) relativa all'anno 2009, anno in cui i prezzi sono risaliti, posizionandosi su livelli medi rispetto all'intero periodo.

Nella fase a) la crescita dei prezzi dei CV è avvenuta sostanzialmente per due ragioni. La prima è da ricondursi ad una situazione di mercato in cui la domanda dei soggetti obbligati era superiore all'offerta dei produttori da fonti rinnovabili "privati" (senza considerare, quindi, l'offerta di CV rappresentata dal GSE, titolare di CV relativi agli impianti CIP6<sup>76</sup> da esso stesso contrattualizzati). In un contesto simile, i produttori con CV da vendere, conoscendo la situazione di eccesso di domanda e consapevoli del fatto che il GSE non avrebbe "spiazzato" l'offerta privata,

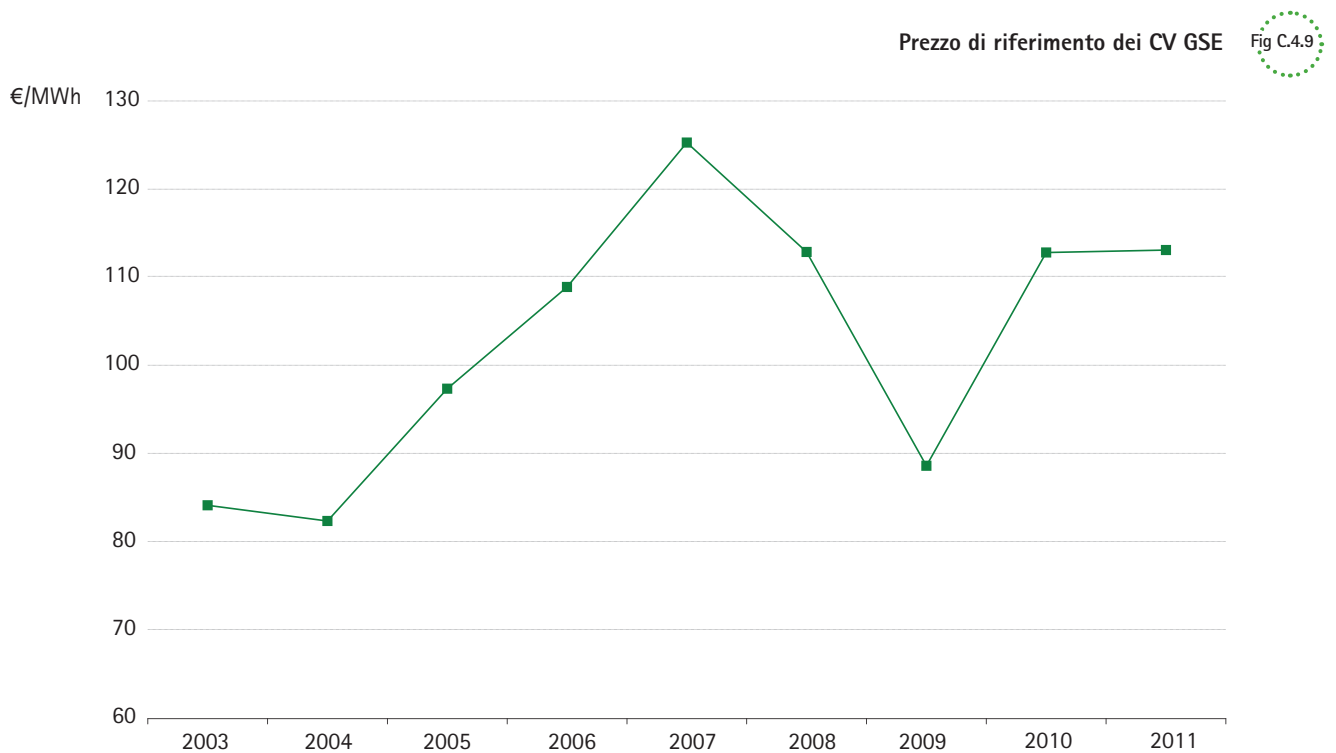
76 Successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, noto come "decreto Bersani", la titolarità di tutte le convenzioni CIP6 con le quali erano state incentivate fino ad allora le produzioni di energia elettrica da fonti rinnovabili, passavano dall'ENEL al Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN, oggi GSE).



consentendo il collocamento sul mercato di tutti gli altri CV, fissavano un prezzo di vendita in prossimità del prezzo di riferimento GSE. Tale prezzo ha costituito e costituisce anche oggi un tetto ai valori di mercato.

La seconda ragione è che il prezzo di riferimento del GSE è aumentato ogni anno all'interno del periodo 2003-2006, ad eccezione di un anno in cui è rimasto pressoché costante. Tale prezzo veniva calcolato, annualmente, come differenza tra il costo medio sostenuto dal GSE per acquistare l'energia elettrica prodotta dagli impianti CIP6 ed i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia stessa sul mercato<sup>77</sup>. Con il passare del tempo, gli impianti a cui scadevano le convenzioni CIP6 erano tendenzialmente meno costosi degli impianti che entravano in funzione e beneficiavano della tariffa di incentivazione, con conseguente incremento netto dei costi del GSE. Con un prezzo dell'energia elettrica sostanzialmente stabile nel periodo, il prezzo dei CV di proprietà del GSE aumentava di anno in anno. E grazie alla situazione di eccesso di domanda sopra descritta, i CV registravano ogni anno dei massimi crescenti sul mercato, arrivando a superare i 120 €/MWh rispetto agli 82-84 €/MWh di inizio periodo.

Si riporta di seguito il grafico relativo all'andamento del prezzo di riferimento dei CV del GSE nel corso degli anni:



Fonte: elaborazioni GME su dati GSE

L'incremento dei prezzi durante la fase a) ha, tuttavia, stimolato gli investimenti in nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, grazie ai quali è cresciuta la capacità installata ed il numero di CV privati in offerta. Nella fase b), infatti, si è rovesciato il rapporto tra domanda obbligata ed offerta privata, venendosi a determinare una situazione di eccesso di offerta in cui il GSE non interveniva più sul mercato vendendo i suoi CV, in quanto l'offerta privata era più che sufficiente a coprire la domanda. I produttori privati si sono così trovati, per la prima volta, nella condizione

Limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, e non quella prodotta da fonti assimilate, acquistata attraverso le convenzioni, il GSE emette a proprio favore CV e li colloca sul mercato ad un prezzo fissato per legge.

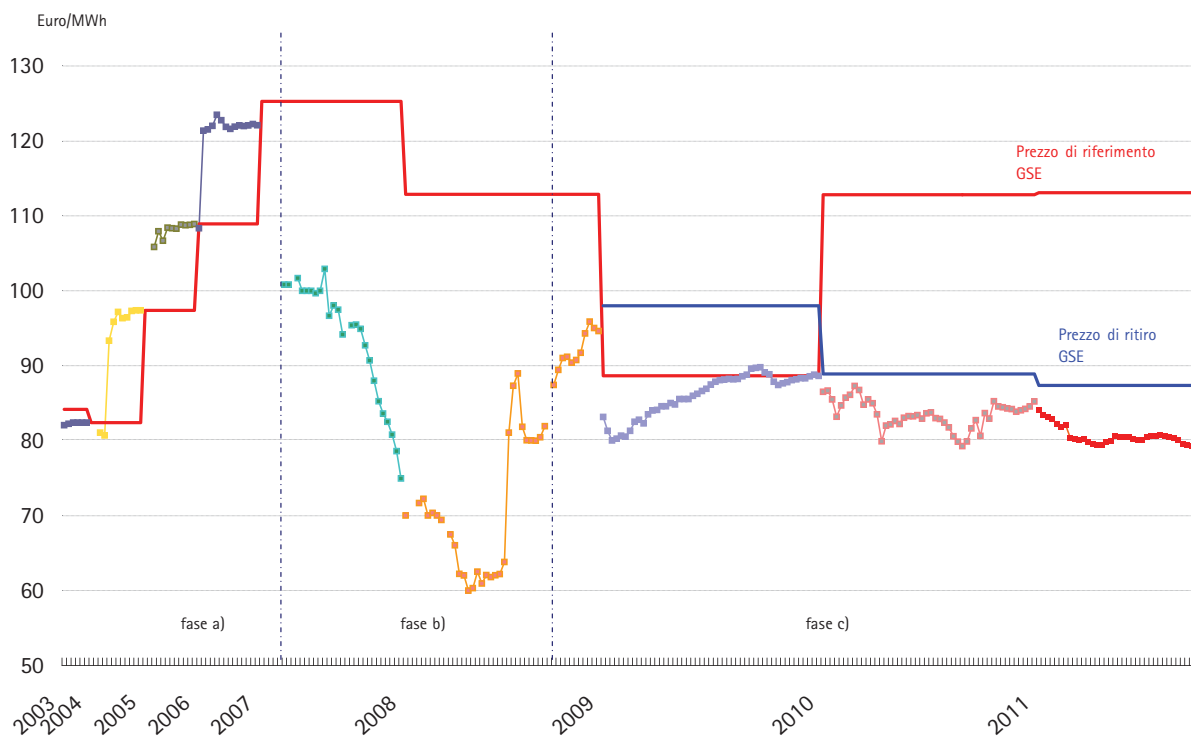
<sup>77</sup> La Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 ha modificato il meccanismo di calcolo del prezzo di riferimento del GSE limitandone le possibilità di incremento. Il nuovo meccanismo prevede infatti che il prezzo venga calcolato come differenza tra 180 € ed il prezzo medio dell'energia elettrica calcolato dall'AEEG relativamente all'anno precedente a quello cui si riferiscono i CV.

di dover concorrere tra di loro per riuscire a collocare i CV sul mercato, spingendo in tal modo al ribasso il prezzo. Tale situazione è perdurata anche per buona parte del 2008, quando si sono registrati dei minimi di prezzo al di sotto dei 60 €/MWh. Poiché le proiezioni sulla crescita della domanda, determinata dall'incremento della percentuale d'obbligo, mostravano una situazione di eccesso di offerta strutturale e gli investimenti effettuati rischiavano di non ottenere una remunerazione sufficiente, il legislatore è intervenuto introducendo, con il decreto 18 dicembre 2008, la norma transitoria che prevede il ritiro, da parte del GSE, dei CV in eccesso rispetto a quelli necessari ai soggetti obbligati, in ogni anno del periodo 2009-2011.

La fase c), iniziata con l'introduzione del decreto del 18 dicembre 2008 e della succitata norma transitoria, si caratterizza per una relativa stabilità dei prezzi, grazie all'automatismo introdotto. Il GSE, agendo come acquirente di ultima istanza, è in grado di assorbire completamente l'offerta eccedente, garantendo un perfetto bilanciamento di mercato. Ultimamente, il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha previsto che il prezzo di ritiro dei CV in eccesso per le produzioni degli anni 2011-2015 non sia più pari alla media dei prezzi di mercato dei CV nei tre anni precedenti a quello del ritiro, ma sia pari al 78% del prezzo di riferimento dei CV del GSE, ovvero alla differenza tra 180 € ed il prezzo medio dell'energia elettrica relativo all'anno precedente a quello del ritiro, come calcolato dall'AEEG.

Si riporta, di seguito, il grafico del prezzo dei CV nel corso degli anni<sup>78</sup>, a partire dal 2003, raffrontato con i prezzi di riferimento del GSE ed i prezzi di ritiro (dal 2009 in poi) del GSE stesso:

Fig C.4.10: Andamento dei prezzi CV rispetto all'andamento del prezzo di ritiro GSE



78 Per ogni periodo compreso tra il 1 aprile di un anno e il 31 marzo dell'anno successivo, il prezzo si riferisce a quello dei CV con anno di riferimento coincidente con quello del periodo in esame.

Un'analisi della volatilità nel periodo 2007-2011, eseguita utilizzando il metodo basato sulla deviazione standard dei ritorni logaritmici dei prezzi settimanali rispetto alla media annuale dei ritorni logaritmici settimanali, ha prodotto i seguenti risultati:

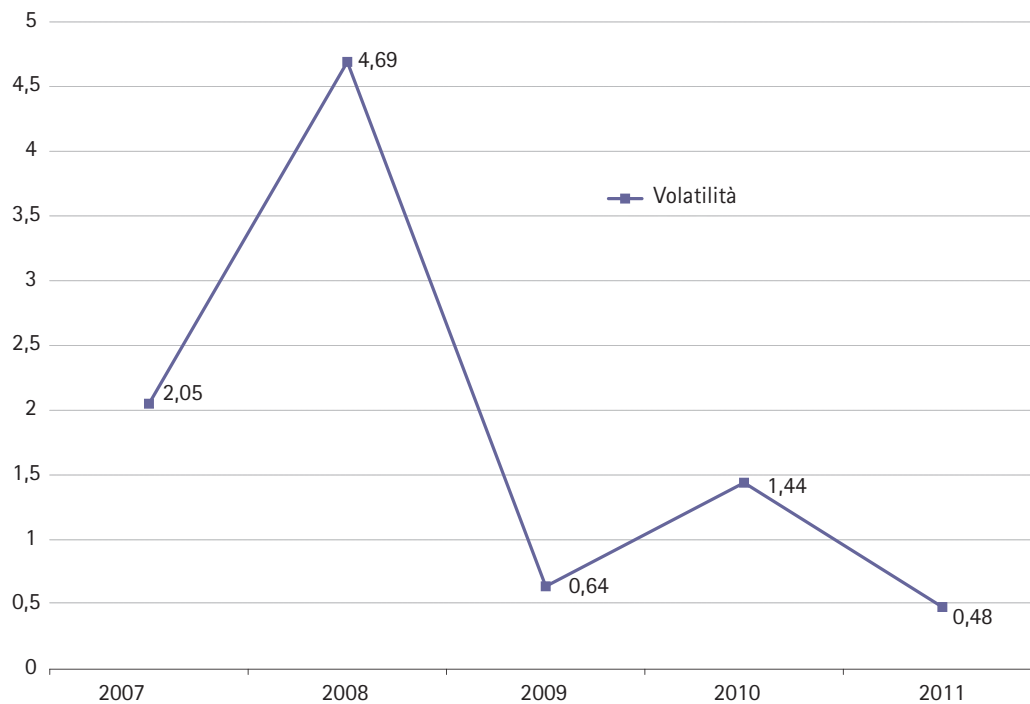
Analisi della volatilità Tab C.4.3

Anno	2007	2008	2009	2010	2011
Volatilità	2,05	4,69	0,64	1,44	0,48

La volatilità relativa ad un anno è stata calcolata prendendo in considerazione i prezzi medi ponderati delle sessioni di mercato organizzato nel periodo che va dall'aprile dell'anno in esame al marzo dell'anno successivo.

Si riporta di seguito il grafico relativo ai valori contenuti nella tabella precedente:

Analisi della volatilità Fig C.4.11



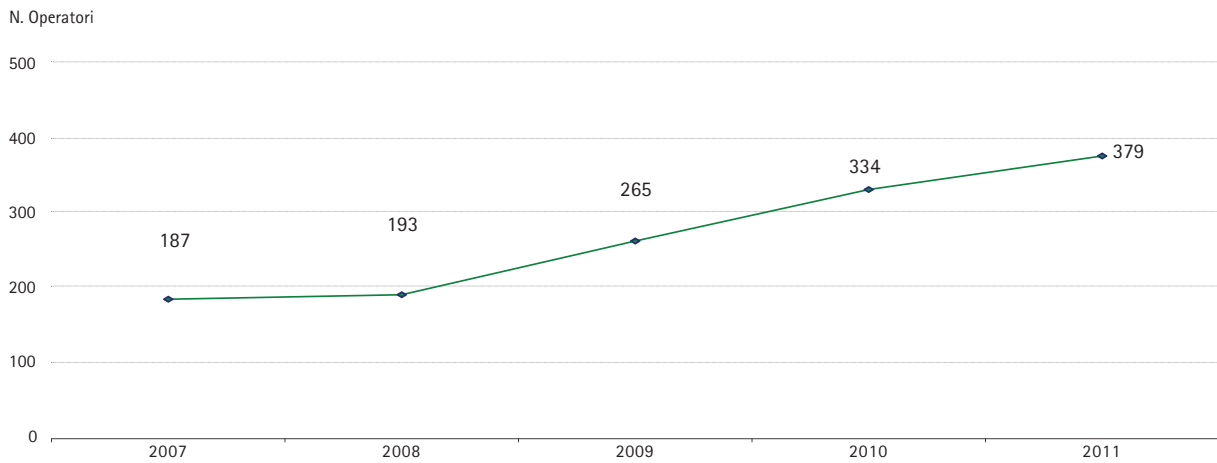
I dati confermano che nel periodo 2007-2008, fase in cui i prezzi dei CV sono scesi repentinamente a causa del superamento dell'offerta rispetto alla domanda dei soggetti obbligati, si è registrata una volatilità elevata. Al contrario, nel momento in cui è stata introdotta la norma che prevede il ritiro dei CV in eccesso da parte del GSE, i prezzi si sono stabilizzati e il valore della volatilità è diminuito in misura sensibile.

## 4.2 Titoli di efficienza energetica

Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ha registrato, nel corso del 2011, un aumento del numero degli operatori e dei volumi dei TEE scambiati sia sul mercato sia bilateralmente.

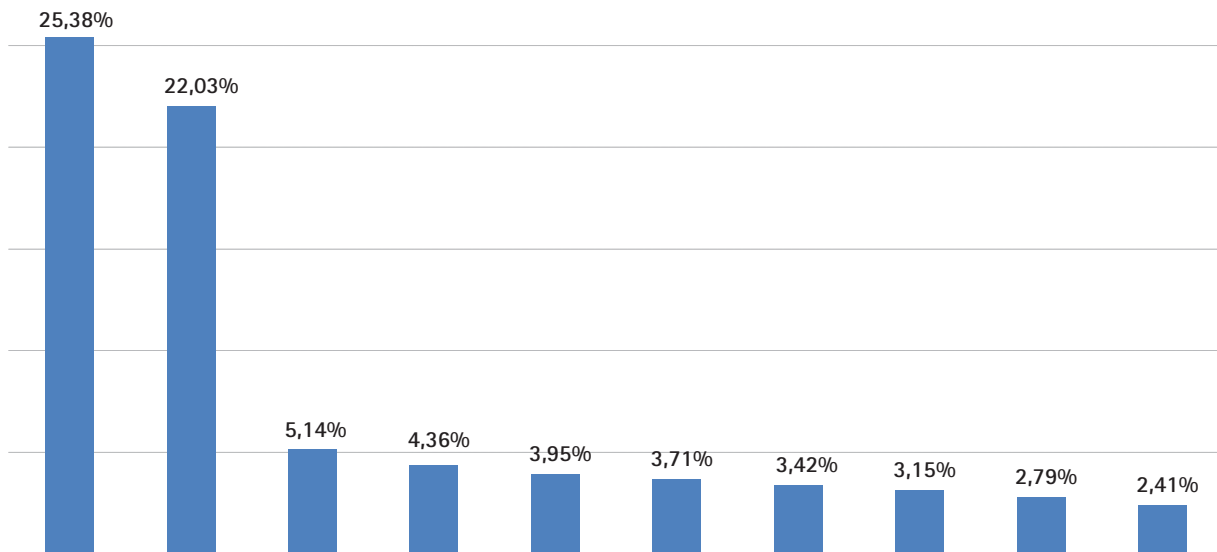
Al 31 dicembre 2011 gli operatori iscritti al Registro TEE risultano pari a 512, di cui 379 hanno richiesto ed ottenuto la qualifica di operatori di mercato.

Fig C.4.12 N. Operatori MTEE



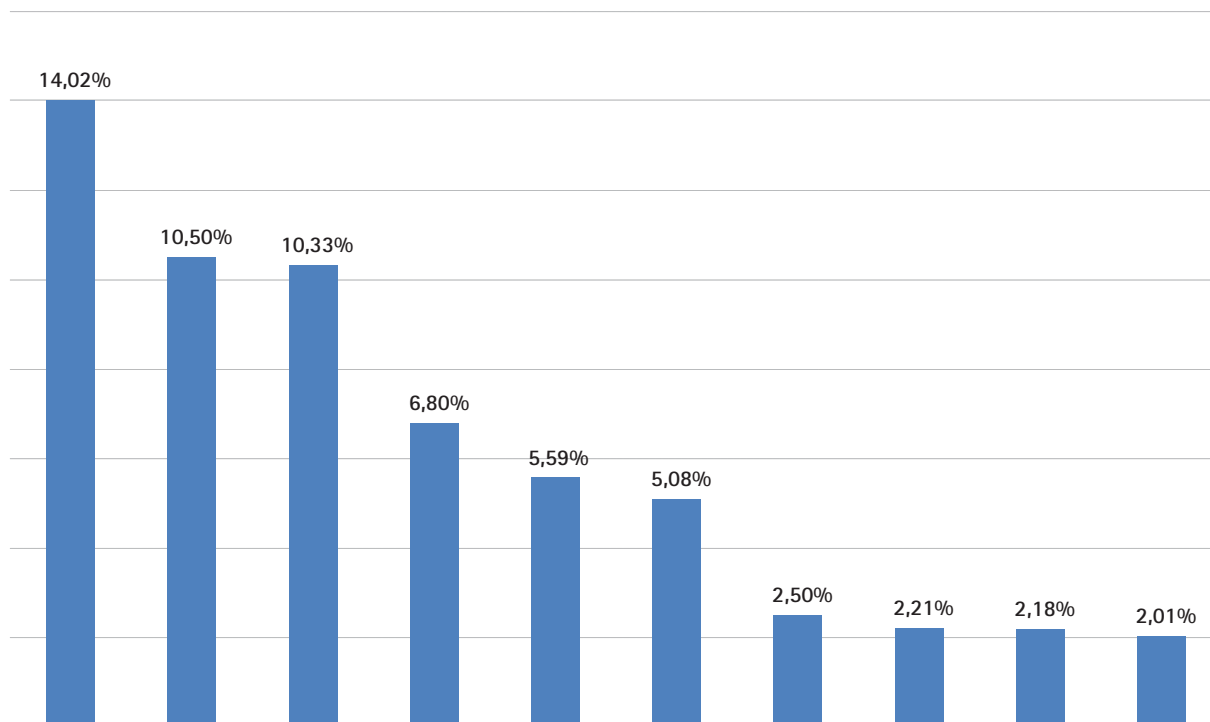
I grafici seguenti mostrano le diverse quote di mercato dei primi 10 operatori sia lato domanda che lato offerta.

Fig C.4.13 Quote di mercato TEE primi 10 operatori lato domanda 2011



Le quote di mercato degli operatori, lato domanda, rispecchiano una concentrazione dovuta alla presenza di distributori obbligati di dimensioni rilevanti, mentre, il maggiore frazionamento delle quote di mercato degli operatori lato offerta indica una maggiore pluralità di soggetti partecipanti in vendita sulla piattaforma di mercato.

Quote di mercato TEE primi 10 operatori lato offerta 2011 



Nel corso del 2011 sono stati emessi dal GME, previa autorizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 3.411.591 TEE, di cui:

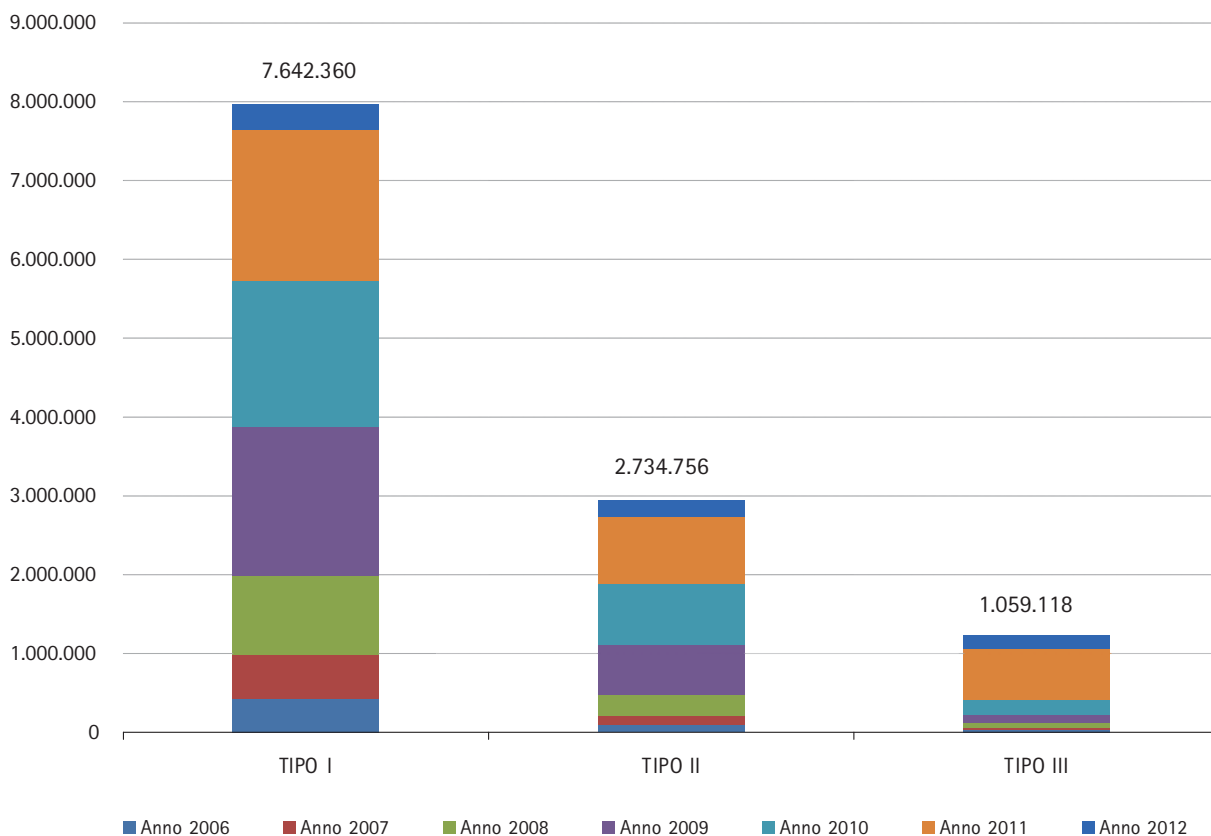
- 1.917.593 del tipo I (attestanti risparmi di energia elettrica);
- 848.564 del tipo II (attestanti risparmi di gas);
- 645.434 del tipo III (attestanti risparmi di energia primaria).

Dall'inizio del meccanismo al 31 dicembre 2011 sono stati emessi 11.436.234 di cui:

- 7.642.360 del tipo I (energia elettrica);
- 2.734.756 del tipo II (gas);
- 1.059.118 del tipo III (energia primaria).

Nella figura seguente sono rappresentati i TEE emessi, relativamente a ciascuna tipologia, nei diversi anni di applicazione del meccanismo di incentivazione, a partire dal 2006:

Fig C.4.15 Numero TEE emessi al 31 dicembre 2011 per tipologia



Per quanto riguarda gli scambi sul mercato organizzato, nel corso del 2011, sono stati negoziati 1.276.797 TEE. I titoli maggiormente scambiati sono stati quelli di tipo I (732.603), a seguire quelli di tipo II (414.728) e, infine, quelli di tipo III (129.466).

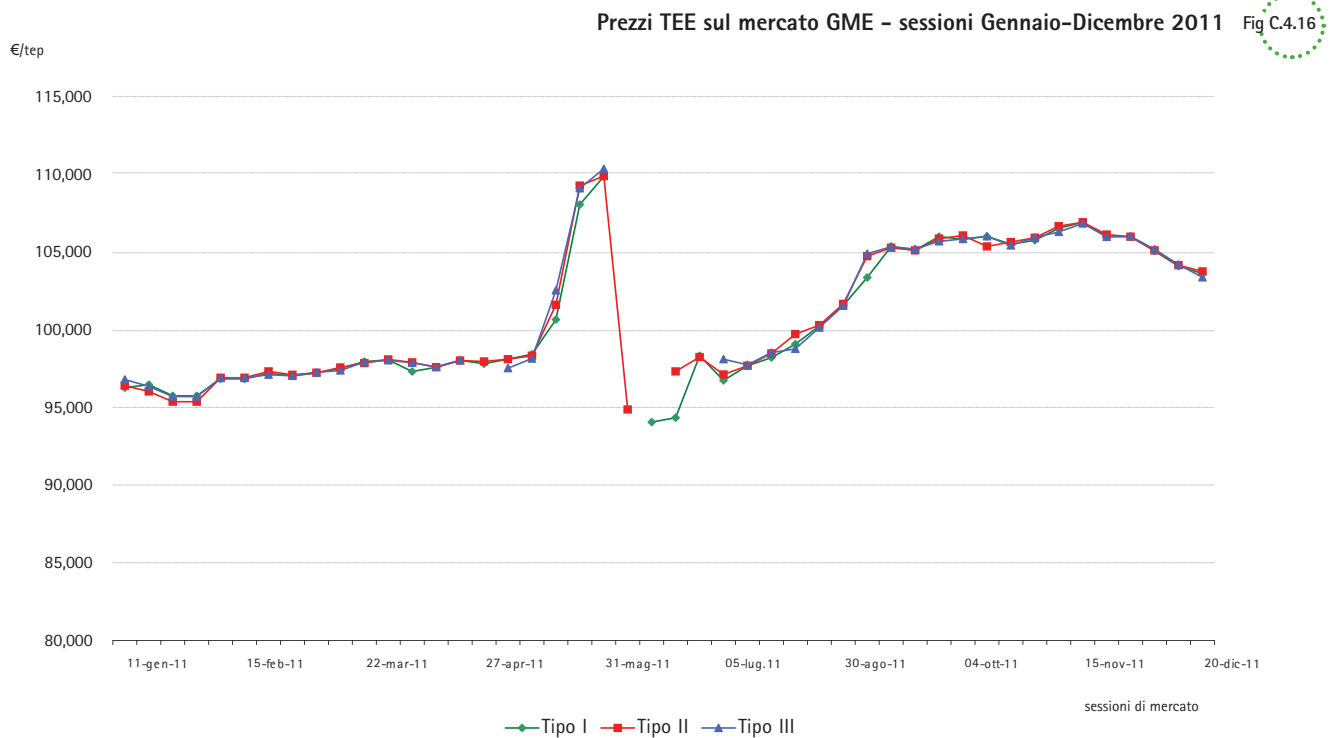
I prezzi medi ponderati con i volumi sono risultati pari a, rispettivamente, 93,00 €/TEE, 93,20 €/TEE, 93,00 €/TEE per i titoli di tipo I, II e III.

La tabella riporta le statistiche principali relative alle sessioni del mercato organizzato nel corso del 2011:

Tab C.4.4 Volumi e prezzi per tipologia dei TEE (2011)

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n. TEE)	732.603	414.728	129.466
Prezzo minimo (€/TEE)	93,00	92,30	93,00
Prezzo massimo (€/TEE)	111,00	114,50	112,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	100,13	101,16	103,12

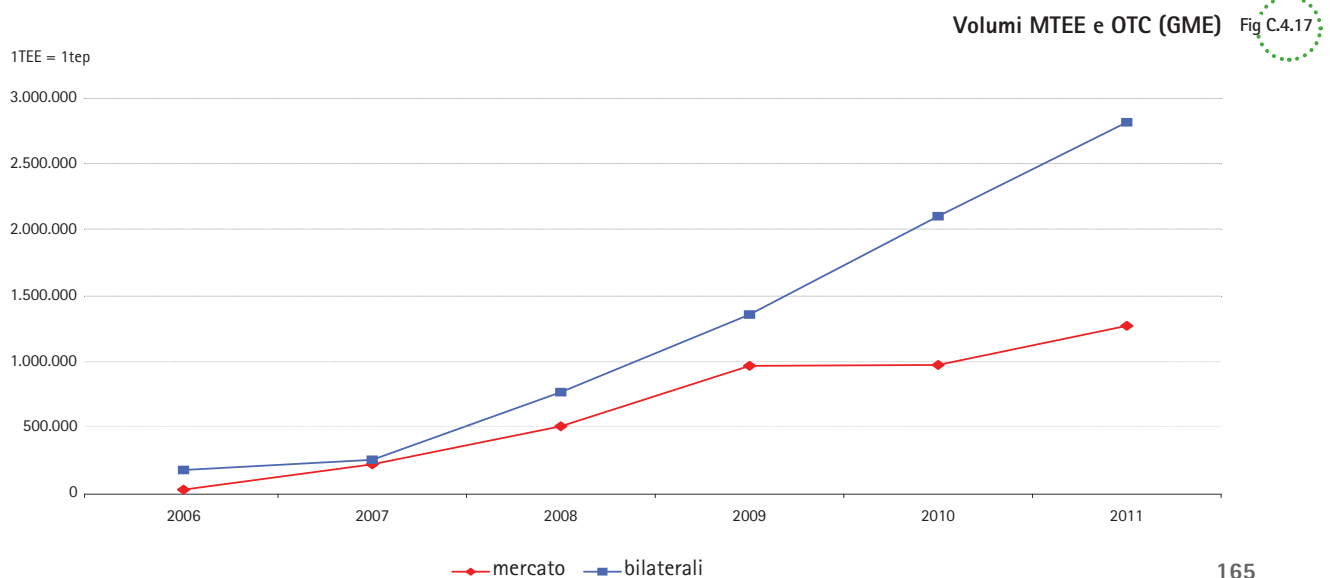
Di seguito, il grafico dove viene rappresentato l'andamento dei prezzi medi ponderati di ciascuna sessione nel corso del 2011:



Nel corso del 2011, il trend dei prezzi di mercato dei TEE è risultato crescente, a causa della situazione di eccesso di domanda da parte dei soggetti obbligati. Infatti, rispetto ai titoli richiesti da questi ultimi, i titoli emessi non sono stati sufficienti a coprire la domanda e ciò ha determinato una pressione verso l'alto dei prezzi in prossimità della data ultima per l'adempimento dell'obbligo. Successivamente al 31 maggio, si è verificata una diminuzione dei prezzi di oltre il 10%, in una sola seduta di negoziazione, con corrispondente diminuzione dei volumi, anche se, nelle sessioni successive, la tensione sui prezzi si è nuovamente ristabilita, portando le quotazioni dei TEE di nuovo vicino ai massimi dell'anno nel secondo semestre.

#### Analisi storica dei volumi

I volumi dei TEE scambiati sul mercato hanno seguito un trend positivo anche se, come si nota nel grafico sottostante, la crescita dei volumi OTC è stata maggiore di quella relativa agli scambi sul mercato organizzato:



La tendenza a concludere contratti bilaterali piuttosto che negoziare i TEE attraverso il mercato organizzato è probabilmente spiegata dalla necessità, per i grandi distributori soggetti all'obbligo, di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili. L'offerta sul mercato organizzato è piuttosto frammentata ed è costituita principalmente da ESCO con un numero di TEE in loro possesso non elevato, motivo per il quale i grandi distributori cercano di concludere contratti bilaterali, anche pluriennali, con quegli operatori in grado di assicurare loro un quantitativo di titoli adeguato alle loro esigenze, ricorrendo poi al mercato organizzato per le quantità residue.

Con l'incremento degli obblighi annuali, tale tendenza è aumentata alla luce del crescente numero di titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo, anche in considerazione del fatto che il GME, su tale mercato, non svolge il ruolo di controparte centrale.

### Analisi storica dei prezzi

Fin dalla partenza del mercato, i prezzi sono stati guidati dal livello del rimborso tariffario riconosciuto ai distributori obbligati per ciascun TEE annullato ai fini dell'adempimento, a parziale copertura dei costi.

Detto contributo, fissato dall'AEEG, è stato costante fino all'anno 2008 e pari a 100 €/tep, per poi variare negli anni successivi (si veda grafico C.4.18).

Nei primi anni di applicazione del meccanismo, in una situazione di eccesso di offerta di TEE rispetto alla domanda dei soggetti obbligati, il prezzo di mercato dei titoli si è sempre mantenuto al di sotto del contributo tariffario. Nel momento in cui si è evidenziata sul mercato una situazione di eccesso di domanda, dovuta ad una scarsità di TEE rispetto alla domanda dei soggetti obbligati, il prezzo ha superato il valore del rimborso tariffario valido per quell'anno. In particolare, tale circostanza ha avuto luogo a partire dall'inizio dell'anno 2010 e si è mantenuta fino a tutto il 2011.

Andando, infatti, a confrontare il numero cumulato di TEE, emessi con il livello degli obiettivi cumulato in ciascun anno, è possibile verificare che, sin dal 2008, il numero totale di titoli emessi è risultato inferiore all'obiettivo cumulato<sup>79</sup>.

Nella tabella seguente viene riportato, nel dettaglio, il confronto tra titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo e titoli emessi cumulativamente alla fine dei diversi anni:

Tab C.4.5: **Mtep/a necessari per l'adempimento dell'obbligo**

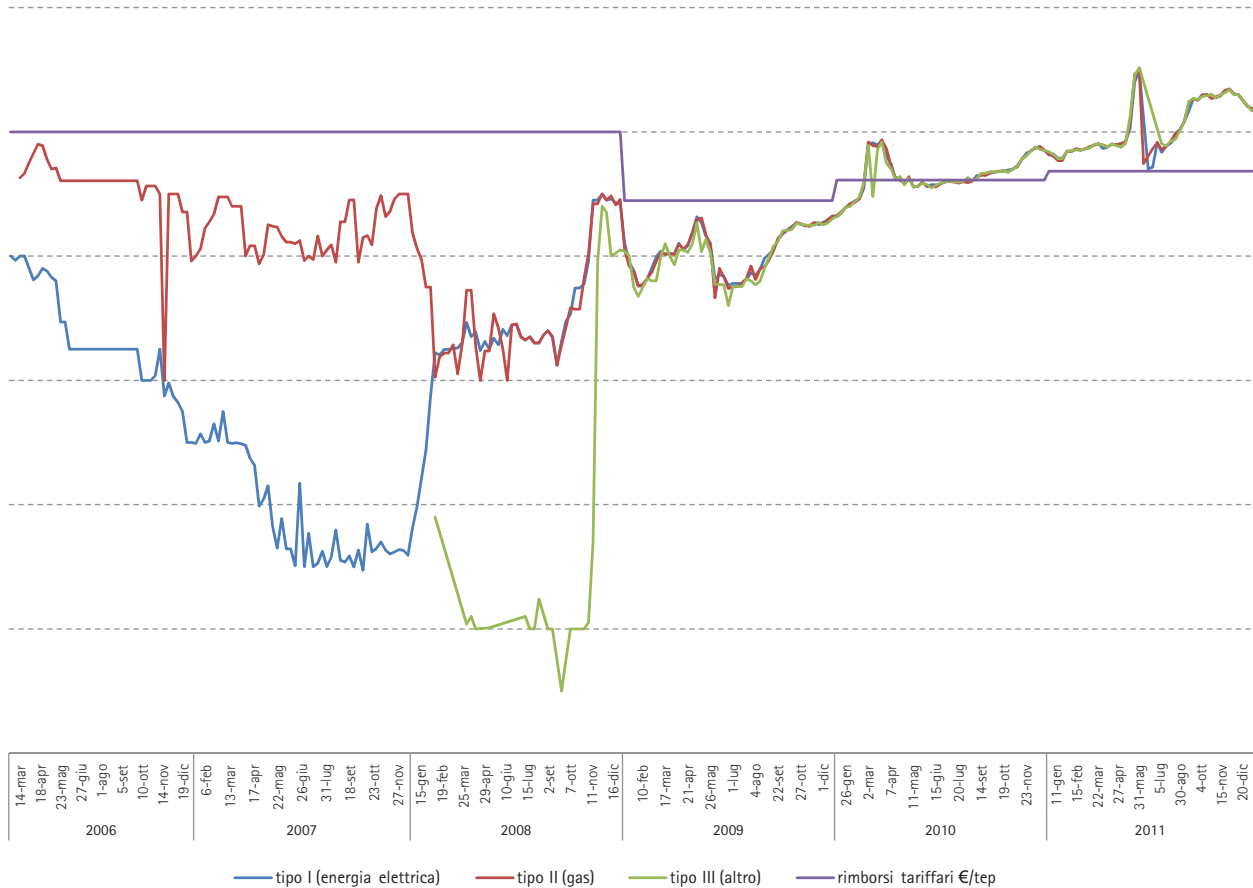
Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica (Mtep/a)	Obblighi effettivi Distributori Gas (Mtep/a)	Totale cumulato TEE necessari per l'adempimento (Mtep/a)	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo (Mtep)
2005	0,1	0,06	0,16	
2006	0,19	0,12	0,47	
2007	0,39	0,25	1,11	1,26
2008	1,2	1	3,31	2,6
2009	1,8	1,4	6,51	5,23
2010	2,4	1,9	10,81	8,02
2011	3,1	2,2	16,11	11,44

<sup>79</sup> Si tenga comunque presente che l'obbligo relativo ad un certo anno scade il 31 maggio dell'anno successivo. Pertanto gli operatori possono acquisire, per l'adempimento, anche parte dei titoli emessi nella prima parte dell'anno successivo a quello d'obbligo.



I prezzi sul mercato hanno risentito della modifica delle condizioni di equilibrio tra domanda e offerta, tenendosi costantemente al di sotto del contributo tariffario fino al 2009, per poi superarlo stabilmente dal 2010 in poi:

Confronto prezzi TEE e rimborsi tariffari 2006-2011 Fig C.4.18



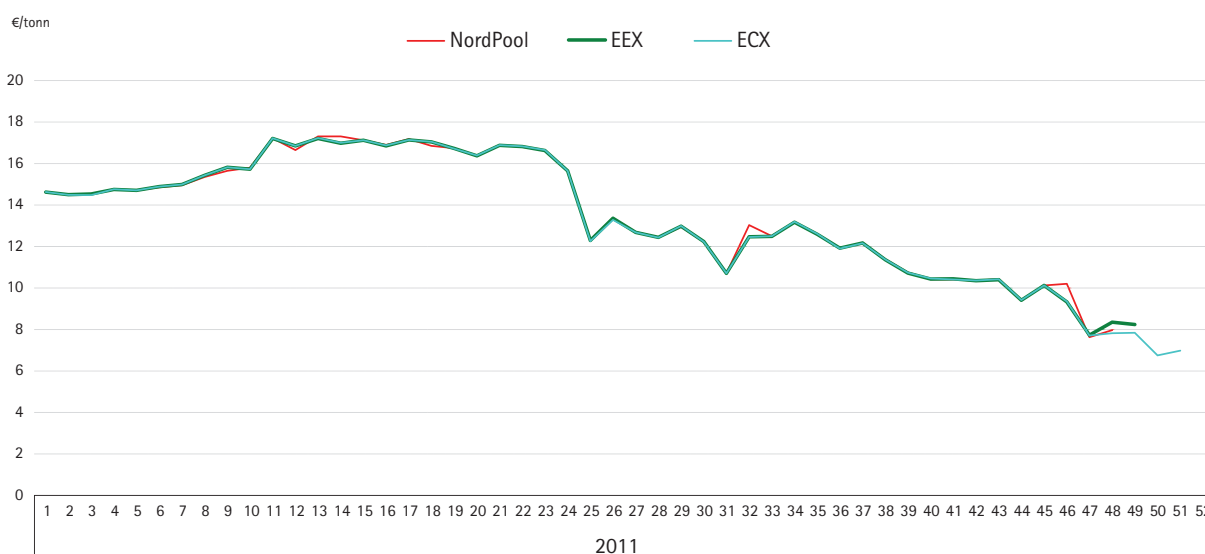
### 4.3 Unità di emissione (EUA)

Nel 2011 sono stati scambiati 6,1 miliardi di EUAs, in aumento rispetto ai 5,12 miliardi del 2010. Il totale dei carbon credits (EUAs, CERs e ERUs) scambiati nel 2011 ha toccato i 7,6 miliardi di unità<sup>80</sup>.

A fronte di un incremento nei volumi sul mercato, l'andamento dei prezzi delle Unità di Emissione è risultato in netta diminuzione.

Di seguito, nella fig. C.4.19, viene illustrato l'andamento dei prezzi degli scambi settimanali, relativi al 2010, delle Unità di emissione (EUA con scadenza dicembre 2011), rilevate sui tre principali mercati a termine europei (Nord Pool, EEX, ECX).

Fig C.4.19: Prezzi EUAs su Nord Pool, EEX, ECX (2011)



I prezzi a termine delle Unità di emissione con scadenza dicembre 2011, hanno subito un'oscillazione compresa tra un minimo di 6,45 €/t CO2 e un massimo di 17,42 €/t CO2.

A fronte della situazione di eccessiva liquidità e dei prezzi poco competitivi, sono state presentate alcune importanti proposte per il mercato delle unità di emissione, anche al fine di salvaguardare l'efficienza del meccanismo e di incentivare nuovi investimenti mirati al contenimento delle emissioni negli impianti industriali.

La Commissione Ambiente del Parlamento Europeo, nel Rapporto sulla Roadmap 2050 chiede alla Commissione UE di 'accantonare' (set-aside) i permessi di emissione III fase 2013/2020 per ripristinare la situazione di scarsità del sistema e di presentare, entro la fine del 2013, proposte legislative che diano un chiaro segnale a lungo termine agli investitori.

Inoltre, per incrementare la sicurezza del sistema dei Registri nazionali, anche alla luce dei furti di permessi avvenuti nel corso degli anni precedenti, la Commissione europea ha avviato la procedura di apertura di un Registro unico UE, prevedendo la graduale transizione dei conti presenti nei Registri nazionali ad un singolo Registro. Contestualmente, è allo studio la revisione della direttiva relativa ai mercati degli strumenti finanziari (MiFID) al fine di considerare anche le unità di emissione come strumento finanziario e prevenire fenomeni di turbativa dei mercati.

Tale proposta, costituita da una direttiva e da un regolamento (COM\_2011\_656, COM\_2011\_652), ha lo scopo di accrescere l'efficienza, la vigilanza e la trasparenza dei mercati, nonché di rafforzare la tutela degli investitori.

80 <http://www.pointcarbon.com/news/1.1710408>

In particolare, si evidenzia la volontà di ascrivere alla MiFID, anche il mercato spot delle EUAs (cfr. COM\_2011\_656 - 3.4.15. Emission allowances - Article Annex I, Section C).

Come primo passo verso la piena operatività del Registro unico UE, dal 30 gennaio 2012, le compagnie di trasporto aereo hanno potuto richiedere l'apertura di un conto presso il Registro unico e ricevere i permessi previsti dal loro Stato membro. In Italia, il Comitato interministeriale per l'Ets, gestore del Registro nazionale, è incaricato della verifica della documentazione propedeutica all'apertura del conto presso il Registro unico UE, operativo dal 20 giugno 2012.

La Commissione UE ha comunicato, infatti, la sospensione a partire dal 3 giugno dei Registri nazionali in vista dell'entrata in funzione, dal 20 giugno, del Registro unico, le cui funzionalità saranno ulteriormente sviluppate al fine di soddisfare i requisiti richiesti dalla Fase 3 dell'ETS.

#### 4.4 Lo scenario internazionale del mercato CO<sub>2</sub>

A fine 2011 i rappresentanti di 194 Paesi, riuniti a Durban (Sudafrica) per la 17esima riunione della Conferenza delle Parti (COP), hanno raggiunto un accordo sul clima, secondo il quale si impegnano ad avviare i negoziati per arrivare ad un trattato globale entro il 2020. L'accordo raggiunto tuttavia non è in alcun modo vincolante per i Paesi firmatari e non indica alcun target di riduzione delle emissioni, anche se molti Stati hanno convenuto di tagliare le emissioni su base volontaria nei prossimi anni.

La debolezza del suddetto accordo risiede nel fatto che, non essendo prevista alcuna entrata in vigore di accordi vincolanti entro il 2020, le emissioni dei Paesi maggiormente inquinanti saranno eventualmente ridotte solo in base ad iniziative volontarie sulle quali non potrà essere effettuato alcun controllo.

Ad oggi, l'assenza di fatto di un accordo sul secondo periodo di applicazione del protocollo di Kyoto o di altro accordo vincolante tra i maggiori paesi, crea, come conseguenza, una generale incertezza e pone un freno agli investimenti.

Sia per effetto di Kyoto che alla crescente sensibilità ambientale di molti paesi, nel mondo sono stati introdotti diversi schemi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. In particolare, oltre all'Europa dove è stata introdotta la Direttiva europea 2003/87 che istituisce un sistema di Emission Trading, in USA, in Asia e in Australia sono nate iniziative indipendenti di finalizzate a contenere l'inquinamento atmosferico.

Nella figura seguente vengono indicati i principali schemi introdotti nel mondo:

I principali schemi di riduzione delle emissioni nel mondo  Fig C.4.20



Accanto alle diverse iniziative locali, il Protocollo di Kyoto, attraverso i meccanismi flessibili previsti (in particolare il *Clean Development Mechanism* - CDM), ha favorito la nascita di un mercato di crediti (*Certified Emission Reductions* - CERs) legati alla realizzazioni di progetti di riduzione nei paesi in via di sviluppo. Alcuni degli schemi implementati, nei diversi Paesi, consentono il riconoscimento dei CERs, stabilendo così un "ponte" con i diversi schemi locali e creando un mercato internazionale dei crediti di riduzione delle emissioni.

Senza un nuovo accordo internazionale vincolante, e stante la crisi dell'economia mondiale, il flusso di investimenti creato dal CDM si sta pian piano esaurendo, mancando le prospettive di un mercato in cui la domanda possa sostenere il mercato e garantire la possibilità di vendita dei crediti con conseguente ritorno economico degli investimenti. Inoltre, si è anche bloccata qualunque iniziativa volta a standardizzare le diverse tipologie di crediti riconosciuti nei singoli schemi di riduzione delle emissioni, evidenziando così una frammentazione di un mercato che invece dovrebbe essere globale per poter svolgere in pieno i suoi effetti.

L'anno in corso e il prossimo saranno determinanti per il futuro del *carbon market*, per il quale sembra fondamentale uno sforzo congiunto dei maggiori paesi al fine di individuare un accordo globale vincolante che consenta di attirare nuovamente risorse economiche e di standardizzare i prodotti scambiati nell'ambito dei diversi schemi.

## Box 4

### L'IMPATTO DEL SISTEMA DEGLI INCENTIVI ALLE FONTI RINNOVABILI

*A cura del Gestore dei Servizi Energetici*

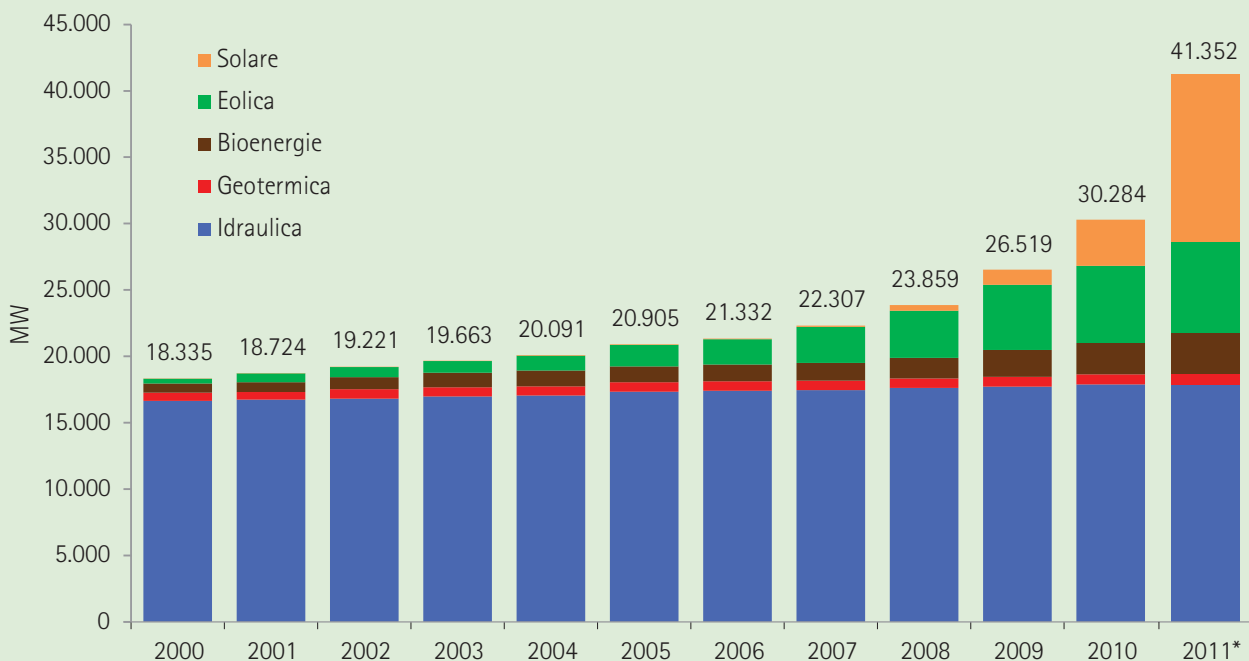
Anche nel 2011 il sistema elettrico nazionale ha osservato un grande sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Secondo le prime stime fornite dal Gestore dei Servizi Energetici, l'energia elettrica prodotta in Italia da fonti rinnovabili, nel corso del 2011, avrebbe raggiunto e superato gli 84 TWh, coprendo così circa il 24,5% del consumo interno lordo di energia elettrica in Italia, pari a 344 TWh<sup>1</sup>.

Per confrontare questo risultato con quanto previsto dal Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN), inviato alla Commissione Europea nel 2010, è necessario tenere conto delle fluttuazioni prodotte sulle produzioni idroelettrica ed eolica dalle variazioni di precipitazioni e ventosità, applicando le formule di normalizzazione previste dalla Direttiva 2009/28/CE. La quota di copertura dei consumi nel 2011 è scesa, in questo caso, al 23,7% ma è rimasta ampiamente superiore al 19,6% previsto dal PAN per lo stesso anno e addirittura vicino al valore previsto per il 2017.

In sintesi, la crescita delle rinnovabili, soprattutto del fotovoltaico, registrata negli ultimi anni, porta a ritenere che la quota del 26,4%, prevista per il 2020 dal PAN, potrà essere agevolmente superata.

Per comprendere a fondo tale risultato e le emergenti prospettive sul medio e lungo termine è, però, necessario osservare i trend di sviluppo registrati, con alcune considerazioni di dettaglio sulle singole fonti di produzione rinnovabili e sulle relative tecnologie per il loro sfruttamento.

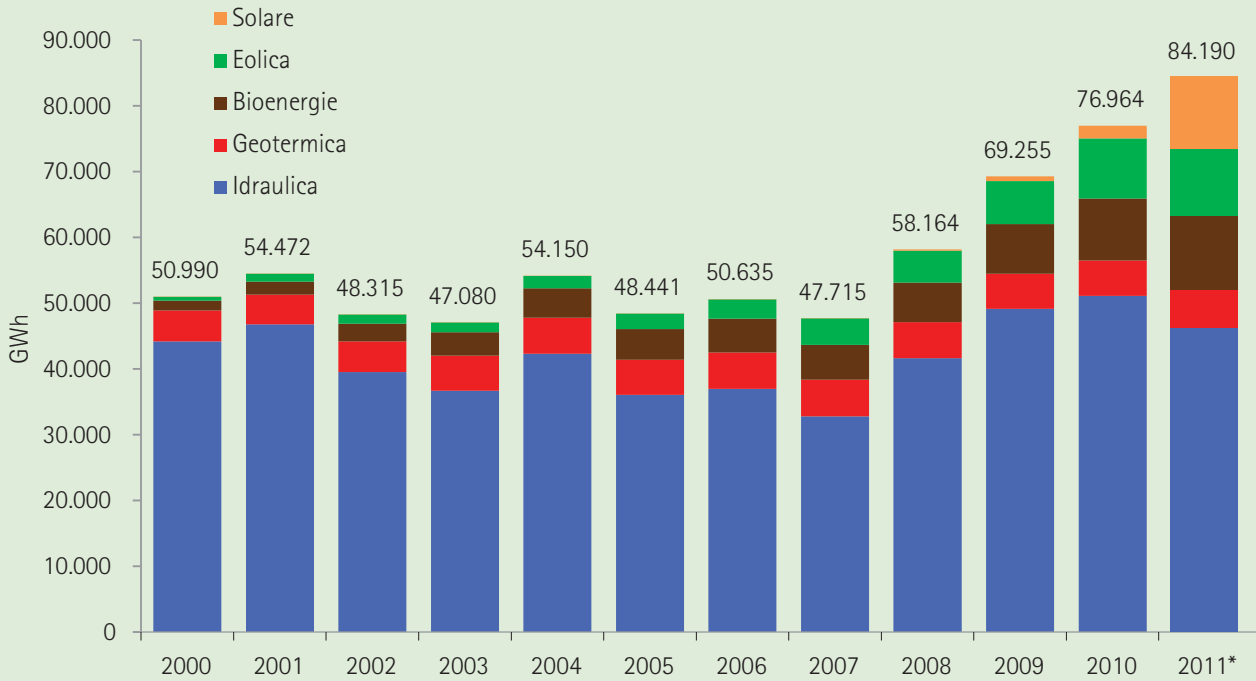
Potenza efficiente lorda degli impianti alimentati con fonti rinnovabili Fig IV.1



\* Dati provvisori TERNA/GSE

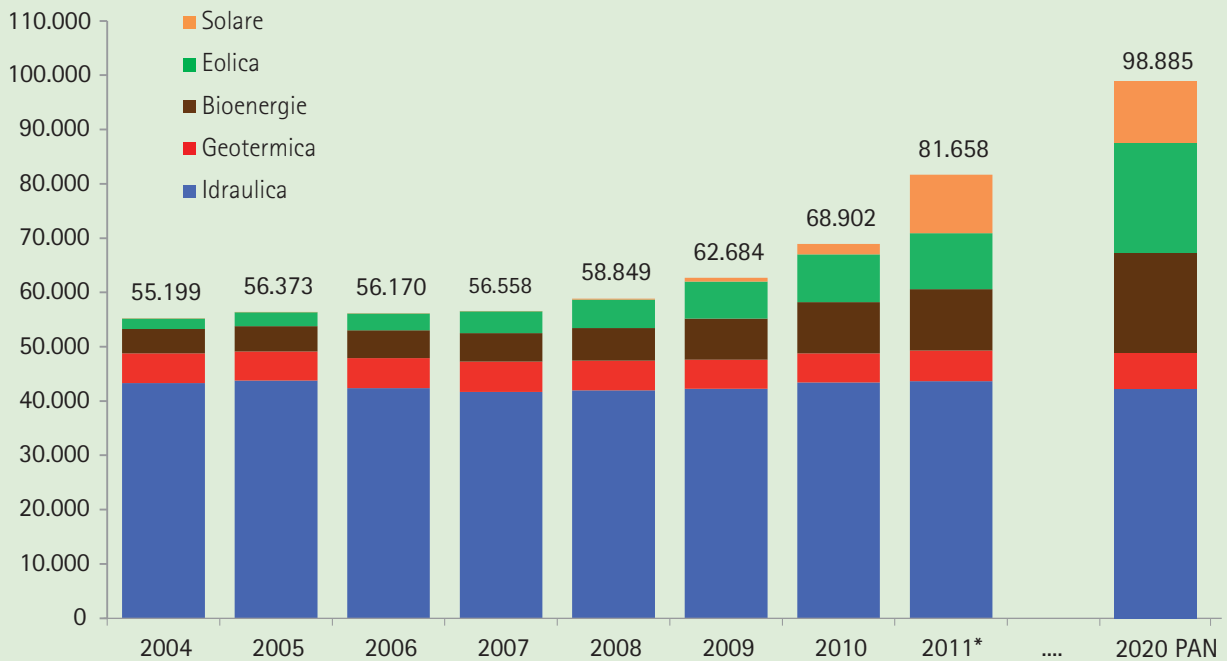
1 Si nota che all'interno del box, è stato effettuato un confronto dei risultati ottenuti al 2011 in termini di produzione da FER con gli obiettivi europei al 2020 calcolati in rapporto ai consumi lordi, ossia, per quanto concerne il settore elettrico, al CIL.

Fig IV.2: Produzione lorda degli impianti alimentati con fonti rinnovabili



\* Dati provvisori TERNA/GSE

Fig IV.3: Produzione lorda normalizzata degli impianti alimentati con fonti rinnovabili e confronto con le previsioni PAN al 2020



\* Dati provvisori TERNA/GSE

### Idroelettrico

La fonte idraulica, storicamente, rappresenta la componente principale del parco rinnovabili in Italia.

I siti a maggiore produttività sono stati sfruttati sin dall'inizio del secolo scorso e nell'arco degli ultimi anni sono stati installati quasi esclusivamente impianti ad acqua fluente di piccole dimensioni. La potenza installata in Italia ha, quindi, registrato crescite poco significative e, nel 2011, è stata pari a 17.950 MW (+0,5% rispetto al 2010).

La produzione idroelettrica è caratterizzata da continue fluttuazioni dovute a condizioni più o meno favorevoli di idraulicità (precipitazioni, temperatura). Dopo due anni record, nel 2011 la capacità di generazione da impianti idroelettrici è stata pari a 46.350 GWh (-9% rispetto al 2010).

Le previsioni del Piano di Azione Nazionale rispecchiavano, del resto, questi fattori caratterizzanti. Per il 2015, così come per il 2020, non sono attese variazioni consistenti né in termini di potenza installata né di produzione.

### Geotermico

La potenza geotermoelettrica installata in Italia, pari a 772 MW e circoscritta alla sola regione Toscana, è rimasta invariata negli ultimi anni. Anche la produzione non ha subito variazioni rilevanti, attestandosi, nel 2011, a 5.650 GWh (+5% rispetto al 2010).

Le ottime performance che questi impianti possono garantire motivano l'impegno, dichiarato nel PAN, di voler allargare il parco geotermoelettrico fino a 920 MW nel 2020, funzionale a garantire una produzione pari a 6.750 GWh.

### Solare

Lo sfruttamento dell'energia solare, mediante l'installazione di impianti fotovoltaici, ha visto nell'ultimo quinquennio uno sviluppo senza precedenti. La potenza fotovoltaica installata a fine 2011 ha, infatti, superato i 12,5 GW, valore quasi trecento volte superiore a quello di fine 2006.

In particolare, con oltre 9 GW entrati in esercizio nel 2011 (3,7 dei quali erano, però, stati ultimati in attesa di connessione nel 2010), l'Italia ha coperto circa un terzo della nuova potenza installata a livello mondiale.

Di conseguenza, la produzione di energia da fonte solare ha superato, nel 2011, i 10,5 TWh, abbandonando così definitivamente il ruolo marginale che l'aveva caratterizzata nel passato.

Con tale risultato è stato anche superato, con nove anni d'anticipo, l'obiettivo del PAN, che prevedeva una produzione fotovoltaica, per il 2020, pari a 9,65 TWh.

È evidente che tali ritmi di crescita non possano essere sostenuti nel lungo periodo e, per il 2012, anche in seguito al calo del livello di incentivazione, è previsto un rallentamento delle nuove installazioni.

### Eolico

Anche la produzione di energia elettrica da fonte eolica in Italia ha subito una forte crescita negli ultimi anni. Il 2011 ha confermato, infatti, questo *trend* con un incremento di potenza installata di circa 1 GW, portando la potenza totale del parco eolico italiano oltre i 6,8 GW, con una produzione nel corso dell'anno di poco superiore ai 10 GWh.

Dal confronto con le traiettorie di sviluppo tracciate nel PAN, emerge come il settore eolico stia avanzando verso l'obiettivo nazionale previsto per il 2020, con quasi un anno di anticipo, tanto che i valori registrati nel 2011 sono ormai prossimi a quelli fissati per l'anno successivo.

Alla luce di un simile risultato, l'obiettivo previsto per il 2020, che prevede di superare i 12,5 GW di potenza installata, per una produzione annua di 20 TWh (di cui 2 TWh da eolico off-shore), pur rimanendo ambizioso, sembra comunque raggiungibile anche a fronte di un'eventuale flessione delle installazioni rispetto ai ritmi sostenuti registrati negli ultimi anni.

### Bioenergie

Il settore delle bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi) ha registrato nell'ultimo decennio uno sviluppo altalenante ma costantemente in crescita, con un incremento annuo medio, in termini di produttività, di poco

inferiore a 1 TWh. Anche in questo caso, la potenza installata a fine 2011, pari a 3 GW e la produzione nell'anno di circa 11,3 TWh, esprimono un risultato significativamente superiore rispetto a quanto previsto dal PAN.

Per le prospettive di sviluppo del settore, caratterizzato dalla netta predominanza degli impianti a biogas, e per il raggiungimento dei 18,8 TWh dell'obiettivo nel 2020, si possono, dunque, immaginare considerazioni analoghe a quelle del settore eolico.

### Conclusioni

Nel riassetto del sistema di produzione dell'energia elettrica europeo, che assegna alle tecnologie a basso impatto ambientale un ruolo di sempre maggior rilievo, l'Italia, a inizio 2012, si trova dunque, per quanto riguarda il settore elettrico, in buon anticipo rispetto al percorso e agli obiettivi pianificati in ambito comunitario.

Lo sviluppo continuo e consistente delle fonti rinnovabili è stato, però, in larga misura, imputabile alla presenza, in ambito nazionale, di consistenti politiche di incentivazione. La sfida attuale è quella di addivenire ad una sostenibilità economica nel lungo periodo, che permetta al settore di continuare a crescere autonomamente al fine di raggiungere gli ambiziosi traguardi ad esso assegnati.





## ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
AGCM	Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato
AHAG	Ad Hoc Advisory Group
AIEE	Associazione Italiana Economisti dell'Energia
AU	Acquirente Unico
BBL	Barile di Petrolio
BEN	Bilancio Energetico Nazionale
BP	British Petroleum
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CC&G	Cassa di Compensazione e Garanzia
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CDE	Consegna derivati energia
CE	Commissione Europea
CEGH	Central European Gas Hub
CER	Certified Emission Reduction
CFD	Contratti per Differenza
CH	Clearing House
CIP6	Provvedimento 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi
CV	Certificati Verdi
ECC	European Commodity Clearing
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EIA	Energy Information Administration
ENTSO-E	European Network Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network Transmission System Operators for Gas
EPEX	European Power Exchange
ERGEG	European Regulators' Group for electricity and gas
ERIs	Electricity Regional Initiatives
ESCO	Energy Service COmpany (Società di Servizi Energetici)
ETS	Emission Trading Scheme
EUA	Emission Unit Allowance
Eurelectric	Association of the electricity industry in Europe
EUROPEX	Association of European Energy Exchanges
EXAA	Energy Exchange Austria
FMI	Fondo Monetario Internazionale
GJ	Gigajoule
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GRIs	Gas Regional Initiatives
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IDEX	Italian Derivatives Energy Exchange

IEA	International Energy Agency
IFIEC	International federation of industrial energy consumers
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
IPEX	Italian Power Exchange
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto di Statistica
ITEC®	Italian Thermoelectric Cost
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IZM	Indice di Zona Marginale
LCH	London Clearing House
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento
MCP	Market Clearing Price
MCV	Mercato Certificati Verdi
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MGP	Mercato del Giorno Prima
MGP-GAS	Mercato del Giorno Prima del Gas
MI	Mercato infragiornaliero
MI-GAS	Mercato infragiornaliero del Gas
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico
MOL	Margine Operativo Lordo
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MTE	Mercato Elettrico a Termine
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
MZ	Mercato Zonale
NBP	National Balancing Point
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OMEL	Operador del mercado iberico de energia
OMIP	Iberian power derivatives exchange
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OTC	Over The Counter
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali
PBCV	Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei Certificati Verdi
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PCG	Project Coordination Group
PCR	Price Coupling of Regions
PEG	Point d'Echange de Gaz
P-GAS	Piattaforma di negoziazione gas
PIL	Prodotto Interno Lordo
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PX	Power Exchange
PZ	Prezzo Zonale
RO	Risultato Operativo

ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEP	Tonnellate Equivalenti Petrolio
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
TW	Terawatt
TWh	Terawattora
UE	Unione Europea
UIC	Ufficio Italiano Cambi
UNEP	United Nations Environment Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

## GLOSSARIO

### **Acquirente Unico (AU)**

Società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (attualmente Gestore dei Servizi Energetici - GSE), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. A tal fine l'AU può acquistare energia elettrica sulla borsa elettrica o attraverso contratti bilaterali.

### **Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)**

Organismo dell'Unione europea istituito nel 2010 ai sensi del Reg. 713/2009 (3° pacchetto energia). La sua missione è assistere, a livello comunitario, le autorità nazionali nell'esercizio delle loro funzioni di regolamentazione e laddove necessario, coordinare le loro azioni.

### **Arbitraggio**

Operazione finanziaria che consiste nell'acquistare beni o titoli sfruttando delle inefficienze del mercato al fine di ottenere un profitto certo. La funzione degli arbitraggisti è essenziale per assicurare un corretto funzionamento del meccanismo di formazione dei prezzi, visto che la loro presenza e operatività contribuisce a correggere eventuali disallineamenti dei corsi non appena essi emergono.

### **Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)**

Nota anche come Autorità Antitrust, è una Autorità indipendente istituita dalla legge n. 287 del 10/10/1990 ("Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"). Essa ha anche competenze in materia di pubblicità ingannevole e di pubblicità comparativa, così come stabilito dal Titolo III, Capo II del d.lgs. 206 del 06/09/2005, e in materia di conflitti di interesse, come stabilito dalla legge n. 215 del 20/07/2004.

### **Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)**

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

### **Borsa Elettrica**

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

### **Cascading**

Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (futures, forward e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte ad un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

### **Certificati Bianchi**

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

### **Certificati Verdi**

Certificati che, ai sensi dell'art. 5 del D.M. 24 ottobre 2005 e ss.mm.ii., attestano la produzione di energia da fonte

rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori ed importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE per i primi dodici anni di esercizio di un impianto; la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. Hanno un valore pari a 1 MWh e possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi (MCV) dai soggetti con eccessi o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

### **Churn Ratio**

Indicatore, utilizzato per misurare il grado di liquidità degli hub del gas, calcolato come rapporto tra il volume di gas scambiato e quello consegnato.

### **CIP 6**

Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, per definire gli incentivi alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate previsti dalla legge 9/91. L'energia prodotta da tali impianti viene acquistata dal GSE ai sensi dell'articolo 3.12 del d.lgs. 79/99 e da questi viene ceduta in borsa ai sensi dell'articolo 3.13 dello stesso d.lgs. Negli anni intercorsi tra l'approvazione del d.lgs. 79/99 all'avvio operativo della borsa, il GSE ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. A partire dal 1 gennaio 2005 l'energia CIP6 viene offerta dal GSE direttamente sulla borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenze con il GSE, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate.

### **Clean Development Mechanism (CDM)**

È uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

### **Clearing House**

Organismo, presente nelle Borse valori, che garantisce il buon fine delle obbligazioni sottostanti alle transazioni concluse dagli operatori. Agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti che originariamente concludono un contratto.

### **Coefficiente di variazione**

Indicatore di volatilità espresso in termini percentuali e dato dal rapporto tra la deviazione standard e il valore medio dei prezzi.

### **Consegna Derivati Energia (CDE)**

Piattaforma organizzata dal GME per consentire l'esercizio dell'opzione di consegna fisica per i contratti future sull'energia elettrica negoziati su IDEX.

### **Contratto bilaterale**

Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti, tuttavia immissioni e prelievi orari devono essere comunicati a Terna S.p.A. ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

**Contratto derivato**

Strumento finanziario il cui prezzo e la cui valutazione dipendono dal valore di un altro bene, definito strumento sottostante. Rientrano in questa categoria opzioni e futures.

**Contratto differenziale**

Si tratta di un contratto in cui due parti si scambiano flussi finanziari basati sul differenziale di un prezzo definito nel contratto stesso (strike) e quello che si verifica sul mercato sottostante a determinate scadenze e per quantitativi prestabiliti. L'AU ha in portafoglio, con fini di copertura, dei contratti differenziali definiti a due vie. Analogo è il contratto differenziale detenuto dal GSE con riferimento ai quantitativi di energia ritirati da impianti CIP 6. In tal caso le controparti acquirenti sono, pro quota l'AU e un gruppo di operatori. In ogni periodo rilevante il GSE versa la differenza (moltiplicata per il quantitativo di energia sottostante) tra il prezzo di mercato e quello strike definito nel contratto se positiva, mentre la riceve se negativa. Esistono anche contratti differenziali definiti ad una via, che rappresentano di fatto delle opzioni call. In questo caso l'acquirente paga anticipatamente un premio e se il prezzo di mercato del sottostante risulta superiore allo strike stabilito nel contratto, riceve dalla controparte la differenza; in caso contrario non si verificano flussi finanziari.

**Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT)**

Corrispettivo orario, definito dall'articolo n.43 della delibera 111/06 e ss.mm.ii dell'AEEG. Con riferimento ai programmi di immissione e ai soli programmi di prelievo riferiti a punti di offerta misti, ovvero a punti di offerta in prelievo appartenenti a zone virtuali estere registrati ai sensi del Regolamento della PCE, tale corrispettivo è, per ciascuna ora, pari al prodotto tra: 1) la differenza tra il prezzo unico nazionale e il prezzo zonale della zona in cui sono collocati i punti di dispacciamento; 2) il programma C.E.T. post-MGP. Per il GME, tale corrispettivo è pari, in ciascuna ora, sia su MGP che su MI, alla differenza tra il valore di acquisto e di vendita delle quantità di borsa.

**Dispacciamento di merito economico**

Attività svolta dal GME per conto di Terna S.p.A. Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta e, a parità di questo, delle priorità specificamente attribuite alle diverse tipologie di unità da Terna S.p.A. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente da Terna S.p.A. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia quelle prodotte da impianti con potenza minore di 10 MVA, da impianti CIP6, da impianti che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

**Emission Trading Scheme (ETS)**

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

**Fonti energetiche rinnovabili**

Rientrano in tale categoria il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

**Forward**

Contratto di compravendita di un bene in cui le condizioni su prezzo e quantità sono fissate nel momento in cui il contratto viene stipulato, ma la cui esecuzione avverrà in una data futura prefissata. Si configura quindi come una vendita/acquisto a consegna differita.

### **Future**

Contratto a termine che si differenzia dal forward per la standardizzazione che caratterizza le principali clausole contrattuali e per il fatto di essere scambiato su mercati organizzati.

### **Gas ad effetto serra**

Cfr. Protocollo di Kyoto

### **Gas naturale liquefatto (GNL)**

Gas naturale che viene sottoposto a processo di liquefazione per consentirne il trasporto su navi metaniere. Per poter essere utilizzato a destinazione e riportato allo stato originario vengono usate delle infrastrutture appositamente costruite, denominate rigassificatori.

### **Gestore dei Mercati Energetici (GME)**

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è la società per azioni pubblica, costituita nel 2001 ai sensi dell'art.5 del decreto legislativo 79/99 (c.d. "Decreto Bersani"), a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del Mercato Elettrico e del Mercato del gas naturale secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. Alla Società è affidata anche la gestione della Piattaforma dei Conti Energia (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

Il GME, inoltre, organizza e gestisce i Mercati per l'Ambiente, ovvero le sedi di contrattazione dei Certificati Verdi, dei Titoli di Efficienza Energetica (cosiddetti "certificati bianchi") e delle Unità di Emissione.

### **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)**

Società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo centrale nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze, che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE controlla le società: Acquirente Unico (AU), Gestore dei Mercati Energetici (GME) ed RSE (Ricerca Sistema Energetico).

### **IDEX**

Segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati - IDEM, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., nell'ambito del quale sono negoziati gli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica.

### **Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)**

Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità offerte e/o vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo: le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e assegnate all'operatore GSE.

### **Indice di operatore marginale (IOM)**

Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascuno di essi e per ciascuna macrozona in un certo periodo di tempo è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. Per ogni operatore marginale e ogni macrozona, viene quindi calcolato come rapporto tra la somma delle quantità vendute nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo nella macrozona (inclusi i contratti bilaterali) e la somma delle quantità totali vendute nella macrozona.



**Indice di operatore residuale (IOR)**

Indice relativo ai singoli operatori che offrono sul mercato e misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. E' definito, per ciascun operatore, come rapporto tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti e la quantità complessivamente venduta. L'indice assume valore  $< 1$  in presenza di un operatore residuale e tanto più è prossimo allo 0 tanto maggiore è la quota della sua offerta che può essere venduta a prescindere dal prezzo di offerta. Lo IOR viene calcolato aggregando le quantità offerte dai singoli operatori, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali. Anche le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e sono assegnate all'operatore GSE. L'utilizzo della quantità accettata al denominatore consente di scontare l'effetto sulla domanda interna ad ogni zona dei transiti con le zone limitrofe. Vengono periodicamente pubblicati, per ogni macrozona: la percentuale di ore in cui c'è stato almeno un operatore necessario; la percentuale dell'energia venduta in condizioni di residualità sull'energia complessivamente venduta, pari alla media semplice delle quantità residuali orarie della macrozona (definite a loro volta come somma, su tutti gli operatori, della quantità offerta da ciascuno meno la quantità complessivamente offerta più la quantità complessivamente venduta); il numero di operatori necessari e la percentuale di ore per cui sono stati necessari.

**Indice di tecnologia marginale (ITM)**

Del tutto analogo allo IOM (cfr. Indice di operatore marginale). Prende in considerazione la tecnologia produttiva invece dell'operatore.

**Italian Power Exchange (IPEX)**

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

**Limiti di Transito**

Capacità massima di trasporto di energia tra una coppia di zone, espressa in MWh. I limiti di transito fanno parte delle informazioni preliminari comunicate giornalmente da Terna S.p.A. al GME e da questi pubblicate sul proprio sito. Tali limiti sono utilizzati dal GME nell'ambito della procedura che porta all'identificazione dei prezzi di equilibrio sul MGP e sul MI.

**Liquidità**

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (inclusendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

**Margine**

Nelle operazioni che riguardano titoli o strumenti derivati, è la percentuale del controvalore dei titoli in posizione (acquistati o venduti) che deve essere mantenuta in contante o in attività finanziarie liquide dall'operatore di mercato, a garanzia delle possibili variazioni di valore dell'investimento.

**Mark to Market**

Procedimento di rivalutazione giornaliera di un portafoglio di contratti derivati sulla base dei prezzi espressi dal mercato, utilizzato nelle borse a termine per gestire i margini versati dagli operatori a garanzia delle posizioni assunte.

**Market Clearing Price (MCP)**

Prezzo di equilibrio. Per estensione identifica la regola di remunerazione delle offerte accettate sul MGP e sul MA sulla base del prezzo dell'offerta marginale.

**Market coupling**

Meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi Stati nazionali finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (scambi transfrontalieri). Si pone come obiettivo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità di interconnessione secondo criteri di economicità (garanzia che i flussi di energia siano diretti dai mercati con prezzi minori, verso quelli con prezzi relativamente più elevati).

**Market splitting**

Meccanismo finalizzato alla gestione delle congestioni di rete del tutto analogo al Market coupling da cui si differenzia per il fatto che le zone di mercato coinvolte sono gestite da un unico soggetto. E' il caso del mercato italiano gestito dal GME che ha una struttura zonale.

**Mercati OTC (Over the Counter)**

Indica mercati non regolamentati, ossia tutti quei mercati in cui vengono trattate attività finanziarie al di fuori delle borse valori ufficiali. Solitamente le modalità di contrattazione non sono standardizzate ed è possibile stipulare contratti "atipici". In generale i contratti negoziati su tali mercati presentano livelli di liquidità inferiore rispetto a quelli scambiati sui mercati regolamentati.

**Mercato del Giorno Prima (MGP)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al Prezzo Unico Nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di gas per il periodo rilevante successivo a quello in cui termina la seduta della negoziazione ad asta dello stesso MGP-GAS. Su MGP-GAS possono operare tutti gli operatori abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV). Il MGP-GAS si svolge in due fasi successive tra loro, nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.

**Mercato elettrico a termine (MTE)**

Sede di negoziazione di contratti a termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro.

**Mercato infragiornaliero (MI)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione. Il MI-GAS si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua.

### **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

#### **MSD ex - ante**

Si articola in tre sottofasce di programmazione: MSD1, MSD2 e MSD3. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MSD ex-ante vengono resi noti entro le ore 14.00 del giorno di consegna. Sul MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.

#### **Nomination**

Procedura mediante la quale ciascun operatore comunica i propri programmi di immissione (prelievo) di energia elettrica nella (dalla) rete di trasmissione.

#### **Offset**

Procedura tipica dei mercati a termine che consente di chiudere una posizione prima della scadenza concludendo un contratto di segno opposto rispetto a quello originario. Tale meccanismo è reso possibile dalla standardizzazione dei contratti negoziati.

#### **Opzione**

Contratto che conferisce all'acquirente la facoltà di acquistare (call option) o vendere (put option) una certa attività finanziaria o reale a un prezzo prefissato (strike) a una certa data (opzione europea) o entro la stessa (opzione americana). Il diritto è rilasciato dal venditore (writer) all'acquirente (buyer) dietro il pagamento contestuale di un premio che rappresenta il prezzo dell'opzione.

#### **P-GAS**

Piattaforma di negoziazione organizzata e gestita dal GME per l'offerta di gas naturale.

#### **Pay-as-Bid**

Regola di valorizzazione adottata sul MSD, in base alla quale ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

#### **Piattaforma dei Conti Energia (PCE)**

Piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza. Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 111/06 dell'AEEG e dal Regolamento emanato dal GME. La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (baseload, peak load, off peak, weekend) e una non standard. Gli operatori possono

registrare i dati di quantità e durata della consegna relativi a contratti a termine con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica.

#### **Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV)**

Piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto la cessione di certificati verdi, secondo le disposizioni contenute nell'apposito Regolamento.

#### **Polo di produzione limitato**

Insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della Rete di trasmissione nazionale (RTN) senza da punti di prelievo, la cui produzione massima esportabile verso la restante parte della RTN è inferiore alla produzione massima possibile a causa di insufficiente capacità di trasporto. Nel mercato italiano è definita come una zona virtuale nazionale.

#### **Potenza di punta**

È il valore più elevato di potenza elettrica fornita o assorbita in un qualsiasi punto della rete in un determinato intervallo di tempo.

#### **Prezzo a pronti (spot)**

Prezzo corrente, esprime il «valore di mercato» attuale di un determinato bene o attività finanziaria.

#### **Prezzo di equilibrio**

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MA in ogni ora in corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda e offerta, così da garantire la loro uguaglianza. Nel caso di separazione del mercato in 2 o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (cfr. prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

#### **Prezzo unico nazionale (PUN)**

Media dei prezzi zonal di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

#### **Prezzo zonale (Pz)**

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

#### **Price Coupling of Regions (PCR)**

Accordo di cooperazione tra le sei principali borse elettriche europee (APX/ENDEX, Belpex, EPEX, GME, OMEL, NordPool) avente come obiettivo quello di individuare un meccanismo coordinato per la formazione del prezzo dell'energia elettrica su tali mercati. Il progetto intende porre le basi per la creazione di un vero mercato europeo dell'energia.

#### **Protocollo di Kyoto**

Trattato internazionale in materia di ambiente, sottoscritto nella città giapponese da cui prende il nome l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) e il riscaldamento globale. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una drastica riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, precisamente metano, ossido

di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoro di zolfo) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni rispettivamente registrate nel 1990 (considerato come anno base), nel periodo 2008-2012. È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

### **PSV**

Sistema per scambi/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale - modulo PSV, di cui alla Deliberazione dell'Autorità n. 22/04, organizzato e gestito da Snam Rete Gas.

### **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**

Insieme delle linee che in Italia fanno parte della rete usata per trasportare energia elettrica dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.

### **Shale Gas**

Particolare e molto diffusa tipologia di gas non convenzionale ricavata da scisti argillosi. Sta assumendo un ruolo sempre più importante, soprattutto negli Stati Uniti, grazie allo sviluppo di nuove tecniche di perforazione che ne rendono economicamente conveniente l'estrazione.

### **Tep (Tonnellate Equivalenti di Petrolio)**

Unità convenzionale utilizzata comunemente nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche, tenendo conto del loro potere calorifico.

### **Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.**

Società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti.

### **Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati bianchi**

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04). I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

### **Transmission System Operator (TSO)**

Soggetto cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica e del gas.

### **Unconstrained**

Su MGP prezzo o quantità virtuali che si determinerebbero in assenza di vincoli di transito.

### **Unità di Emissione (UE)**

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO<sub>2</sub>, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

### **Volatilità**

L'indicatore per la valutazione della volatilità è calcolato su base mensile come deviazione standard dei ritorni logaritmici dei prezzi giornalieri e poi aggregato a livello annuale attraverso media aritmetica.

Nel caso del Mercato dei Certificati Verdi (MCV), caratterizzato da una sola sessione settimanale, l'indicatore della volatilità è invece calcolato su base annuale come deviazione standard dei ritorni logaritmici delle sessioni settimanali.

## Zona

Sezione della rete elettrica per la quale esistono, per ragioni di sicurezza del sistema, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Le zone, sono definite da Terna S.p.A. ed approvate dall'AEEG. Attualmente le zone risultano essere la seguenti:

- **Zona Geografica.** Zona rappresentativa di una porzione della rete nazionale. Le zone geografiche sono Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Centro Sud (CSUD), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD).
- **Zona Virtuale nazionale.** Polo di produzione limitato. Include Monfalcone (MFTV), Rossano (ROSN), Brindisi (BRNN), Priolo (PRGP), Foggia (FOGN).
- **Zona Virtuale estera.** Punto di interconnessione con l'estero. Include Francia (FRAN), Svizzera (SVIZ), Austria (AUST), Slovenia (SLOV), BSP (zona rappresentativa del mercato elettrico sloveno gestito da BSP e collegato a IPEX tramite il meccanismo del market coupling), Corsica (CORS), Corsica AC (COAC), Grecia (GREC).

Inoltre la Deliberazione ARG/elt 243/10 del 16 dicembre 2010, che ha approvato lo schema di Pentalateral Agreement recante le procedure operative finalizzate all'implementazione del meccanismo del market coupling con la Slovenia, ha introdotto, tra l'altro, la zona virtuale estera BSP rappresentativa del mercato elettrico sloveno gestito dalla borsa BSP.

Laddove non diversamente specificato, i volumi (acquisti/vendite) della voce "Estero" sommano i volumi delle zone virtuali estere Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Corsica AC e Grecia al flusso di energia in esito al meccanismo di market coupling; nel dettaglio il flusso in uscita verso la zona BSP è incluso negli acquisti, mentre il flusso in entrata dalla zona BSP è incluso nelle vendite.

- **Zona di mercato.** Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Tale aggregazione è definita su base oraria per effetto della risoluzione del MGP e del MI. In una stessa ora zone di mercato diverse possono avere prezzi zionali non diversi.

## BIBLIOGRAFIA

- AEEG (2010), Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
- AEEG (2011), Dati statistici
- AIEE - Associazione Italiana Economisti dell'Energia (2011), Il settore energetico nel 2011 e le prospettive per il 2012
- British Petroleum (2011), Energy Outlook
- British Petroleum (2011), Statistical Review of World Energy
- Commissione Europea – DG ECFIN (2011), Dati AMECO
- Enerdata (2011), Yearbook
- ERGEG (2011), Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, settembre
- ERGEG (2011), Status Review on the ERGEG Regional Initiatives 2011
- Fondo Monetario Internazionale (2011), World Economic Outlook, settembre
- Gas Infrastructure Europe (2011), Dati statistici, dicembre
- GME (2004), "Uniform purchase price algorithm", [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)
- GME (2010), Vademecum della borsa elettrica italiana
- GME (2010), Vademecum della Piattaforma dei Conti Energia a Termine
- GME (2010), Vademecum mercati per l'ambiente
- International Energy Agency (2011), Key World Energy Statistics
- International Energy Agency (2011), World Energy Outlook
- Istat (2011), Rapporti mensili
- Istat (2012) - Stima preliminare del PIL - IV trimestre 2011, febbraio
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2008), Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2008-2012
- Ministero dello Sviluppo Economico – Bilanci Energetici Nazionali
- SNAM (2011), Dati statistici
- Stogit (2011), Dati statistici
- Terna (2011), Dati statistici
- Terna (2011), Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale
- Terna (2011), Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2011 – 2021
- Terna (2012), Rapporti mensile sul sistema elettrico
- Unione Petrolifera (2011), Data Book.



# APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2011







# APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2011



INTRODUZIONE.....	p.	III
1. MGP - Mercato del Giorno Prima.....	p.	1
PREZZI .....	p.	3
DOMANDA.....	p.	17
OFFERTA.....	p.	27
LIQUIDITÀ.....	p.	51
CONFIGURAZIONI ZONALI.....	p.	57
CONCENTRAZIONE.....	p.	75
2. MA/MI - Mercato di Aggiustamento e Infragiornaliero.....	p.	83
3. MSD EX ANTE - Mercato dei Servizi di Dispacciamento .....	p.	95
4. MTE - Mercato Elettrico a Termine.....	p.	103
5. PCE - Piattaforma per Conti Energia.....	p.	107
INDICE DELLE TABELLE.....	p.	112
INDICE DELLE FIGURE.....	p.	114

# INDICE

# INTRODUZIONE

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2011 del Gestore dei Mercati Energetici (GME), attraverso una ricca serie di tabelle e grafici, illustra l'andamento delle serie storiche annuali delle principali variabili dei mercati dell'energia elettrica a pronti (MPE) [Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato Infragiornaliero (MI), Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ex-ante], del Mercato Elettrico a Termine (MTE) e della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE).

Particolare attenzione è rivolta all'anno 2011 di cui sono illustrati con maggior dettaglio gli esiti dei suddetti mercati anche attraverso l'esame delle serie mensili, giornaliere ed orarie.

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); vendite per tipologia di impianto;
  - » *Liquidità e struttura degli acquisti e delle vendite*;
  - » *Configurazione zonale* - zone di mercato, transiti interzonal, 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 dei Servizi di Dispacciamento** - volumi scambiati a salire e a scendere nei mercati ex-ante; 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.



# 1

## MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

PREZZI .....	p.	3
DOMANDA .....	p.	17
OFFERTA .....	p.	27
LIQUIDITÀ.....	p.	51
CONFIGURAZIONI ZONALI.....	p.	57
CONCENTRAZIONE .....	p.	75





1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

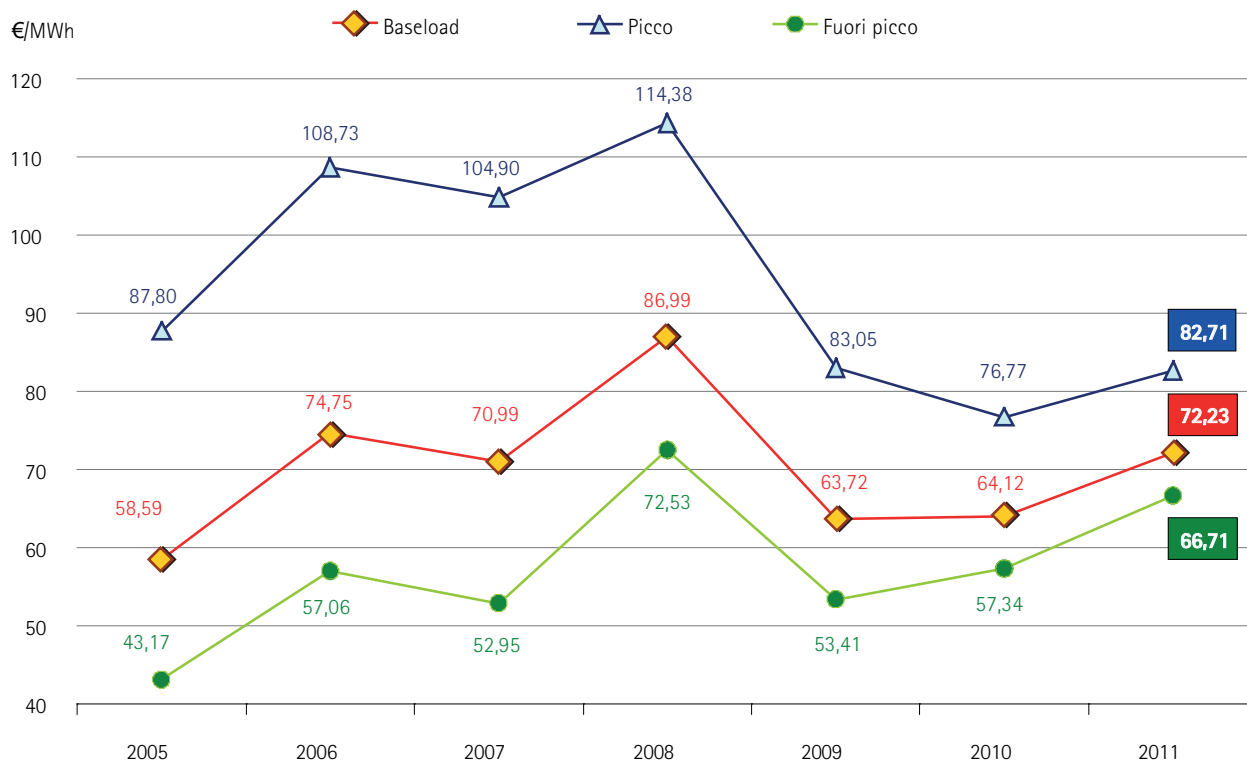
**PREZZI**



Tabella 1 MGP - Prezzo di acquisto

	€/MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Media	Baseload	72,23	64,12	63,72	86,99	70,99	74,75	58,59
	Picco	82,71	76,77	83,05	114,38	104,90	108,73	87,80
	Fuori picco	66,71	57,34	53,41	72,53	52,95	57,06	43,17
Minimo	Baseload	10,00	10,00	9,07	21,54	21,44	15,06	10,42
	Picco	57,99	46,52	35,15	40,96	47,70	50,57	34,68
	Fuori picco	10,00	10,00	9,07	21,54	21,44	15,06	10,42
Massimo	Baseload	164,80	174,62	172,25	211,99	242,42	378,47	170,61
	Picco	164,80	174,62	172,25	211,99	242,42	378,47	170,61
	Fuori picco	146,89	154,70	134,23	172,09	162,63	160,04	117,58
Volatilità	Baseload	7,6%	11,9%	13,8%	10,4%	10,3%	9,5%	11,2%
	Picco	9,5%	15,2%	16,6%	13,0%	14,7%	13,5%	14,1%
	Fuori picco	7,8%	9,7%	13,5%	10,5%	7,4%	6,2%	9,2%

Figura 1 MGP - Prezzo di acquisto



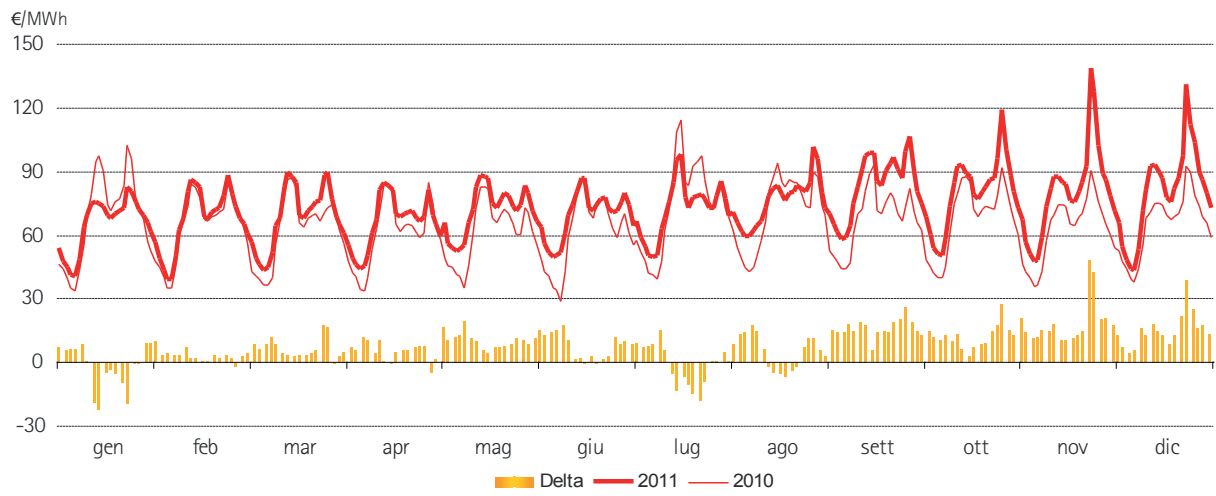
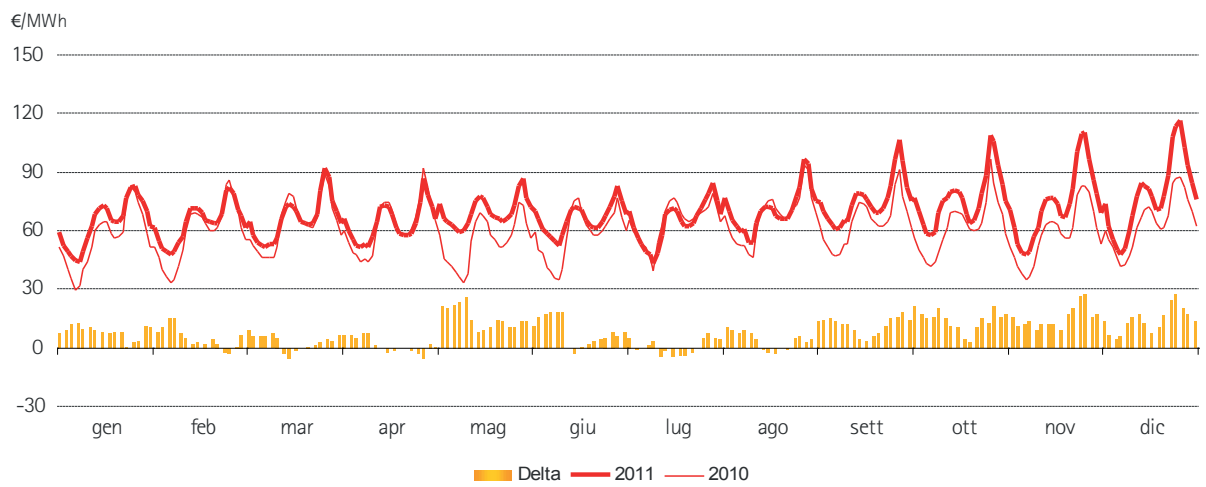
MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo) Figura 2MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo) Figura 3



Figura 4 MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera

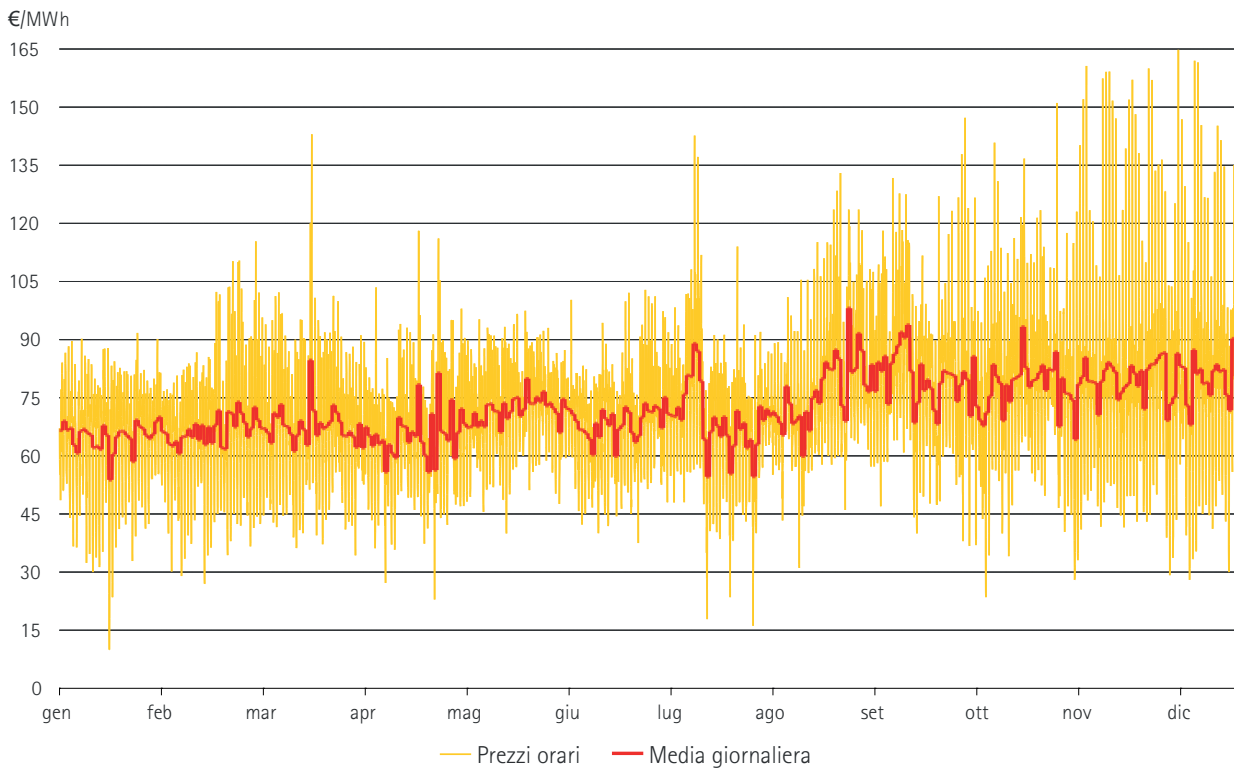
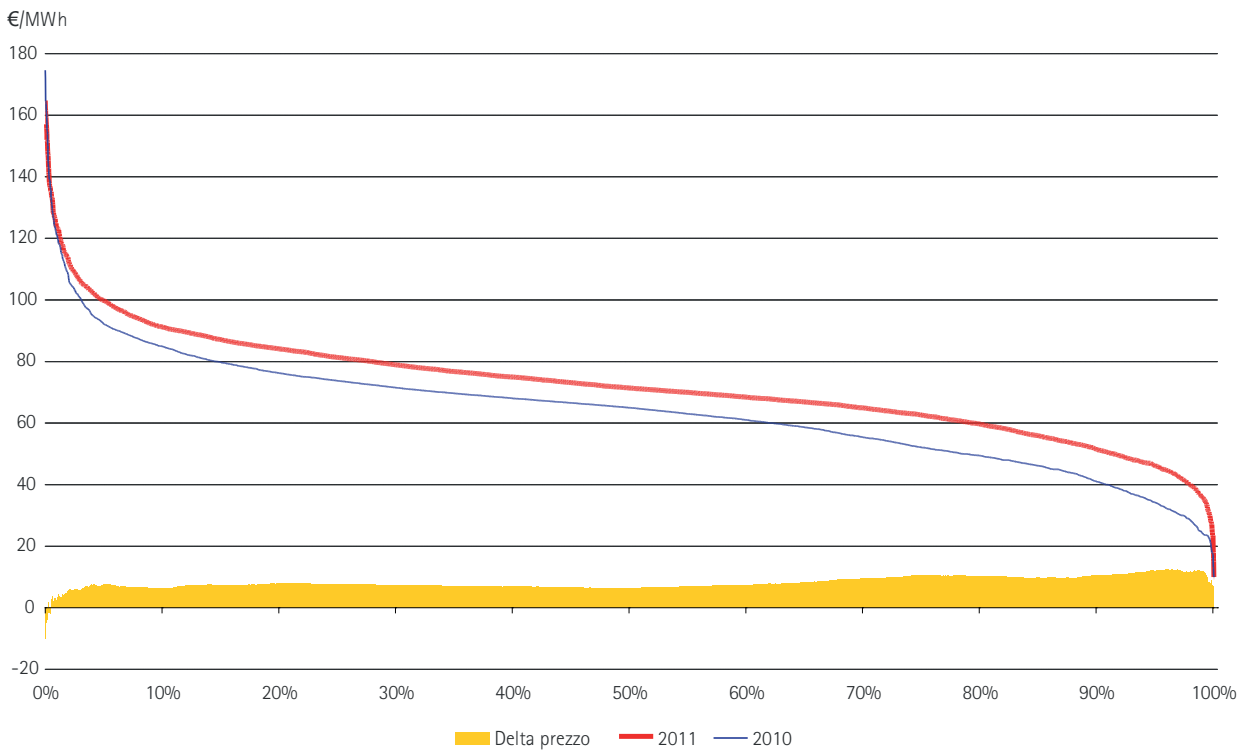


Figura 5 MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata



MGP – Prezzo di vendita zonale: *baseload*

Tabella 2

€/MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	70,18	61,98	60,82	82,92	68,47	73,63	57,71
Centro Nord	71,17	62,47	62,26	84,99	72,80	74,98	58,62
Centro Sud	70,86	62,60	62,40	87,63	73,05	74,99	59,03
Sud	69,04	59,00	59,49	87,39	73,04	74,98	59,03
Calabria				87,99	73,22	75,67	59,83
Sicilia	93,11	89,71	88,09	119,63	79,51	78,96	62,77
Sardegna	79,93	73,51	82,01	91,84	75,00	80,55	60,38
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	70,18	61,98	60,82	82,90	68,37	73,49	57,71
Turbigo R.					75,65	73,57	57,70
Piombino						77,62	58,97
Brindisi	68,20	57,66	57,04	86,93	72,98	74,28	58,94
Foggia	67,16	58,99	59,31	86,79	69,96	71,55	
Rossano	69,01	58,47	58,75	86,99	73,00	74,61	58,99
Priolo G.	93,11	89,58	87,95	118,46	78,44	76,68	62,18
<i>Zone estere</i>							
Francia	70,18	61,98	60,82	-	-	64,34	52,32
Svizzera	70,18	61,98	60,78	-	50,47	64,66	55,66
Austria	70,18	61,98	60,82	-	-	58,32	53,20
Slovenia	70,18	61,98	60,82	-	41,08	70,94	55,90
BSP	57,20						
Grecia	68,20	57,66	57,04	-	-	67,96	55,68
Corsica	74,60	91,58	61,33	87,25	71,07	73,33	57,38
Corsica AC	80,94	73,36	82,01	91,84	75,00	81,53	
Estero Corsica				91,84	75,00	81,53	
Estero Nord-Est				82,92	68,22	73,63	57,21
Estero Nord-Ovest				82,92	68,45	73,63	57,68
Estero Sud				80,35	64,62	68,48	61,16

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

Tabella 3

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	7,5%	12,5%	14,2%	11,8%	13,5%	10,4%	13,6%
Centro Nord	8,9%	13,3%	15,9%	11,1%	8,9%	9,4%	12,6%
Centro Sud	9,5%	14,8%	17,0%	11,2%	8,2%	9,3%	10,2%
Sud	9,4%	13,4%	17,2%	11,1%	8,1%	9,4%	10,2%
Calabria				11,7%	8,5%	10,6%	11,3%
Sicilia	15,6%	23,8%	18,2%	19,9%	13,0%	12,3%	12,4%
Sardegna	16,5%	21,9%	29,9%	16,3%	12,8%	12,5%	11,9%
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	7,5%	12,5%	14,2%	11,9%	13,5%	10,5%	13,6%
Turbigo R.					13,5%	10,7%	13,6%
Piombino						1,6%	10,4%
Brindisi	9,8%	13,8%	19,1%	11,0%	8,2%	10,0%	10,3%
Foggia	8,8%	13,4%	17,2%	11,1%	9,3%	7,5%	
Rossano	9,6%	16,1%	19,2%	11,0%	8,2%	8,8%	10,2%
Priolo G.	15,6%	23,5%	18,4%	20,4%	12,3%	9,9%	12,1%
<i>Zone estere</i>							
Francia	7,5%	12,5%	13,3%	-	-	38,3%	16,1%
Svizzera	7,5%	12,5%	13,6%	-	13,0%	20,9%	30,8%
Austria	7,5%	12,5%	13,3%	-	-	15,6%	9,6%
Slovenia	7,5%	12,5%	13,3%	-	19,5%	18,6%	17,2%
BSP	10,9%						
Grecia	9,8%	13,8%	18,0%	-	-	13,7%	9,7%
Corsica	13,9%	16,9%	20,4%	10,9%	11,3%	9,7%	11,4%
Corsica AC	16,5%	24,2%	29,9%	16,3%	12,8%	10,9%	
Estero Corsica				16,3%	12,8%	10,9%	
Estero Nord-Est				11,8%	20,9%	10,4%	11,9%
Estero Nord-Ovest				11,8%	13,4%	10,4%	14,0%
Estero Sud				8,1%	5,7%	12,1%	4,7%

Tabella 4

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

€/MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	79,90	73,39	79,06	108,94	100,44	107,49	86,85
Centro Nord	81,96	74,29	81,26	113,29	109,41	109,41	88,27
Centro Sud	81,31	74,98	81,36	115,47	109,81	109,36	88,61
Sud	76,48	66,83	74,01	114,83	109,80	109,35	88,61
Calabria				115,66	109,95	109,82	89,24
Sicilia	114,15	120,16	123,85	161,57	116,95	113,26	91,85
Sardegna	92,84	93,38	108,30	118,19	109,24	113,49	88,50
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	79,90	73,39	79,06	108,89	100,37	107,29	86,85
Turbigo R.					111,86	107,42	86,84
Piombino						109,27	88,54
Brindisi	75,13	64,98	70,84	114,38	109,72	108,13	88,53
Foggia	73,08	66,81	73,87	114,83	105,72	106,39	
Rossano	76,44	65,96	72,26	114,43	109,72	108,84	88,56
Priolo G.	114,15	119,77	123,48	159,07	115,42	110,26	91,24
<i>Zone estere</i>							
Francia	79,90	73,39	79,06	-	-	93,49	80,49
Svizzera	79,90	73,39	78,97	-	68,79	89,68	84,05
Austria	79,90	73,39	79,06	-	-	83,83	79,23
Slovenia	79,90	73,39	79,06	-	58,50	103,20	84,73
BSP	69,79						
Grecia	75,13	64,98	70,84	-	-	96,29	83,59
Corsica	86,09	121,87	80,22	113,56	103,67	103,96	85,18
Corsica AC	92,84	93,10	108,30	118,19	109,24	114,97	
Esterio Corsica				118,19	109,24	114,97	
Esterio Nord-Est				108,94	100,11	107,49	86,11
Esterio Nord-Ovest				108,94	100,38	107,49	86,85
Esterio Sud				104,77	95,41	97,78	91,69

Tabella 5

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

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	9,5%	16,4%	17,9%	14,7%	19,1%	14,2%	17,3%
Centro Nord	11,7%	17,7%	19,7%	13,5%	12,8%	13,5%	16,2%
Centro Sud	12,1%	19,4%	21,4%	13,5%	11,8%	13,5%	12,9%
Sud	12,2%	17,3%	21,9%	13,4%	11,8%	13,5%	12,9%
Calabria				13,9%	12,2%	15,1%	13,6%
Sicilia	17,1%	27,7%	19,8%	22,7%	15,6%	14,8%	14,4%
Sardegna	20,1%	27,7%	32,2%	18,0%	16,0%	15,8%	13,9%
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	9,5%	16,4%	17,9%	14,7%	19,1%	14,3%	17,3%
Turbigo R.					19,1%	14,5%	17,3%
Piombino						2,1%	13,1%
Brindisi	13,4%	17,3%	24,8%	13,2%	11,8%	14,3%	13,1%
Foggia	12,1%	17,3%	21,9%	13,4%	7,5%	10,7%	
Rossano	12,2%	15,4%	25,7%	13,2%	11,8%	12,7%	13,0%
Priolo G.	17,1%	27,3%	20,2%	23,1%	14,9%	12,3%	14,4%
<i>Zone estere</i>							
Francia	9,5%	16,4%	16,7%	-	-	52,4%	15,1%
Svizzera	9,5%	16,4%	17,2%	-	17,3%	40,0%	30,6%
Austria	9,5%	16,4%	16,7%	-	-	22,9%	12,8%
Slovenia	9,5%	16,4%	16,7%	-	25,2%	9,0%	12,8%
BSP	12,0%						
Grecia	13,4%	17,3%	23,5%	-	-	10,4%	12,2%
Corsica	17,4%	15,6%	24,2%	12,4%	14,3%	13,6%	13,6%
Corsica AC	20,1%	31,5%	32,2%	18,0%	16,0%	13,7%	
Esterio Corsica				18,0%	16,0%	13,7%	
Esterio Nord-Est				14,7%	26,3%	14,2%	15,1%
Esterio Nord-Ovest				14,7%	19,0%	14,2%	17,3%
Esterio Sud				10,8%	8,5%	9,2%	5,7%

MGP – Prezzo di vendita zonale: *fuori picco*

Tabella 6

€/MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	65,05	55,86	51,09	69,18	51,52	55,99	42,34
Centro Nord	65,48	56,12	52,13	70,04	53,38	57,05	42,98
Centro Sud	65,36	55,95	52,28	72,92	53,55	57,09	43,43
Sud	65,12	54,80	51,75	72,90	53,55	57,09	43,44
Calabria				73,38	53,75	57,89	44,33
Sicilia	82,02	73,37	69,01	97,48	59,65	61,09	47,45
Sardegna	73,13	62,84	67,99	77,91	56,83	63,40	45,55
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	65,05	55,86	51,09	69,17	51,39	55,88	42,34
Turbigo R.					54,53	55,93	42,34
Piombino						60,15	43,39
Brindisi	64,55	53,73	49,68	72,44	53,48	56,66	43,34
Foggia	64,05	54,80	51,53	71,98	50,99	53,75	
Rossano	65,08	54,45	51,54	72,49	53,52	56,79	43,40
Priolo G.	82,02	73,37	68,99	97,01	58,82	59,19	46,86
<i>Zone estere</i>							
Francia	65,05	55,86	51,09	-	-	49,15	37,46
Svizzera	65,05	55,86	51,08	-	40,75	51,62	40,69
Austria	65,05	55,86	51,09	-	-	45,03	39,47
Slovenia	65,05	55,86	51,09	-	31,83	54,14	40,71
BSP	50,56						
Grecia	64,55	53,73	49,68	-	-	53,21	40,96
Corsica	68,55	75,32	51,25	73,35	53,78	57,38	42,72
Corsica AC	74,67	62,77	67,99	77,91	56,83	64,45	
Esterio Corsica				77,91	56,83	64,45	
Esterio Nord-Est				69,18	51,30	55,99	41,97
Esterio Nord-Ovest				69,18	51,52	55,99	42,31
Esterio Sud				67,46	48,28	53,22	45,05

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

Tabella 7

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	7,8%	10,1%	13,8%	11,4%	8,7%	7,8%	10,5%
Centro Nord	8,2%	10,1%	14,4%	11,6%	7,5%	5,2%	9,7%
Centro Sud	9,0%	11,4%	14,6%	11,6%	7,3%	5,2%	8,7%
Sud	9,0%	11,3%	14,7%	11,7%	7,3%	5,2%	8,7%
Calabria				12,6%	7,5%	7,0%	10,3%
Sicilia	18,0%	22,2%	19,5%	21,5%	13,6%	11,5%	11,7%
Sardegna	15,2%	18,0%	31,4%	17,9%	13,1%	10,7%	11,4%
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	7,8%	10,1%	13,8%	11,4%	8,7%	7,8%	10,5%
Turbigo R.					8,7%	8,0%	10,5%
Piombino						1,5%	8,8%
Brindisi	9,1%	12,4%	15,1%	11,8%	7,4%	5,8%	8,7%
Foggia	7,9%	11,4%	14,7%	11,7%	7,9%	3,4%	
Rossano	9,1%	12,4%	15,4%	11,8%	7,4%	5,2%	8,7%
Priolo G.	18,0%	22,2%	19,5%	21,9%	13,4%	10,2%	11,2%
<i>Zone estere</i>							
Francia	7,8%	10,1%	12,9%	-	-	26,8%	12,0%
Svizzera	7,8%	10,1%	12,9%	-	9,0%	13,5%	16,1%
Austria	7,8%	10,1%	12,9%	-	-	13,0%	6,7%
Slovenia	7,8%	10,1%	12,9%	-	13,9%	13,7%	11,1%
BSP	11,1%						
Grecia	9,1%	12,4%	14,2%	-	-	5,8%	7,9%
Corsica	12,7%	12,7%	18,3%	12,3%	10,3%	6,6%	10,4%
Corsica AC	15,2%	18,9%	31,4%	17,9%	13,1%	9,1%	
Esterio Corsica				17,9%	13,1%	9,1%	
Esterio Nord-Est				11,4%	15,7%	7,8%	9,4%
Esterio Nord-Ovest				11,4%	8,7%	7,8%	12,2%
Esterio Sud				7,5%	4,9%	5,7%	4,4%

Tabella 8 MGP – Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2011: *Baseload*

	Nord	Monfalcone	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Brindisi	Foggia	Rossano	Sicilia	Priolo	Sardegna
	<b>Differenza media di prezzo</b>										
Nord		0,00 (0,00)	0,99 (0,48)	0,69 (0,62)	-1,14 (-2,98)	-1,97 (-4,33)	-3,01 (-2,99)	-1,17 (-3,52)	22,93 (27,73)	22,93 (27,60)	9,76 (11,52)
Monfalcone	0,0% (0,0%)		0,99 (0,48)	0,69 (0,62)	-1,14 (-2,98)	-1,97 (-4,33)	-3,01 (-2,99)	-1,17 (-3,52)	22,93 (27,73)	22,93 (27,60)	9,76 (11,52)
Centro Nord	6,3% (3,8%)	6,3% (3,8%)		-0,30 (0,13)	-2,12 (-3,46)	-2,96 (-4,81)	-4,00 (-3,47)	-2,16 (-4,00)	21,95 (27,25)	21,95 (27,11)	8,77 (11,04)
Centro Sud	10,4% (13,1%)	10,4% (13,1%)	4,2% (9,5%)		-1,82 (-3,60)	-2,66 (-4,94)	-3,70 (-3,61)	-1,86 (-4,13)	22,25 (27,12)	22,25 (26,98)	9,07 (10,91)
Sud	23,7% (33,5%)	23,7% (33,5%)	19,0% (30,8%)	15,4% (23,2%)		-0,84 (-1,35)	-1,88 (-0,01)	-0,03 (-0,53)	24,07 (30,71)	24,07 (30,58)	10,89 (14,50)
Brindisi	26,4% (38,0%)	26,4% (38,0%)	22,2% (35,6%)	18,6% (28,7%)	4,0% (6,6%)		-1,04 (1,34)	0,80 (0,81)	24,91 (32,06)	24,91 (31,92)	11,73 (15,85)
Foggia	26,3% (33,5%)	26,3% (33,5%)	21,7% (30,8%)	18,2% (23,3%)	3,7% (0,2%)	7,8% (6,8%)		1,84 (-0,53)	25,95 (30,72)	25,95 (30,59)	12,77 (14,51)
Rossano	24,0% (34,9%)	24,0% (34,9%)	19,4% (32,2%)	15,8% (24,8%)	0,5% (2,2%)	4,5% (8,5%)	4,1% (2,4%)		24,11 (31,25)	24,11 (31,11)	10,93 (15,04)
Sicilia	79,2% (79,1%)	79,2% (79,1%)	78,7% (78,5%)	77,6% (75,4%)	76,2% (73,2%)	76,9% (74,8%)	76,6% (73,2%)	76,2% (73,0%)		0,00 (-0,14)	-13,18 (-16,21)
Priolo	79,2% (79,1%)	79,2% (79,1%)	78,7% (78,5%)	77,6% (75,4%)	76,2% (73,2%)	76,9% (74,8%)	76,6% (73,2%)	76,2% (73,0%)	0,0% (0,1%)		-13,18 (-16,07)
Sardegna	36,2% (38,4%)	36,2% (38,4%)	32,1% (35,9%)	28,5% (31,9%)	40,3% (46,5%)	42,6% (49,9%)	41,4% (46,5%)	40,6% (47,4%)	83,0% (79,4%)	83,0% (79,4%)	

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 9 MGP – Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2011: *Ore di picco*

	Nord	Monfalcone	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Brindisi	Foggia	Rossano	Sicilia	Priolo	Sardegna
	<b>Differenza media di prezzo</b>										
Nord		0,00 (0,00)	2,06 (0,90)	1,41 (1,59)	-3,42 (-6,56)	-4,77 (-8,41)	-6,82 (-6,58)	-3,45 (-7,43)	34,25 (46,77)	34,25 (46,38)	12,94 (19,99)
Monfalcone	0,0% (0,0%)		2,06 (0,90)	1,41 (1,59)	-3,42 (-6,56)	-4,77 (-8,41)	-6,82 (-6,58)	-3,45 (-7,43)	34,25 (46,77)	34,25 (46,38)	12,94 (19,99)
Centro Nord	10,5% (5,3%)	10,5% (5,3%)		-0,65 (0,68)	-5,48 (-7,47)	-6,83 (-9,32)	-8,88 (-7,49)	-5,51 (-8,34)	32,19 (45,86)	32,19 (45,48)	10,88 (19,08)
Centro Sud	15,6% (14,1%)	15,6% (14,1%)	5,1% (9,1%)		-4,83 (-8,15)	-6,18 (-10,00)	-8,23 (-8,17)	-4,86 (-9,02)	32,84 (45,18)	32,84 (44,79)	11,53 (18,40)
Sud	48,0% (55,9%)	48,0% (55,9%)	41,8% (52,5%)	38,1% (47,4%)		-1,35 (-1,85)	-3,40 (-0,02)	-0,04 (-0,87)	37,67 (53,33)	37,67 (52,94)	16,36 (26,55)
Brindisi	50,4% (60,1%)	50,4% (60,1%)	44,8% (57,2%)	41,2% (52,5%)	5,2% (8,0%)		-2,05 (1,83)	1,32 (0,98)	39,02 (55,18)	39,02 (54,79)	17,71 (28,40)
Foggia	51,8% (56,0%)	51,8% (56,0%)	45,7% (52,6%)	42,1% (47,5%)	6,3% (0,5%)	11,5% (8,5%)		3,37 (-0,85)	41,07 (53,35)	41,07 (52,96)	19,76 (26,57)
Rossano	48,5% (57,8%)	48,5% (57,8%)	42,3% (54,4%)	38,7% (49,3%)	0,8% (3,6%)	6,1% (11,0%)	6,7% (4,1%)		37,70 (54,20)	37,70 (53,81)	16,39 (27,42)
Sicilia	95,9% (98,4%)	95,9% (98,4%)	95,4% (98,1%)	95,1% (97,1%)	92,1% (95,8%)	92,6% (96,6%)	92,2% (95,8%)	92,1% (95,6%)		0,00 (-0,39)	-21,31 (-26,78)
Priolo	95,9% (98,4%)	95,9% (98,4%)	95,4% (98,1%)	95,1% (97,1%)	92,1% (95,8%)	92,6% (96,6%)	92,2% (95,8%)	92,1% (95,6%)	0,0% (0,3%)		-21,31 (-26,39)
Sardegna	40,9% (48,4%)	40,9% (48,4%)	33,7% (44,5%)	29,7% (42,9%)	58,8% (72,3%)	60,6% (75,4%)	60,4% (72,3%)	59,3% (73,2%)	96,5% (98,4%)	96,5% (98,4%)	

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 10 MGP – Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2011: *Ore fuori picco*

	Nord	Monfalcone	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Brindisi	Foggia	Rossano	Sicilia	Priolo	Sardegna
	<b>Differenza media di prezzo</b>										
Nord		0,00 (0,00)	0,42 (0,26)	0,30 (0,09)	0,06 (-1,06)	-0,50 (-2,13)	-1,01 (-1,06)	0,03 (-1,41)	16,97 (17,51)	16,97 (17,51)	8,08 (6,98)
Monfalcone	0,0% (0,0%)		0,42 (0,26)	0,30 (0,09)	0,06 (-1,06)	-0,50 (-2,13)	-1,01 (-1,06)	0,03 (-1,41)	16,97 (17,51)	16,97 (17,51)	8,08 (6,98)
Centro Nord	4,1% (3,0%)	4,1% (3,0%)		-0,12 (-0,17)	-0,36 (-1,32)	-0,92 (-2,39)	-1,43 (-1,32)	-0,39 (-1,67)	16,54 (17,25)	16,54 (17,25)	7,66 (6,72)
Centro Sud	7,7% (12,5%)	7,7% (12,5%)	3,7% (9,6%)		-0,24 (-1,15)	-0,81 (-2,23)	-1,31 (-1,15)	-0,27 (-1,51)	16,66 (17,42)	16,66 (17,42)	7,77 (6,89)
Sud	10,8% (21,4%)	10,8% (21,4%)	7,1% (19,1%)	3,5% (10,3%)		-0,57 (-1,08)	-1,07 (-0,00)	-0,03 (-0,36)	16,90 (18,57)	16,90 (18,57)	8,01 (8,04)
Brindisi	13,7% (26,2%)	13,7% (26,2%)	10,2% (24,0%)	6,7% (15,9%)	3,4% (5,9%)		-0,51 (1,07)	0,53 (0,72)	17,47 (19,64)	17,47 (19,64)	8,58 (9,11)
Foggia	12,8% (21,5%)	12,8% (21,5%)	9,1% (19,2%)	5,7% (10,3%)	2,4% (0,1%)	5,8% (5,9%)		1,04 (-0,35)	17,97 (18,57)	17,97 (18,57)	9,09 (8,04)
Rossano	11,1% (22,6%)	11,1% (22,6%)	7,3% (20,3%)	3,8% (11,6%)	0,3% (1,5%)	3,7% (7,2%)	2,7% (1,5%)		16,94 (18,92)	16,94 (18,92)	8,05 (8,39)
Sicilia	70,4% (68,7%)	70,4% (68,7%)	69,9% (68,0%)	68,4% (63,7%)	67,8% (61,0%)	68,7% (63,2%)	68,4% (61,0%)	67,8% (60,9%)		0,00 (0,00)	-8,89 (-10,53)
Priolo	70,4% (68,7%)	70,4% (68,7%)	69,9% (68,0%)	68,4% (63,7%)	67,8% (61,0%)	68,7% (63,2%)	68,4% (61,0%)	67,8% (60,9%)	0,0% (0,00)		-8,89 (-10,53)
Sardegna	33,8% (33,0%)	33,8% (33,0%)	31,3% (31,3%)	27,8% (26,0%)	30,6% (32,7%)	33,2% (36,2%)	31,4% (32,7%)	30,8% (33,6%)	76,0% (69,2%)	76,0% (69,2%)	

10 Tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP – Fissazione del prezzo in % del totale volumi venduti Tabella 11

Zona price maker	Gruppo di ore	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Nord	<b>Baseload</b>	<b>56%</b>	<b>48%</b>	<b>51%</b>	<b>46%</b>	<b>48%</b>	<b>47%</b>	<b>48%</b>
	<i>Picco</i>	64%	51%	55%	47%	50%	52%	51%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	48%	43%	43%	43%	46%	45%	45%
	<i>Festivo</i>	55%	49%	54%	49%	46%	43%	47%
Centro Nord	<b>Baseload</b>	<b>3%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>	<b>7%</b>	<b>8%</b>	<b>6%</b>	<b>6%</b>
	<i>Picco</i>	3%	4%	2%	8%	8%	5%	6%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	3%	3%	2%	5%	8%	6%	7%
	<i>Festivo</i>	4%	5%	3%	8%	8%	7%	6%
Centro Sud	<b>Baseload</b>	<b>6%</b>	<b>7%</b>	<b>8%</b>	<b>11%</b>	<b>14%</b>	<b>18%</b>	<b>24%</b>
	<i>Picco</i>	7%	9%	8%	14%	12%	18%	24%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	7%	8%	8%	9%	13%	18%	26%
	<i>Festivo</i>	5%	4%	7%	9%	16%	20%	22%
Sud	<b>Baseload</b>	<b>15%</b>	<b>16%</b>	<b>12%</b>	<b>13%</b>	<b>16%</b>	<b>16%</b>	<b>12%</b>
	<i>Picco</i>	13%	15%	13%	13%	15%	14%	11%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	15%	14%	10%	13%	17%	17%	11%
	<i>Festivo</i>	19%	20%	11%	14%	14%	18%	15%
Sicilia	<b>Baseload</b>	<b>7%</b>	<b>6%</b>	<b>7%</b>	<b>6%</b>	<b>8%</b>	<b>7%</b>	<b>7%</b>
	<i>Picco</i>	6%	6%	6%	5%	6%	5%	6%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	7%	5%	7%	7%	9%	8%	8%
	<i>Festivo</i>	8%	6%	8%	7%	8%	7%	8%
Sardegna	<b>Baseload</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>4%</b>	<b>4%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>
	<i>Picco</i>	3%	2%	4%	3%	3%	3%	2%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	2%	2%	5%	4%	3%	3%	2%
	<i>Festivo</i>	2%	3%	5%	5%	3%	3%	2%
Estero	<b>Baseload</b>	<b>10%</b>	<b>17%</b>	<b>16%</b>	<b>13%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>
	<i>Picco</i>	6%	14%	11%	10%	5%	2%	0%
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	18%	25%	26%	19%	4%	2%	1%
	<i>Festivo</i>	7%	14%	12%	10%	4%	2%	1%

MGP – Zona price maker/taker in % del totale volumi venduti. Anno 2011 Tabella 12

Zona price maker	Zona price taker								
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Estero	Totale	
Nord	<b>Baseload</b>	<b>67,9%</b> (58,4%)	<b>59,1%</b> (53,2%)	<b>55,7%</b> (47,3%)	<b>41,8%</b> (30,8%)	<b>8,1%</b> (7,3%)	<b>38,9%</b> (32,4%)	<b>62,3%</b> (54,6%)	<b>56,3%</b> (48,0%)
	<i>Picco</i>	78,5% (63,3%)	67,9% (58,4%)	63,2% (52,6%)	34,2% (23,5%)	2,7% (0,8%)	44,4% (30,7%)	76,0% (61,6%)	63,6% (51,2%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	55,3% (51,7%)	49,5% (47,8%)	47,8% (40,1%)	44,8% (32,2%)	13,6% (12,9%)	30,1% (30,6%)	50,5% (47,9%)	48,1% (43,4%)
	<i>Festivo</i>	63,9% (57,4%)	57,8% (52,2%)	53,4% (47,6%)	49,7% (39,7%)	9,3% (9,9%)	41,8% (36,6%)	58,5% (53,5%)	54,5% (48,5%)
Centro Nord	<b>Baseload</b>	<b>3,1%</b> (4,2%)	<b>4,8%</b> (5,3%)	<b>4,1%</b> (4,1%)	<b>3,0%</b> (2,3%)	<b>0,7%</b> (0,6%)	<b>3,2%</b> (3,2%)	<b>2,8%</b> (3,7%)	<b>3,1%</b> (3,6%)
	<i>Picco</i>	2,4% (4,5%)	4,8% (5,7%)	4,4% (4,6%)	1,9% (1,6%)	0,4% (0,1%)	4,0% (3,7%)	1,9% (4,0%)	2,5% (3,8%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	3,4% (3,0%)	3,8% (3,4%)	3,6% (2,6%)	3,2% (1,9%)	0,8% (0,8%)	2,2% (2,2%)	2,8% (2,7%)	3,1% (2,6%)
	<i>Festivo</i>	4,2% (5,3%)	5,8% (7,1%)	4,3% (5,5%)	4,3% (3,6%)	1,0% (1,1%)	3,3% (3,7%)	3,9% (4,3%)	4,1% (4,7%)
Centro Sud	<b>Baseload</b>	<b>5,9%</b> (7,1%)	<b>7,9%</b> (7,8%)	<b>10,1%</b> (12,8%)	<b>7,1%</b> (6,3%)	<b>1,2%</b> (1,9%)	<b>6,2%</b> (7,4%)	<b>5,6%</b> (6,6%)	<b>6,3%</b> (7,1%)
	<i>Picco</i>	5,8% (8,6%)	9,6% (10,4%)	12,2% (16,5%)	6,8% (5,6%)	0,4% (0,8%)	8,0% (9,7%)	5,5% (8,2%)	6,6% (8,5%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	7,0% (7,7%)	7,8% (7,8%)	9,2% (12,9%)	8,2% (9,0%)	2,2% (3,9%)	4,8% (7,8%)	6,3% (7,4%)	7,0% (8,1%)
	<i>Festivo</i>	4,9% (3,4%)	5,7% (4,1%)	7,7% (5,7%)	6,2% (4,1%)	1,1% (1,1%)	5,4% (4,0%)	4,9% (3,6%)	5,2% (3,7%)
Sud	<b>Baseload</b>	<b>11,1%</b> (10,3%)	<b>14,1%</b> (12,0%)	<b>16,0%</b> (15,4%)	<b>34,6%</b> (41,3%)	<b>4,7%</b> (5,6%)	<b>12,4%</b> (10,9%)	<b>12,4%</b> (12,6%)	<b>15,4%</b> (15,9%)
	<i>Picco</i>	5,8% (7,0%)	8,2% (8,7%)	10,3% (10,9%)	47,6% (55,9%)	2,5% (1,4%)	7,2% (5,7%)	7,0% (9,4%)	12,9% (14,9%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	14,0% (10,1%)	15,8% (11,0%)	17,7% (17,1%)	22,8% (29,5%)	6,7% (9,2%)	12,5% (12,6%)	14,2% (11,3%)	15,4% (14,2%)
	<i>Festivo</i>	17,3% (16,8%)	19,9% (18,0%)	23,2% (21,8%)	28,7% (33,9%)	5,4% (7,2%)	18,8% (15,4%)	17,8% (18,3%)	19,3% (19,8%)
Sicilia	<b>Baseload</b>	<b>1,4%</b> (0,7%)	<b>1,7%</b> (0,8%)	<b>1,8%</b> (1,2%)	<b>2,2%</b> (1,6%)	<b>81,7%</b> (78,2%)	<b>1,5%</b> (0,9%)	<b>1,7%</b> (0,8%)	<b>6,6%</b> (5,6%)
	<i>Picco</i>	0,2% (0,2%)	0,3% (0,3%)	0,3% (0,6%)	0,9% (1,0%)	93,3% (96,6%)	0,3% (0,2%)	0,2% (0,3%)	5,7% (5,8%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	2,9% (1,0%)	2,9% (1,1%)	3,1% (1,6%)	3,6% (2,0%)	68,3% (59,0%)	2,3% (1,2%)	2,9% (1,0%)	7,0% (4,8%)
	<i>Festivo</i>	1,9% (1,2%)	2,1% (1,2%)	2,6% (1,6%)	2,7% (2,0%)	80,7% (74,6%)	2,2% (1,3%)	2,1% (1,1%)	7,5% (6,3%)
Sardegna	<b>Baseload</b>	<b>1,1%</b> (1,2%)	<b>1,9%</b> (1,5%)	<b>2,3%</b> (1,7%)	<b>1,3%</b> (1,1%)	<b>0,2%</b> (0,6%)	<b>29,2%</b> (32,4%)	<b>1,1%</b> (1,2%)	<b>2,3%</b> (2,3%)
	<i>Picco</i>	1,4% (1,0%)	2,9% (1,5%)	3,7% (1,7%)	1,4% (0,5%)	0,2% (0,1%)	32,0% (42,0%)	1,3% (0,9%)	2,6% (2,2%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	0,6% (1,0%)	0,8% (1,2%)	0,9% (1,5%)	0,9% (1,2%)	0,2% (1,0%)	32,5% (25,6%)	0,5% (1,1%)	1,9% (2,0%)
	<i>Festivo</i>	1,3% (1,8%)	1,6% (1,9%)	1,7% (2,1%)	1,5% (1,8%)	0,3% (0,7%)	22,0% (28,3%)	1,5% (1,7%)	2,2% (2,8%)
Estero	<b>Baseload</b>	<b>9,4%</b> (18,1%)	<b>10,7%</b> (19,3%)	<b>10,0%</b> (17,4%)	<b>10,1%</b> (16,7%)	<b>3,5%</b> (5,9%)	<b>8,7%</b> (12,9%)	<b>14,0%</b> (20,6%)	<b>10,0%</b> (17,4%)
	<i>Picco</i>	5,9% (15,3%)	6,3% (15,0%)	5,9% (13,2%)	7,3% (11,9%)	0,6% (0,1%)	4,2% (8,0%)	8,1% (15,6%)	6,1% (13,5%)
	<i>Fuori Picco Lav.</i>	16,9% (25,6%)	19,4% (27,6%)	17,6% (24,2%)	16,5% (24,1%)	8,3% (13,3%)	15,7% (20,1%)	22,8% (28,6%)	17,5% (24,9%)
	<i>Festivo</i>	6,5% (14,1%)	7,1% (15,5%)	7,0% (15,8%)	7,0% (14,9%)	2,2% (5,3%)	6,7% (10,7%)	11,3% (17,5%)	7,2% (14,3%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 6 MGP - Prezzo di vendita: *baseload*

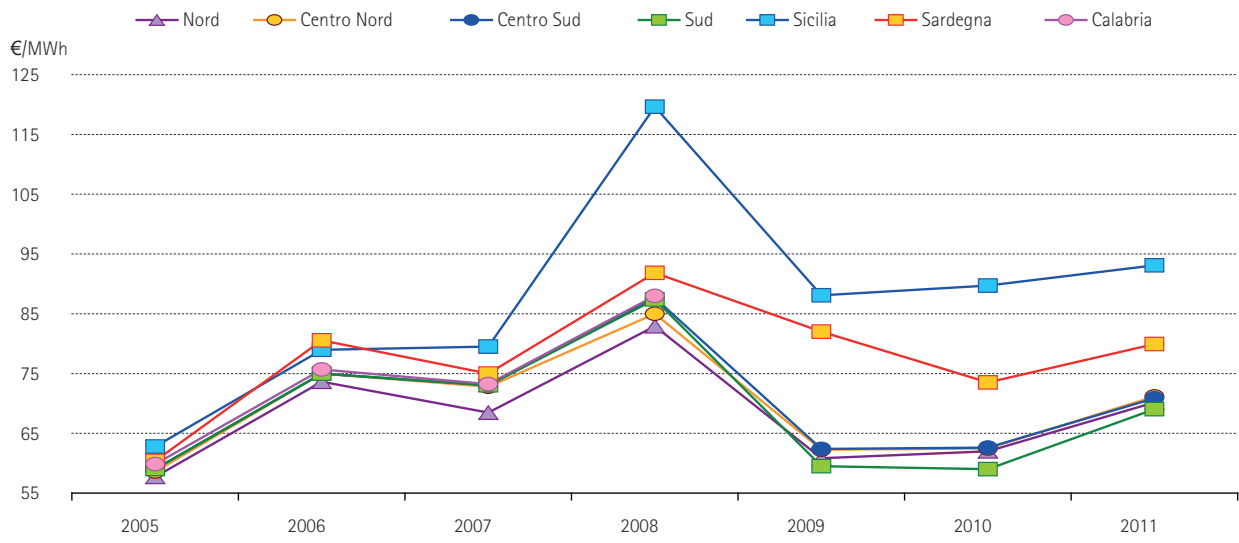


Figura 7 MGP - Prezzo di vendita: *picco*

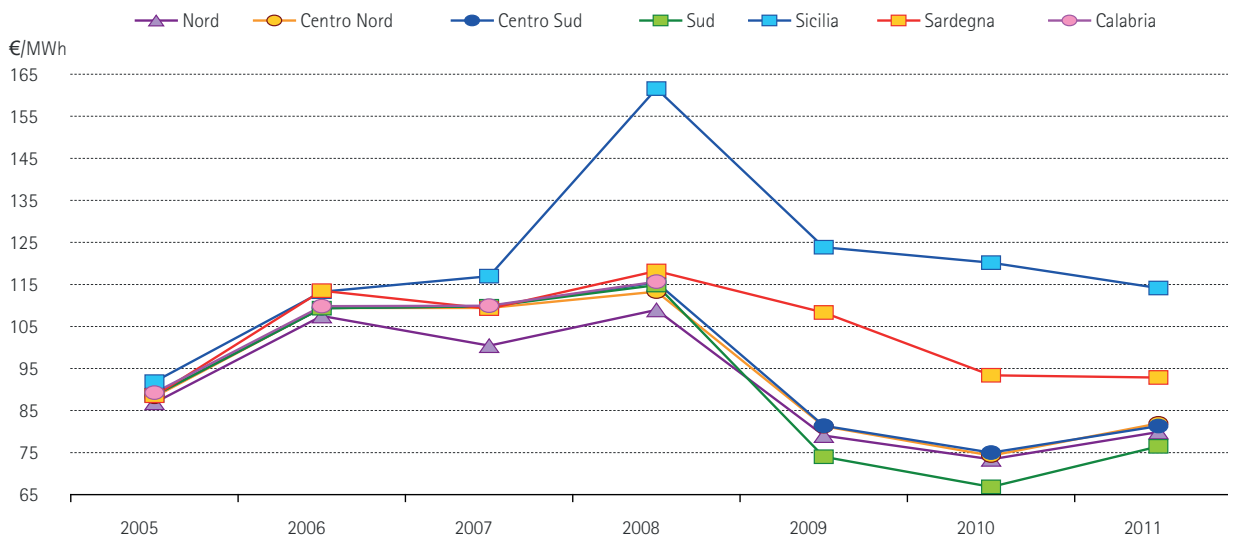
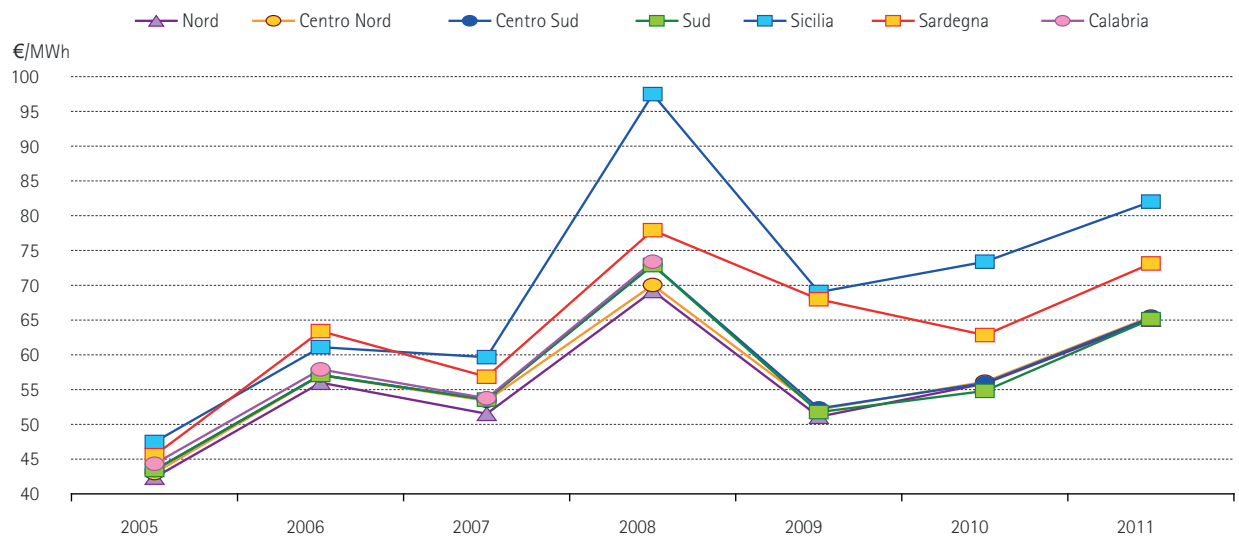


Figura 8 MGP - Prezzo di vendita: *fuori picco*



MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie Figura 9

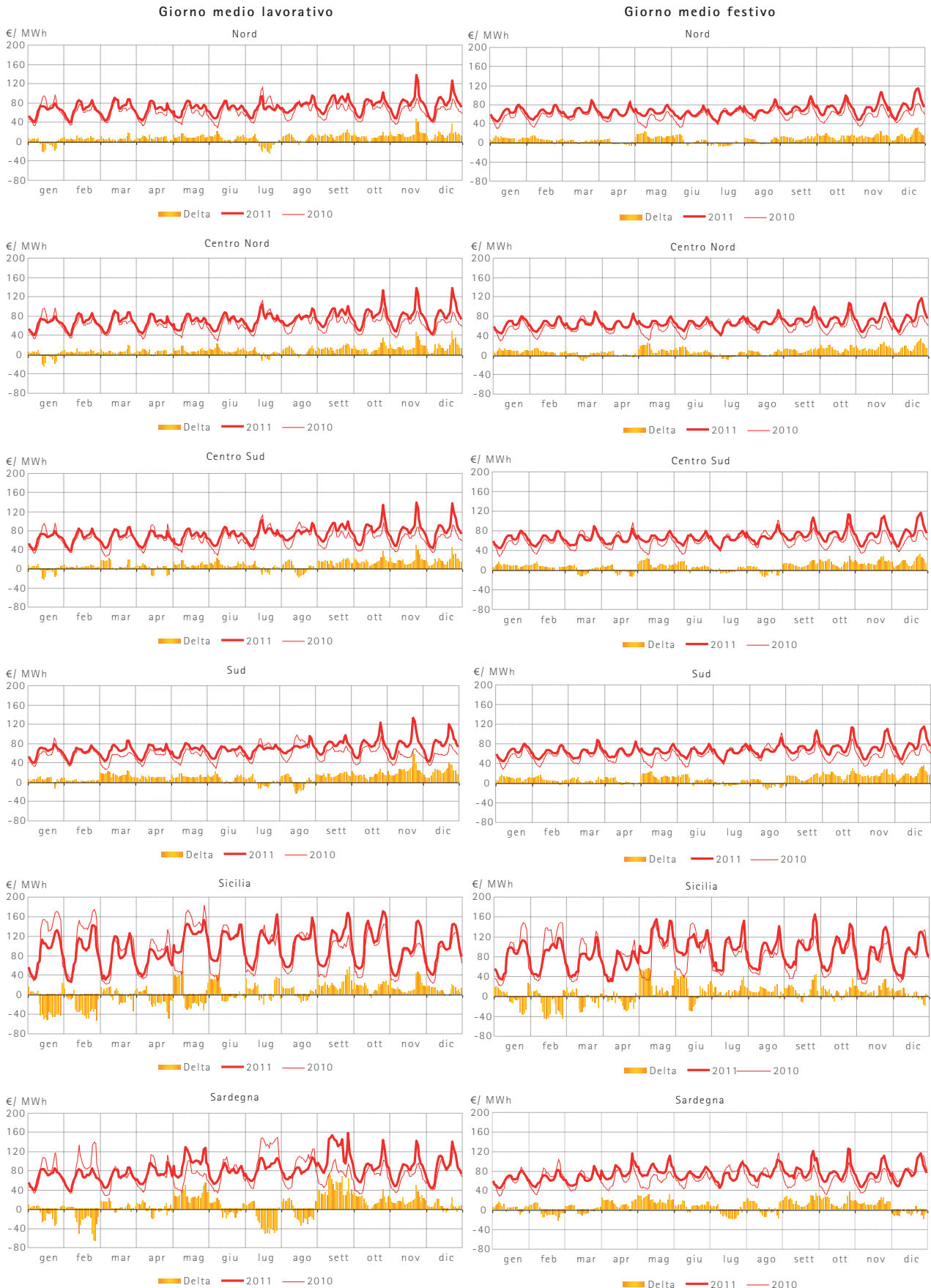




Figura 10

MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera. Anno 2011



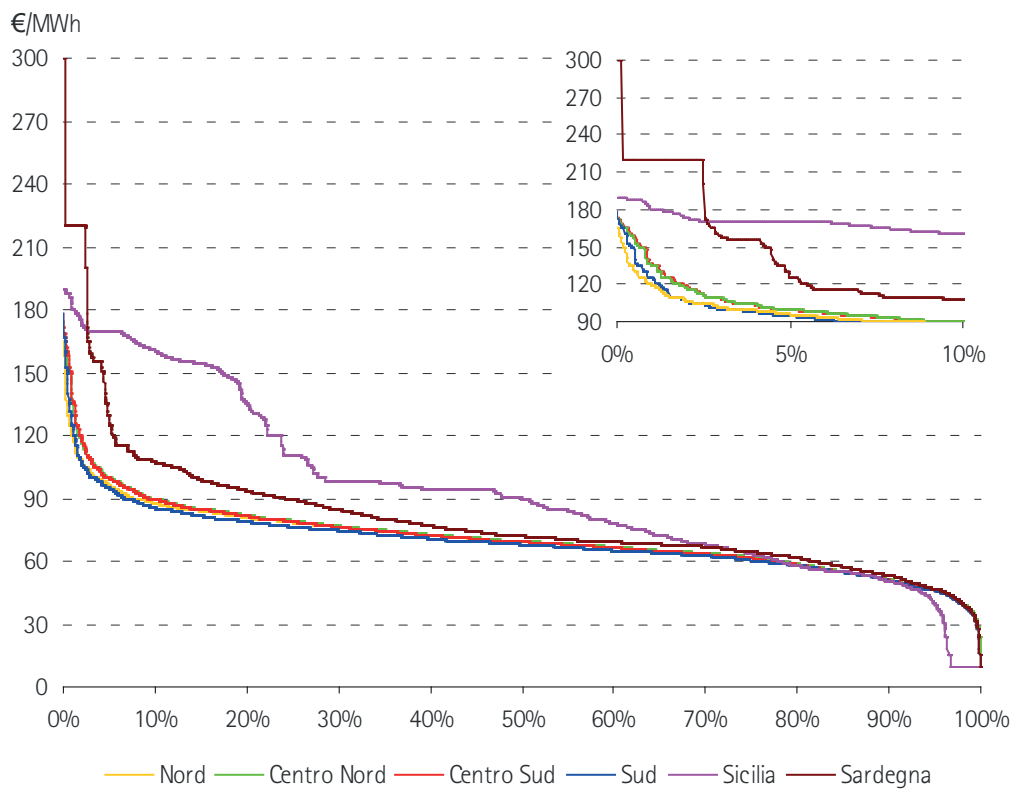
MGP - Prezzo di vendita: curve di durata. Anno 2011 Figura 11

Tabella 13

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

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

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

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

**DOMANDA**



Tabella 14

**MGP – Offerte di acquisto: totale**

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	165.559.483	172.426.210	168.281.460	181.622.010	179.533.755	177.975.401	174.762.321
Centro Nord	33.985.543	34.510.467	34.050.494	36.423.862	36.583.045	35.967.590	35.410.126
Centro Sud	49.611.468	50.437.099	49.740.985	33.349.287	32.673.492	32.397.598	32.017.904
Sud	25.548.161	25.609.410	26.109.079	42.661.271	41.745.127	41.013.470	40.500.008
Calabria				3.950.983	3.624.502	3.637.318	3.478.352
Sicilia	19.604.279	19.701.151	19.428.168	20.130.439	19.355.979	19.299.280	18.428.690
Sardegna	13.522.990	11.876.453	12.044.453	12.522.979	12.463.267	13.239.487	12.809.788
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	0	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.					44.550	992.397	1.278.027
Piombino						0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	253.792	355.715	470.774	642.679	687.718	709.086	642.776
<b>Totale nazionale</b>	<b>308.085.714</b>	<b>314.916.505</b>	<b>310.125.413</b>	<b>331.303.510</b>	<b>326.711.435</b>	<b>325.231.627</b>	<b>319.327.992</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	8.405.712	8.783.050	9.306.006	-	-	5.448.808	1.299.258
Svizzera	16.938.873	16.235.210	13.748.884	-	4.264.060	4.273.552	2.313.850
Austria	1.322.203	1.017.230	1.143.049	-	-	549.370	259.821
Slovenia	99.064	364.022	233.890	-	318.568	506.930	150.860
<i>di cui Market Coupling</i>	98.799						
Grecia	2.620.448	3.333.445	4.242.060	-	-	379.546	139.825
Corsica	415.850	403.468	416.408	419.841	414.280	437.070	333.180
Corsica AC	322.325	0	0	0	0	0	
Estero Corsica				0	0	0	
Estero Nord-Est				1.400.828	368.464	0	0
Estero Nord-Ovest				17.471.898	1.546.772	130.731	73.083
Estero Sud				3.722.274	1.801.512	131.575	121.750
<b>Totale estero</b>	<b>30.124.475</b>	<b>30.136.425</b>	<b>29.090.296</b>	<b>23.014.841</b>	<b>8.713.656</b>	<b>11.857.582</b>	<b>4.691.628</b>
<b>TOTALE</b>	<b>338.210.189</b>	<b>345.052.930</b>	<b>339.215.709</b>	<b>354.318.351</b>	<b>335.425.092</b>	<b>337.089.209</b>	<b>324.019.620</b>

MGP – Offerte di acquisto: media oraria 

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	18.899	19.683	19.210	20.676	20.495	20.317	19.950
Centro Nord	3.880	3.940	3.887	4.147	4.176	4.106	4.042
Centro Sud	5.663	5.758	5.678	3.797	3.730	3.698	3.655
Sud	2.916	2.923	2.980	4.857	4.765	4.682	4.623
Calabria				450	414	415	397
Sicilia	2.238	2.249	2.218	2.292	2.210	2.203	2.104
Sardegna	1.544	1.356	1.375	1.426	1.423	1.511	1.462
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	0	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.					98	113	146
Piombino						0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	0	0
Rossano	0	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	29	41	54	73	79	81	73
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.170</b>	<b>35.949</b>	<b>35.402</b>	<b>37.717</b>	<b>37.388</b>	<b>37.127</b>	<b>36.453</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	960	1.003	1.062	-	-	622	148
Svizzera	1.934	1.853	1.570	-	487	488	264
Austria	151	116	130	-	-	63	30
Slovenia	11	42	27	-	36	58	17
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>11</i>						
Grecia	299	381	484	-	-	43	16
Corsica	47	46	48	48	47	50	38
Corsica AC	37	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica				0	0	0	0
Estero Nord-Est				159	42	0	0
Estero Nord-Ovest				1.989	177	15	8
Estero Sud				424	206	15	14
<b>Totale estero</b>	<b>3.439</b>	<b>3.440</b>	<b>3.321</b>	<b>2.620</b>	<b>995</b>	<b>1.354</b>	<b>536</b>
<b>TOTALE</b>	<b>38.608</b>	<b>39.390</b>	<b>38.723</b>	<b>40.337</b>	<b>38.383</b>	<b>38.481</b>	<b>36.989</b>

Tabella 16

**MGP – Acquisti: totale**

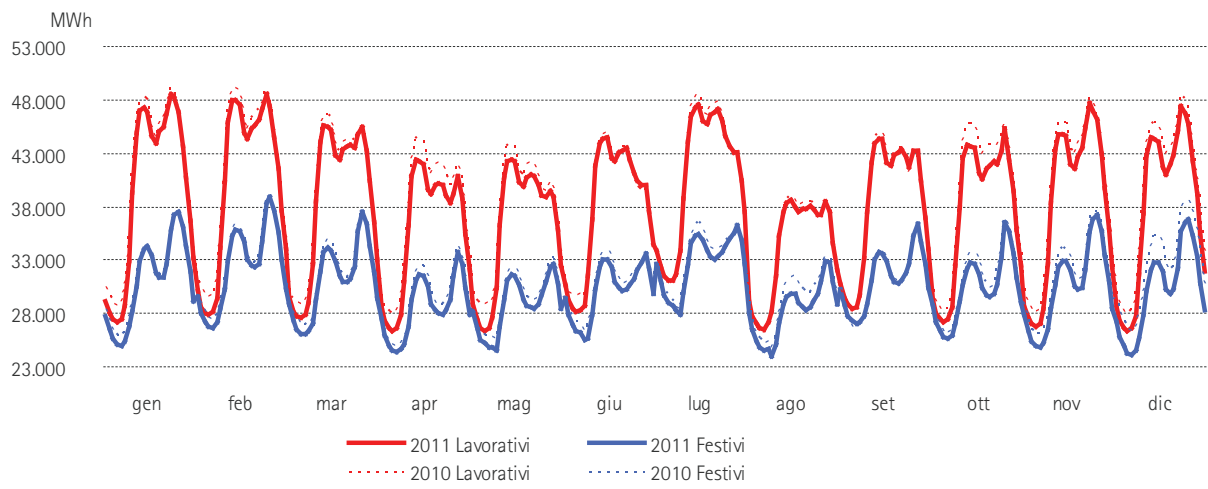
MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	165.481.797	172.394.609	168.005.227	180.998.747	179.275.590	177.907.171	174.704.865
Centro Nord	33.978.128	34.470.690	33.747.416	35.914.137	36.462.474	35.965.481	35.409.712
Centro Sud	49.611.153	50.437.091	49.740.985	33.348.807	32.673.490	32.397.437	32.017.545
Sud	25.548.161	25.609.409	26.109.067	42.661.257	41.745.125	41.013.468	40.498.821
Calabria				3.950.983	3.624.502	3.637.303	3.478.351
Sicilia	19.604.133	19.658.717	19.246.272	19.861.027	19.252.295	19.298.312	18.428.459
Sardegna	13.497.630	11.806.837	11.843.298	12.324.901	12.399.707	13.237.399	12.809.787
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	0	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.					44.550	992.397	1.278.027
Piombino						0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	0	0
Rossano	0	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	253.792	355.715	470.774	642.679	687.549	709.086	642.776
<b>Totale nazionale</b>	<b>307.974.793</b>	<b>314.733.069</b>	<b>309.163.039</b>	<b>329.702.540</b>	<b>326.165.281</b>	<b>325.158.054</b>	<b>319.268.344</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	720.777	1.161.420	949.925	-	-	1.298.617	1.105.579
Svizzera	1.552.980	1.912.436	2.267.392	-	853.505	2.085.197	1.818.854
Austria	6.595	14.895	32.020	-	-	35.045	173.645
Slovenia	24.242	15.533	21.665	-	214.882	152.205	150.590
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>24.017</i>						
Grecia	476.391	325.144	574.718	-	-	379.470	139.825
Corsica	415.850	399.068	416.408	419.041	413.430	437.070	333.180
Corsica AC	322.250	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica				0	0	0	0
Estero Nord-Est				363.652	324.547	0	0
Estero Nord-Ovest				4.581.451	815.479	130.731	73.083
Estero Sud				1.894.613	1.162.083	113.641	121.750
<b>Totale estero</b>	<b>3.519.084</b>	<b>3.828.496</b>	<b>4.262.128</b>	<b>7.258.757</b>	<b>3.783.926</b>	<b>4.631.976</b>	<b>3.916.506</b>
<b>TOTALE</b>	<b>311.493.877</b>	<b>318.561.565</b>	<b>313.425.166</b>	<b>336.961.297</b>	<b>329.949.207</b>	<b>329.790.030</b>	<b>323.184.850</b>

MGP – Acquisti: media oraria  Tabella 17

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	18.891	19.680	19.179	20.606	20.465	20.309	19.943
Centro Nord	3.879	3.935	3.852	4.089	4.162	4.106	4.042
Centro Sud	5.663	5.758	5.678	3.797	3.730	3.698	3.655
Sud	2.916	2.923	2.980	4.857	4.765	4.682	4.623
Calabria				450	414	415	397
Sicilia	2.238	2.244	2.197	2.261	2.198	2.203	2.104
Sardegna	1.541	1.348	1.352	1.403	1.415	1.511	1.462
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	0	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.					98	113	146
Piombino						0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	29	41	54	73	78	81	73
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.157</b>	<b>35.928</b>	<b>35.293</b>	<b>37.534</b>	<b>37.326</b>	<b>37.118</b>	<b>36.446</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	82	133	108	-	-	148	126
Svizzera	177	218	259	-	97	238	208
Austria	1	2	4	-	-	4	20
Slovenia	3	2	2	-	25	17	17
<i>di cui Market Coupling</i>	3						
Grecia	54	37	66	-	-	43	16
Corsica	47	46	48	48	47	50	38
Corsica AC	37	0	0	0	0	0	
Estero Corsica				0	0	0	
Estero Nord-Est				41	37	0	0
Estero Nord-Ovest				522	93	15	8
Estero Sud				216	133	13	14
<b>Totale estero</b>	<b>402</b>	<b>437</b>	<b>487</b>	<b>826</b>	<b>432</b>	<b>529</b>	<b>447</b>
<b>TOTALE</b>	<b>35.559</b>	<b>36.365</b>	<b>35.779</b>	<b>38.361</b>	<b>37.758</b>	<b>37.647</b>	<b>36.893</b>



Figura 12 MGP - Acquisti: curve medie orarie



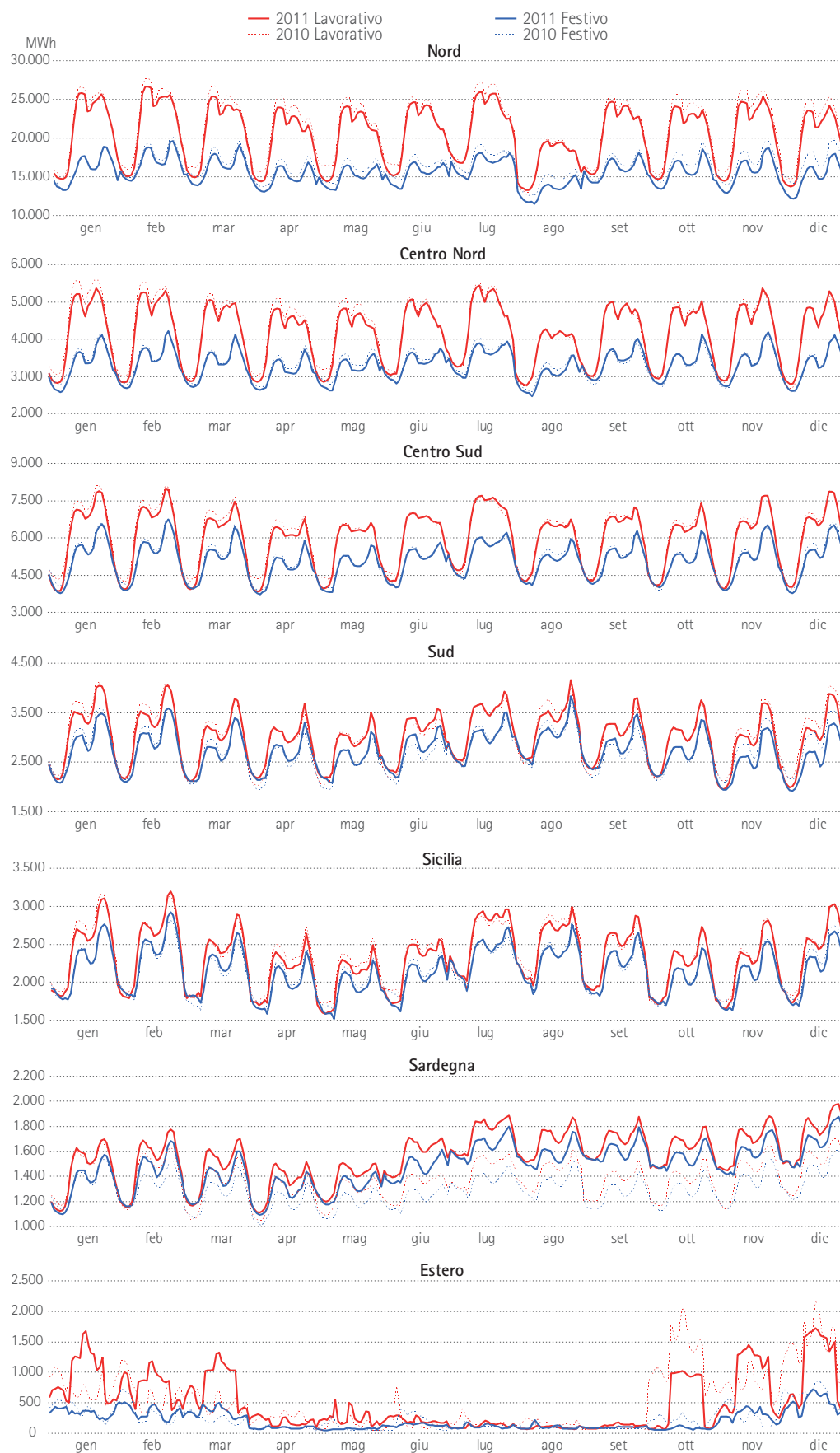


Tabella 18

**MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO: totale**

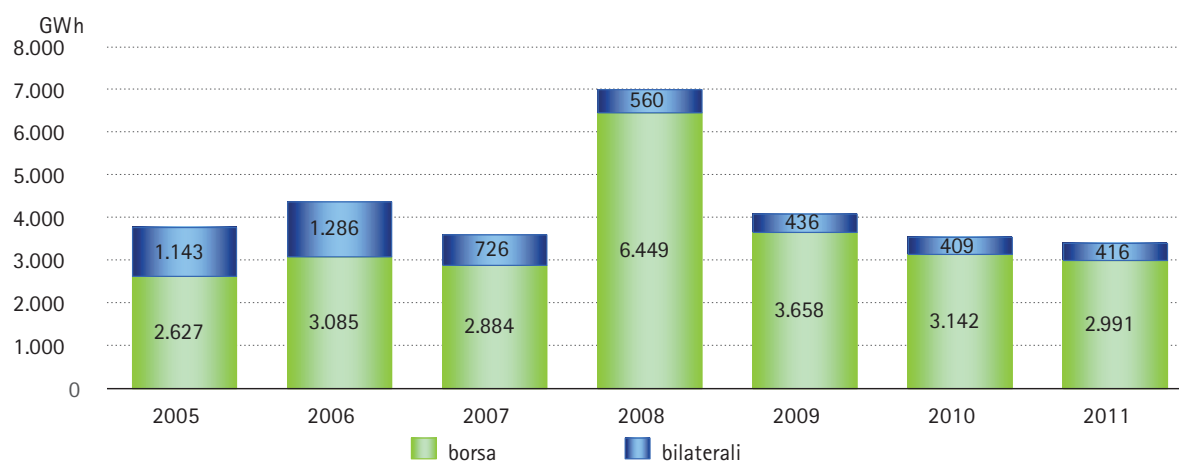
MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	6.595	14.895	32.020	84.336	12.526	35.045	173.645
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	720.777	1.162.570	951.252	1.689.237	337.764	1.298.617	1.105.675
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	476.391	325.144	574.718	1.894.613	1.162.083	493.111	261.575
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia <i>di cui Market Coupling</i>	24.242 24.017	15.533	21.665	279.316	526.903	152.205	150.590
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	1.465.204	1.772.676	2.181.987	2.767.011	1.244.699	2.085.197	1.818.854
Electricité De France (EDF) - Corsica	738.100	399.068	416.408	419.041	413.430	437.070	333.180
Terna - Compensazioni e soccorsi	87.776	138.610	84.078	125.204	86.521	130.731	72.987
<b>Totale</b>	<b>3.519.084</b>	<b>3.828.496</b>	<b>4.262.128</b>	<b>7.258.757</b>	<b>3.783.926</b>	<b>4.631.976</b>	<b>3.916.506</b>

Tabella 19

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

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1	2	4	10	1	4	20
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	82	133	109	192	39	148	126
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	54	37	66	216	133	56	30
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia <i>di cui Market Coupling</i>	3 3	2	2	32	60	17	17
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	167	202	249	315	142	238	208
Electricité De France (EDF) - Corsica	84	46	48	48	47	50	38
Terna - Compensazioni e soccorsi	10	16	10	14	10	15	8
<b>Totale</b>	<b>402</b>	<b>437</b>	<b>487</b>	<b>826</b>	<b>432</b>	<b>529</b>	<b>447</b>

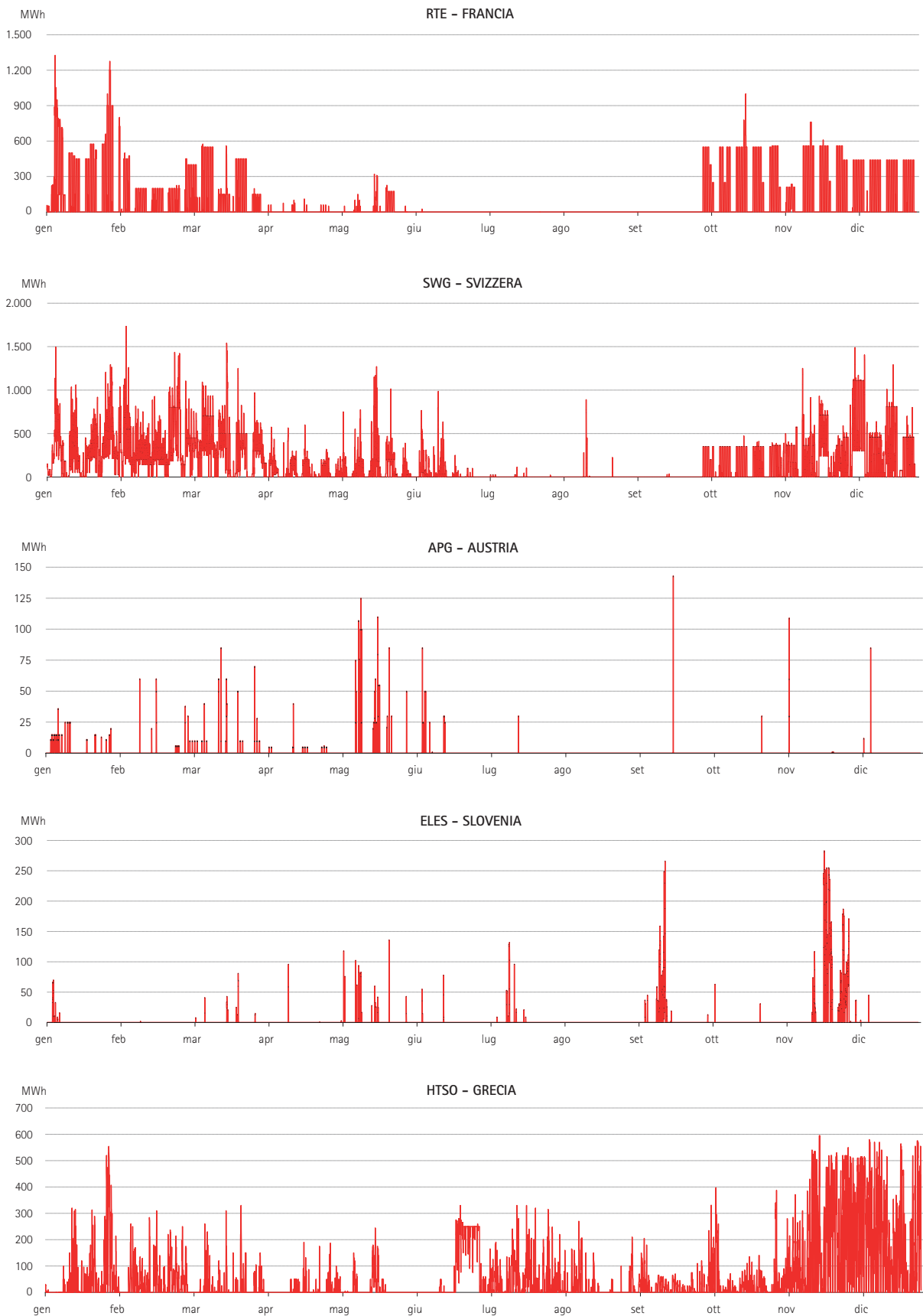
Figura 14

**MGP - Acquisti totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)**


MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera Figura 15

Figura 16

MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2011



1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

**OFFERTA**



Tabella 20 MGP – Offerte di vendita: totale

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	235.537.008	216.946.559	217.651.897	219.168.818	207.823.405	195.668.655	188.142.965
Centro Nord	40.447.794	39.420.819	38.216.476	38.384.890	38.237.118	32.810.273	27.773.426
Centro Sud	71.389.804	66.756.714	61.643.732	40.688.988	40.054.106	40.525.125	53.004.564
Sud	17.096.135	14.266.173	13.140.115	25.751.387	21.438.202	17.822.100	16.221.490
Calabria				2.254.898	1.467.373	1.332.636	875.040
Sicilia	23.622.593	25.835.071	23.509.195	23.977.773	23.328.983	21.789.345	23.605.000
Sardegna	18.358.255	17.725.933	17.222.096	18.119.533	18.552.158	18.669.358	18.380.287
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	8.105.258	6.720.727	9.091.169	10.615.787	11.733.177	9.581.656	6.441.641
Turbigo R.					302.748	5.905.899	5.321.854
Piombino						1.190.852	8.306.992
Brindisi	31.841.405	32.927.530	29.177.533	29.910.445	30.402.595	30.323.711	26.009.890
Foggia	11.025.022	7.660.749	9.751.047	7.771.679	7.757.727	3.791.912	
Rossano	22.043.152	20.850.298	19.076.513	20.451.744	17.031.258	16.029.289	11.503.150
Priolo G.	6.411.786	6.525.051	5.722.104	5.705.764	6.225.123	7.523.318	6.832.564
<b>Totale nazionale</b>	<b>485.878.212</b>	<b>455.635.623</b>	<b>444.201.876</b>	<b>442.801.705</b>	<b>424.353.973</b>	<b>402.964.130</b>	<b>392.418.862</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	16.882.325	18.381.096	20.184.098	-	-	3.944.822	12.036.310
Svizzera	26.997.981	27.576.496	26.509.582	-	16.967.314	9.898.509	18.313.731
Austria	1.500.455	1.630.837	1.738.750	-	-	892.308	1.338.685
Slovenia	4.122.493	2.868.505	3.051.929	-	940.038	1.609.832	2.430.429
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>1.226.235</i>						
Grecia	2.755.903	3.403.405	3.545.593	-	-	394.166	692.090
Corsica	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica				0	0	0	
Estero Nord-Est				4.847.231	3.286.510	2.482.012	1.209.433
Estero Nord-Ovest				46.269.630	34.437.592	32.866.061	16.757.508
Estero Sud				1.433.505	237.990	779.829	26.773
<b>Totale estero</b>	<b>52.259.157</b>	<b>53.860.339</b>	<b>55.029.952</b>	<b>52.550.366</b>	<b>55.869.444</b>	<b>52.867.539</b>	<b>52.804.959</b>
<b>TOTALE</b>	<b>538.137.369</b>	<b>509.495.962</b>	<b>499.231.829</b>	<b>495.352.071</b>	<b>480.223.417</b>	<b>455.831.669</b>	<b>445.223.821</b>

## MGP – Offerte di vendita: media oraria



MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	26.888	24.766	24.846	24.951	23.724	22.337	21.478
Centro Nord	4.617	4.500	4.363	4.370	4.365	3.745	3.170
Centro Sud	8.150	7.621	7.037	4.632	4.572	4.626	6.051
Sud	1.952	1.629	1.500	2.932	2.447	2.034	1.852
Calabria				257	168	152	100
Sicilia	2.697	2.949	2.684	2.730	2.663	2.487	2.695
Sardegna	2.096	2.024	1.966	2.063	2.118	2.131	2.098
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	925	767	1.038	1.209	1.339	1.094	735
Turbigo R.					664	674	608
Piombino						552	948
Brindisi	3.635	3.759	3.331	3.405	3.471	3.462	2.969
Foggia	1.259	875	1.113	885	886	574	
Rossano	2.516	2.380	2.178	2.328	1.944	1.830	1.313
Priolo G.	732	745	653	650	711	859	780
<b>Totale nazionale</b>	<b>55.466</b>	<b>52.013</b>	<b>50.708</b>	<b>50.410</b>	<b>48.442</b>	<b>46.000</b>	<b>44.797</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	1.927	2.098	2.304	-	-	450	1.374
Svizzera	3.082	3.148	3.026	-	1.937	1.130	2.091
Austria	171	186	198	-	-	102	153
Slovenia	471	327	348	-	107	184	277
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>140</i>						
Grecia	315	389	405	-	-	45	79
Corsica	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	
Estero Corsica				0	0	0	
Estero Nord-Est				552	375	283	138
Estero Nord-Ovest				5.267	3.931	3.752	1.913
Estero Sud				163	27	89	3
<b>Totale estero</b>	<b>5.966</b>	<b>6.148</b>	<b>6.282</b>	<b>5.983</b>	<b>6.378</b>	<b>6.035</b>	<b>6.028</b>
<b>TOTALE</b>	<b>61.431</b>	<b>58.162</b>	<b>56.990</b>	<b>56.393</b>	<b>54.820</b>	<b>52.036</b>	<b>50.825</b>



Tabella 22

**MGP – Vendite: totale**

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	125.103.392	131.617.125	130.220.200	148.187.648	141.580.972	139.781.448	138.582.750
Centro Nord	20.158.701	21.995.540	20.498.599	22.908.060	24.412.608	23.677.020	23.464.297
Centro Sud	31.207.373	28.605.812	24.811.493	16.376.297	16.788.750	25.194.961	27.033.578
Sud	10.318.458	9.337.576	9.064.218	15.827.133	12.182.665	9.592.512	10.333.274
Calabria				2.232.589	1.467.373	1.332.467	846.014
Sicilia	15.060.677	14.706.523	14.048.269	14.866.946	14.096.181	14.612.735	15.010.283
Sardegna	11.585.702	11.089.283	11.440.879	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	4.820.179	5.976.310	5.967.363	6.054.483	7.264.162	6.206.963	3.808.566
Turbigo R.					24.147	2.306.952	4.186.274
Piombino						838.615	642.308
Brindisi	26.315.158	27.643.183	27.367.352	29.089.303	29.650.986	28.556.726	25.521.753
Foggia	6.350.376	5.549.310	7.616.129	6.930.011	7.082.067	3.672.732	
Rossano	6.598.402	8.648.158	7.103.953	9.574.207	6.161.200	5.640.952	3.165.449
Priolo G.	4.105.747	4.638.701	4.963.158	5.245.559	5.660.433	5.411.227	5.501.709
<b>Totale nazionale</b>	<b>261.624.164</b>	<b>269.807.522</b>	<b>263.101.613</b>	<b>289.159.443</b>	<b>279.380.017</b>	<b>279.820.323</b>	<b>270.422.015</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	16.784.260	17.337.641	19.340.953	-	-	3.310.379	12.034.018
Svizzera	25.367.430	24.318.226	23.720.731	-	12.650.643	7.842.260	18.289.828
Austria	1.496.504	1.624.073	1.733.244	-	-	889.260	1.337.997
Slovenia	4.028.699	2.853.932	3.042.055	-	889.016	1.609.341	2.429.382
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>1.132.441</i>						
Grecia	2.192.820	2.620.170	2.486.571	-	-	393.980	692.090
Corsica	-	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	-	0	0	0	0	0	
Estero Corsica				0	0	0	
Estero Nord-Est				4.792.213	3.040.096	2.480.794	1.209.433
Estero Nord-Ovest				42.710.960	33.789.761	32.836.935	16.743.315
Estero Sud				298.681	199.673	606.756	26.773
<b>Totale estero</b>	<b>49.869.713</b>	<b>48.754.043</b>	<b>50.323.553</b>	<b>47.801.854</b>	<b>50.569.189</b>	<b>49.969.706</b>	<b>52.762.835</b>
<b>TOTALE</b>	<b>311.493.877</b>	<b>318.561.565</b>	<b>313.425.166</b>	<b>336.961.297</b>	<b>329.949.207</b>	<b>329.790.030</b>	<b>323.184.850</b>

## MGP – Vendite: media oraria



MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	14.281	15.025	14.865	16.870	16.162	15.957	15.820
Centro Nord	2.301	2.511	2.340	2.608	2.787	2.703	2.679
Centro Sud	3.562	3.266	2.832	1.864	1.917	2.876	3.086
Sud	1.178	1.066	1.035	1.802	1.391	1.095	1.180
Calabria				254	168	152	97
Sicilia	1.719	1.679	1.604	1.693	1.609	1.668	1.714
Sardegna	1.323	1.266	1.306	1.351	1.485	1.483	1.407
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	550	682	681	689	829	709	435
Turbigo R.					53	263	478
Piombino						388	73
Brindisi	3.004	3.156	3.124	3.312	3.385	3.260	2.913
Foggia	725	633	869	789	808	419	
Rossano	753	987	811	1.090	703	644	361
Priolo G.	469	530	567	597	646	618	628
<b>Totale nazionale</b>	<b>29.866</b>	<b>30.800</b>	<b>30.034</b>	<b>32.919</b>	<b>31.943</b>	<b>31.943</b>	<b>30.870</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	1.916	1.979	2.208	-	-	378	1.374
Svizzera	2.896	2.776	2.708	-	1.444	895	2.088
Austria	171	185	198	-	-	102	153
Slovenia	460	326	347	-	101	184	277
<i>di cui Market Coupling</i>	129						
Grecia	250	299	284	-	-	45	79
Corsica	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	
Estero Corsica				0	0	0	
Estero Nord-Est				546	347	283	138
Estero Nord-Ovest				4.862	3.857	3.749	1.911
Estero Sud				34	23	69	3
<b>Totale estero</b>	<b>5.693</b>	<b>5.566</b>	<b>5.745</b>	<b>5.442</b>	<b>5.773</b>	<b>5.704</b>	<b>6.023</b>
<b>TOTALE</b>	<b>35.559</b>	<b>36.365</b>	<b>35.779</b>	<b>38.361</b>	<b>37.716</b>	<b>37.647</b>	<b>36.893</b>

Tabella 24 MGP – Offerte di vendita non accettate: totale

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	110.433.615	85.329.434	87.431.697	70.981.170	66.242.433	55.887.207	49.560.215
Centro Nord	20.289.093	17.425.279	17.717.877	15.476.830	13.824.510	9.133.252	4.309.128
Centro Sud	40.182.432	38.150.902	36.832.239	24.312.691	23.265.356	15.330.164	25.970.986
Sud	6.777.677	4.928.596	4.075.897	9.924.254	9.255.537	8.229.588	5.888.215
Calabria				22.308	0	169	29.026
Sicilia	8.561.916	11.128.548	9.460.926	9.110.827	9.232.801	7.176.610	8.594.717
Sardegna	6.772.554	6.636.650	5.781.217	6.252.327	5.543.686	5.674.346	6.054.527
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	3.285.079	744.417	3.123.806	4.561.303	4.469.014	3.374.693	2.633.075
Turbigo R.					278.601	3.598.947	1.135.580
Piombino						352.237	7.664.684
Brindisi	5.526.247	5.284.346	1.810.181	821.141	751.609	1.766.985	488.136
Foggia	4.674.646	2.111.439	2.134.918	841.668	675.660	119.180	
Rossano	15.444.750	12.202.140	11.972.560	10.877.537	10.870.058	10.388.337	8.337.701
Priolo G.	2.306.039	1.886.349	758.946	460.205	564.689	2.112.091	1.330.855
<b>Totale nazionale</b>	<b>224.254.048</b>	<b>185.828.102</b>	<b>181.100.263</b>	<b>153.642.263</b>	<b>144.973.956</b>	<b>123.143.807</b>	<b>121.996.847</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	98.065	1.043.455	843.145	-	-	634.443	2.292
Svizzera	1.630.551	3.258.270	2.788.852	-	4.316.670	2.056.249	23.903
Austria	3.951	6.764	5.506	-	-	3.048	688
Slovenia	93.794	14.573	9.874	-	51.022	491	1.047
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>93.794</i>						
Grecia	563.083	783.235	1.059.022	-	-	187	0
Corsica	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica				-	-	-	
Estero Nord-Est				55.018	246.415	1.217	0
Estero Nord-Ovest				3.558.669	647.831	29.126	14.194
Estero Sud				1.134.824	38.317	173.073	0
<b>Totale estero</b>	<b>2.389.444</b>	<b>5.106.296</b>	<b>4.706.400</b>	<b>4.748.512</b>	<b>5.300.255</b>	<b>2.897.832</b>	<b>42.124</b>
<b>TOTALE</b>	<b>226.643.492</b>	<b>190.934.397</b>	<b>185.806.663</b>	<b>158.390.774</b>	<b>150.274.210</b>	<b>126.041.639</b>	<b>122.038.971</b>

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

Tabella 25

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	88,3%	64,8%	67,1%	47,9%	46,8%	40,0%	35,8%
Centro Nord	100,6%	79,2%	86,4%	67,6%	56,6%	38,6%	18,4%
Centro Sud	128,8%	133,4%	148,4%	148,5%	138,6%	60,8%	96,1%
Sud	65,7%	52,8%	45,0%	62,7%	76,0%	85,8%	57,0%
Calabria				1,0%	0,0%	0,0%	3,4%
Sicilia	56,8%	75,7%	67,3%	61,3%	65,5%	49,1%	57,3%
Sardegna	58,5%	59,8%	50,5%	52,7%	42,6%	43,7%	49,1%
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	68,2%	12,5%	52,3%	75,3%	61,5%	54,4%	69,1%
Turbigo R.					1153,8%	156,0%	27,1%
Piombino						42,0%	1193,3%
Brindisi	21,0%	19,1%	6,6%	2,8%	2,5%	6,2%	1,9%
Foggia	73,6%	38,0%	28,0%	12,1%	9,5%	4,3%	
Rossano	234,1%	141,1%	168,5%	113,6%	176,4%	184,2%	263,4%
Priolo G.	56,2%	40,7%	15,3%	8,8%	10,0%	39,0%	24,2%
<b>Totale nazionale</b>	<b>85,7%</b>	<b>68,9%</b>	<b>68,8%</b>	<b>53,1%</b>	<b>53,6%</b>	<b>44,4%</b>	<b>45,1%</b>
<i>Zone estere</i>							
Francia	0,6%	6,0%	4,4%	-	-	19,2%	0,0%
Svizzera	6,4%	13,4%	11,8%	-	34,1%	26,2%	0,1%
Austria	0,3%	0,4%	0,3%	-	-	0,3%	0,1%
Slovenia	2,3%	0,5%	0,3%	-	5,7%	0,0%	0,0%
<i>di cui Market Coupling</i>	<i>8,3%</i>						
Grecia	25,7%	29,9%	42,6%	-	-	0,0%	0,0%
Corsica			-	-	-	-	-
Corsica AC			-	-	-	-	-
Estero Corsica							
Estero Nord-Est				1,1%	8,1%	0,0%	0,0%
Estero Nord-Ovest				8,3%	1,9%	0,1%	0,1%
Estero Sud				379,9%	19,2%	28,5%	0,0%
<b>Totale estero</b>	<b>4,8%</b>	<b>10,5%</b>	<b>9,4%</b>	<b>9,9%</b>	<b>10,5%</b>	<b>5,8%</b>	<b>0,1%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>72,8%</b>	<b>59,9%</b>	<b>59,3%</b>	<b>47,0%</b>	<b>47,0%</b>	<b>38,6%</b>	<b>37,8%</b>

Figura 17 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2011

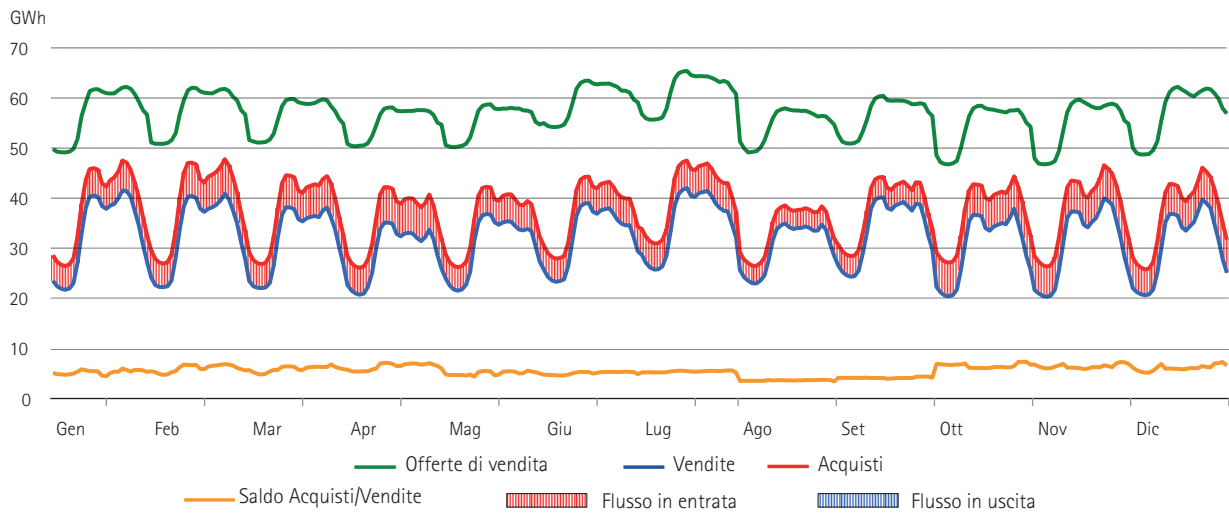
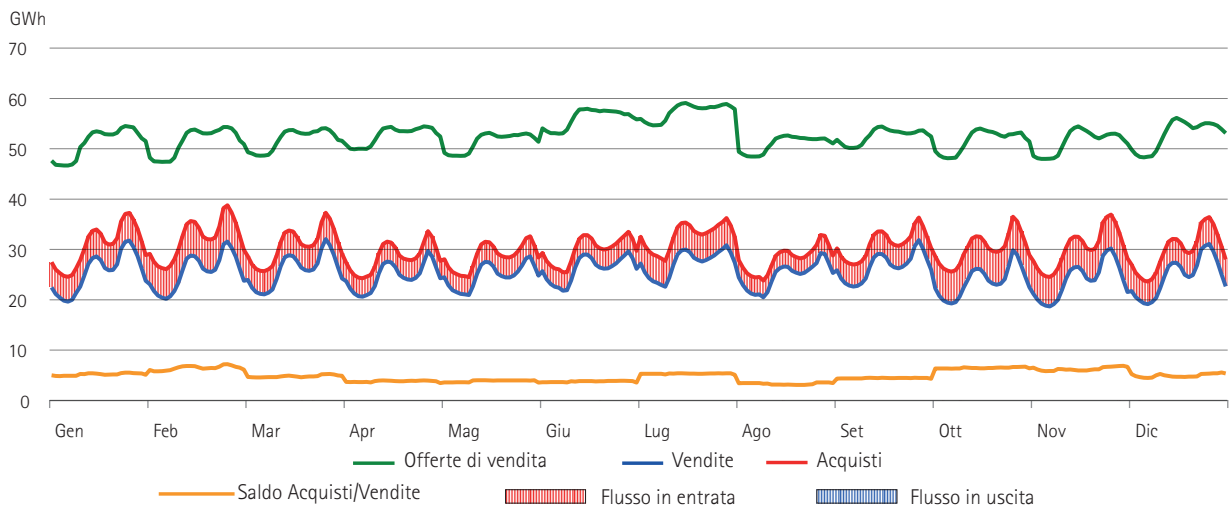


Figura 18 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2011



## MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2011

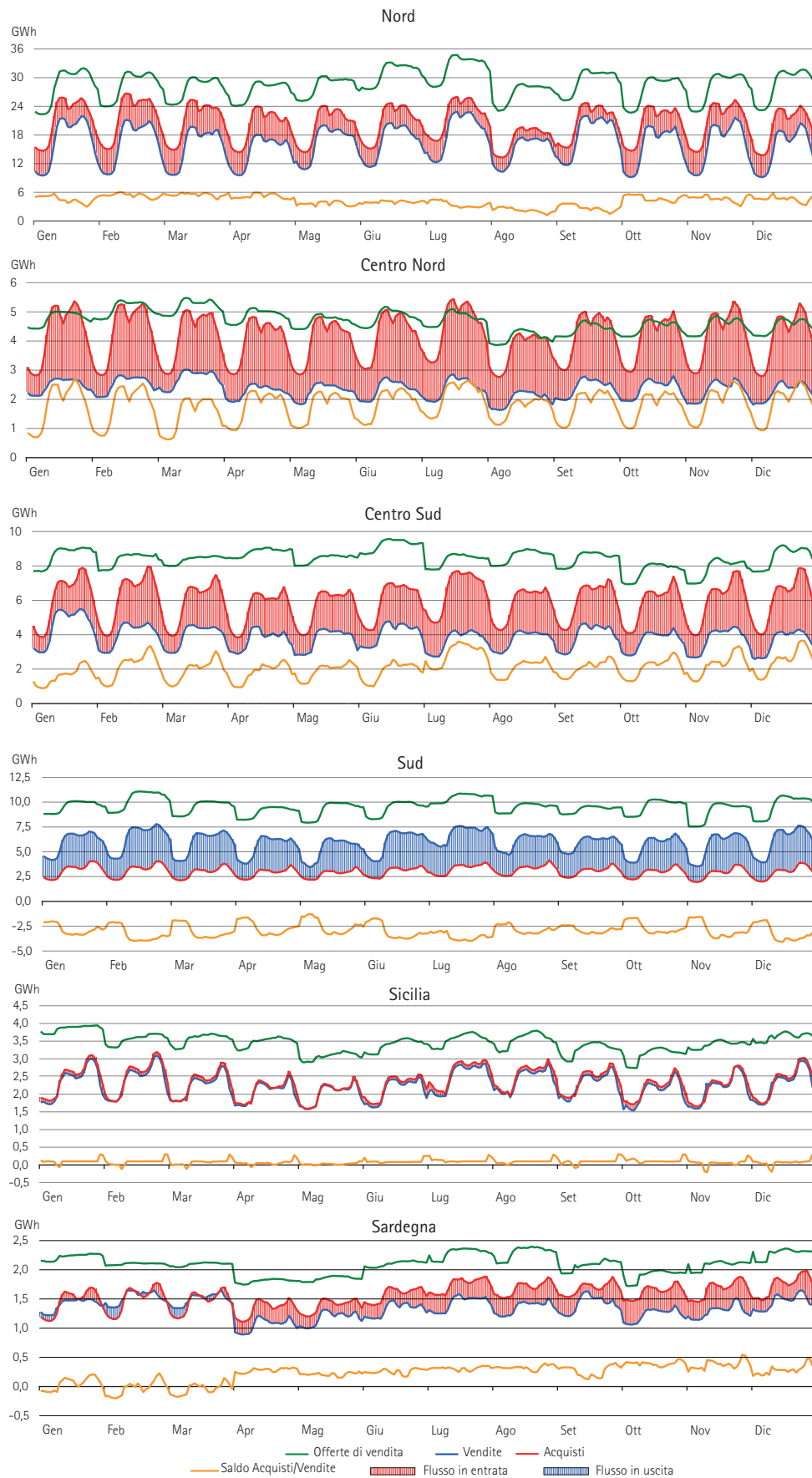
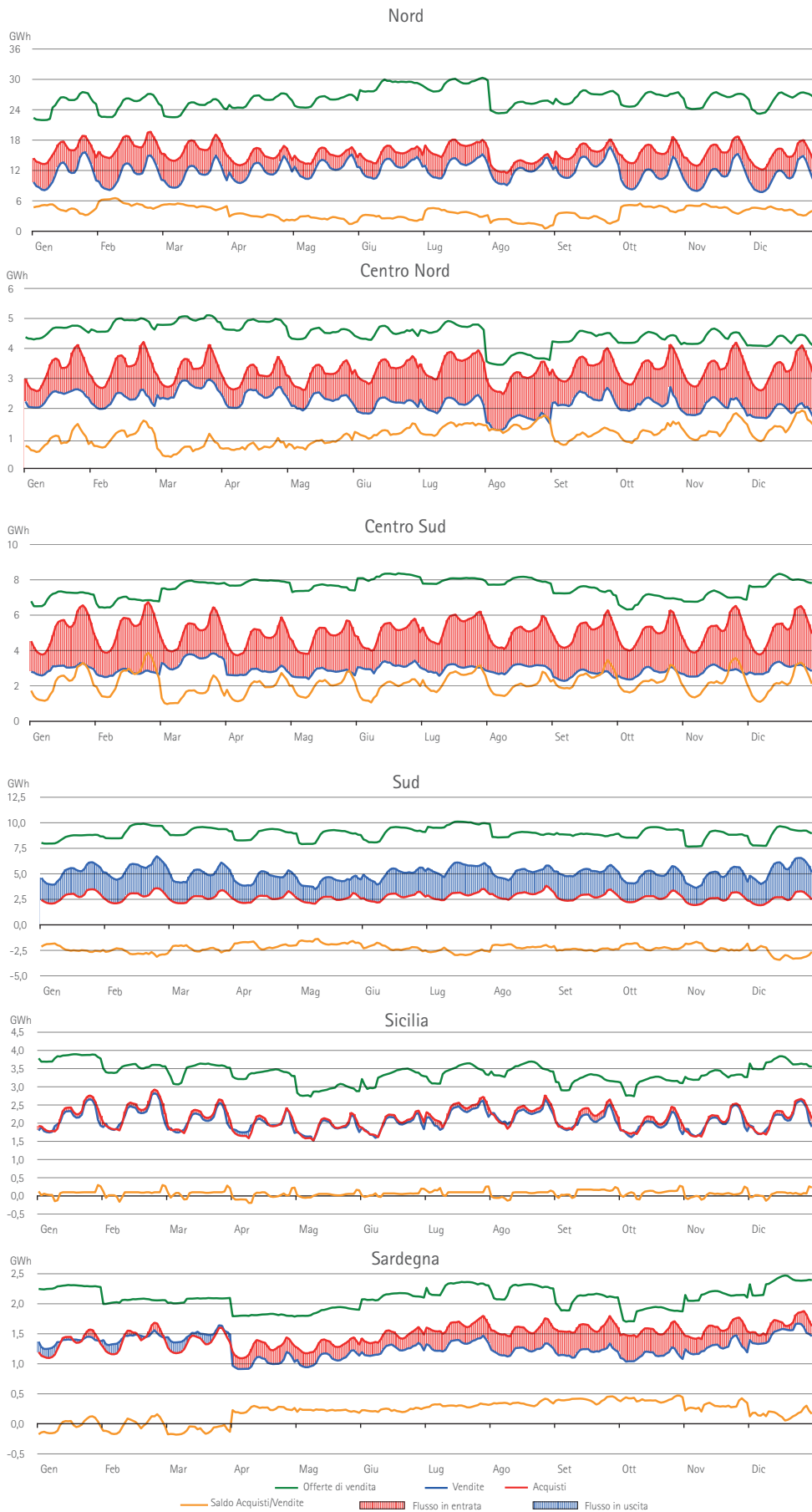


Figura 20 MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2011



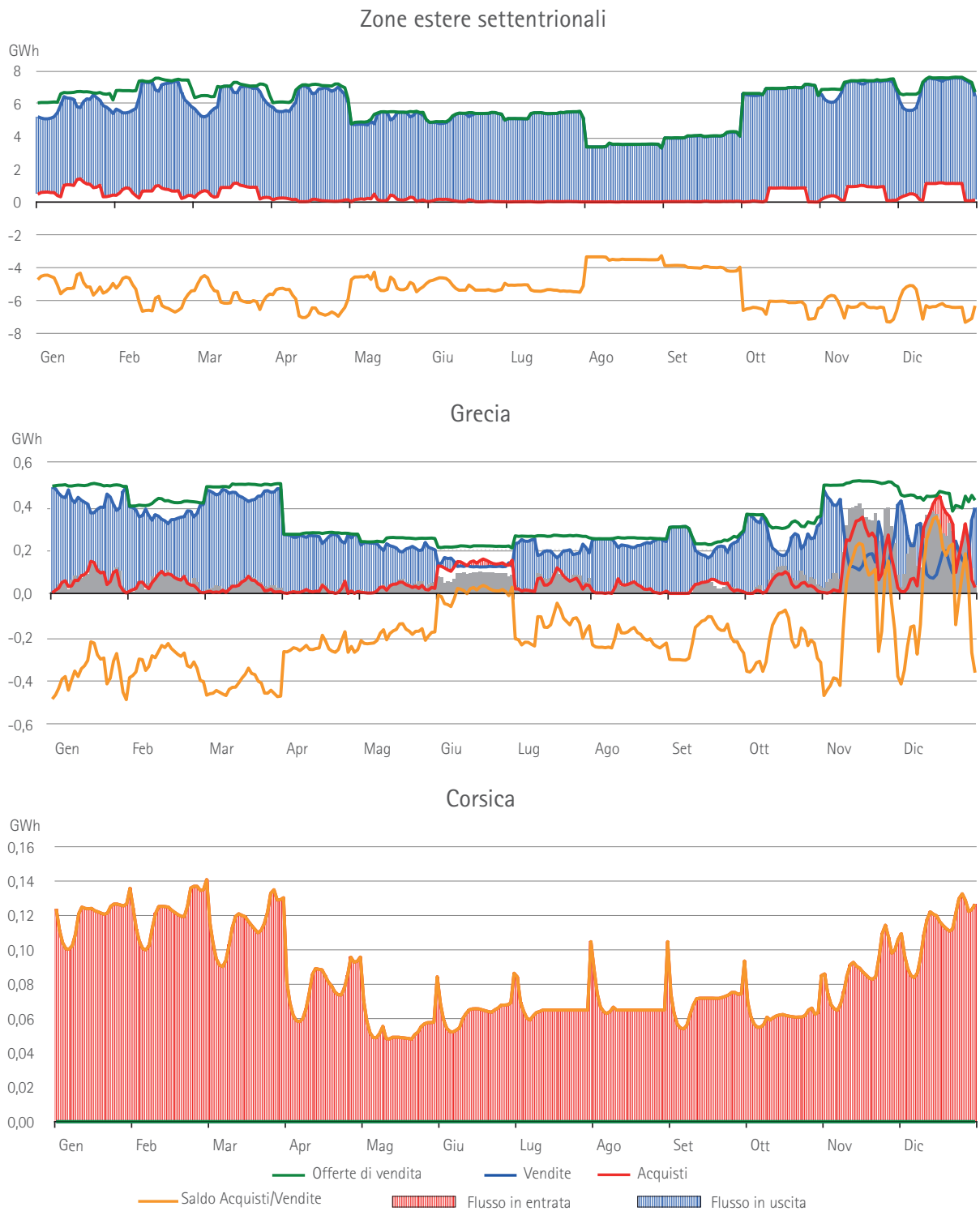
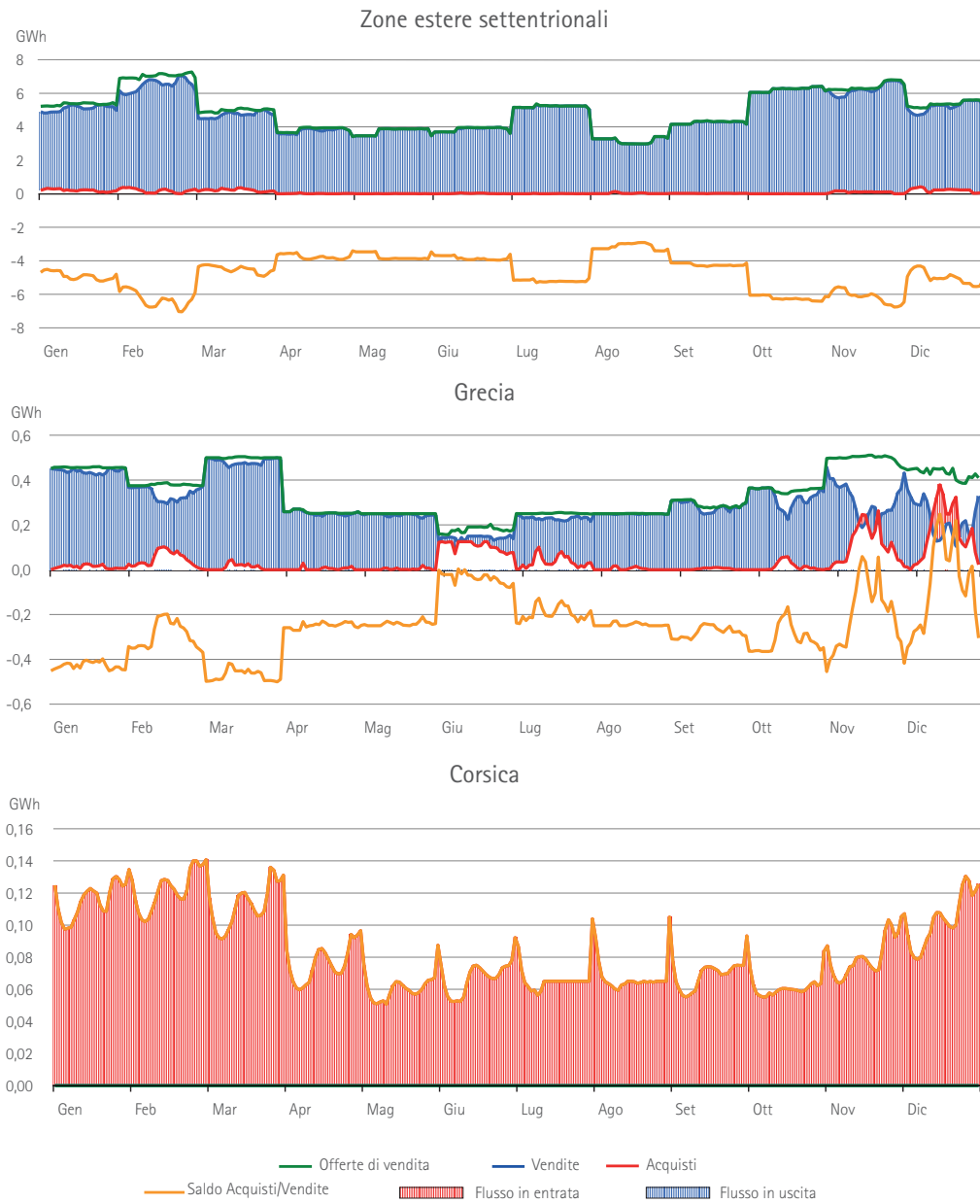
MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2011 Figura 21



Figura 22 MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2011



MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: totale

Tabella 26

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1.496.504	1.624.073	1.733.244	1.726.063	1.649.226	1.795.886	1.784.358
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	16.784.260	17.344.530	19.344.090	19.559.506	20.498.344	19.075.149	20.406.076
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	2.192.820	2.620.170	2.486.571	298.681	199.673	1.000.736	718.863
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	4.028.699	2.853.932	3.042.055	3.066.150	2.274.030	3.183.510	3.192.453
di cui Market Coupling	1.132.441						
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	25.201.206	24.077.621	23.560.190	23.027.536	25.834.040	24.819.942	26.634.924
Terna - Compensazioni e soccorsi	166.224	233.716	157.404	123.919	113.876	94.483	26.160
<b>Totale</b>	<b>49.869.713</b>	<b>48.754.043</b>	<b>50.323.553</b>	<b>47.801.854</b>	<b>50.569.190</b>	<b>49.969.706</b>	<b>52.762.835</b>

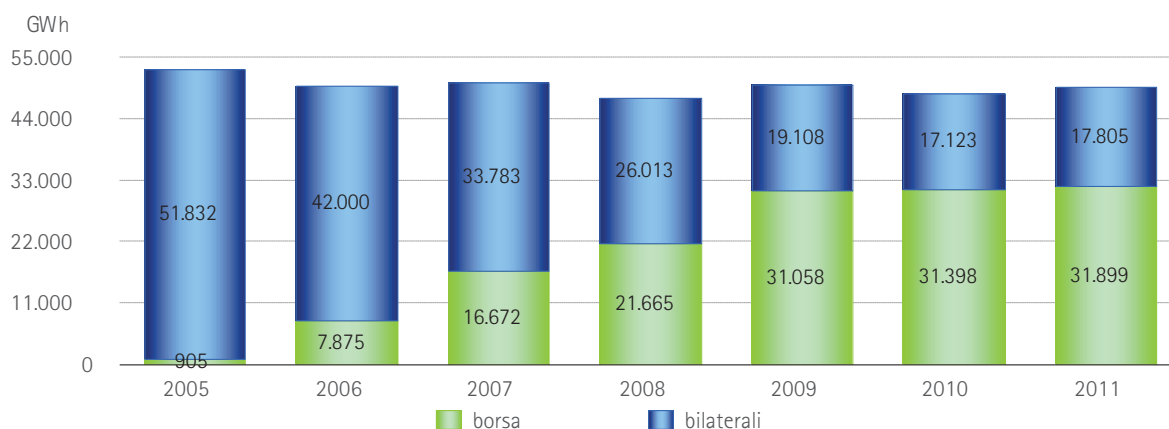
MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria

Tabella 27

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	171	185	198	197	188	205	204
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	1.916	1.980	2.208	2.227	2.340	2.178	2.329
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	250	299	284	34	23	114	82
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	460	326	347	349	260	363	364
di cui Market Coupling	129						
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	2.877	2.749	2.690	2.622	2.949	2.833	3.041
Terna - Compensazioni e soccorsi	19	27	18	14	13	11	3
<b>Totale</b>	<b>5.693</b>	<b>5.566</b>	<b>5.745</b>	<b>5.442</b>	<b>5.773</b>	<b>5.704</b>	<b>6.023</b>

MGP – Vendite totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)

Figura 23



MGP – Saldo vendite/acquisti sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)

Figura 24

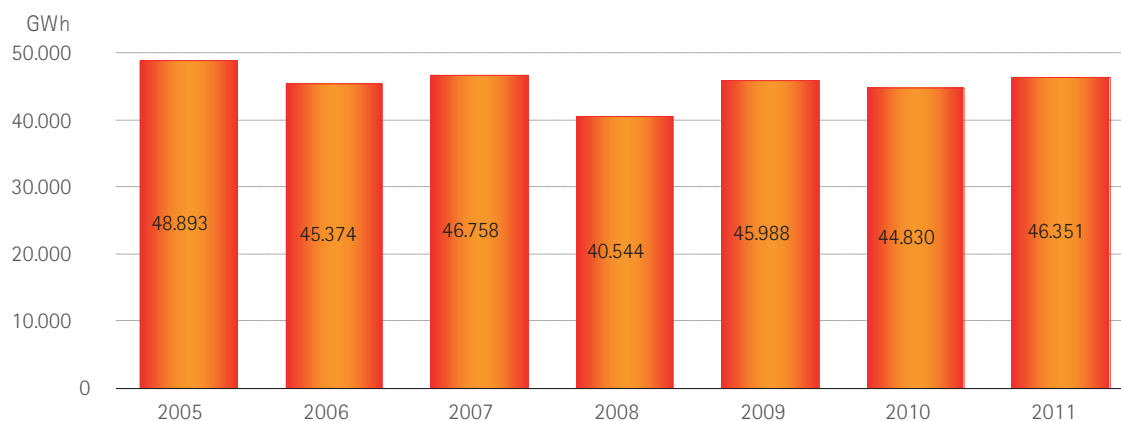
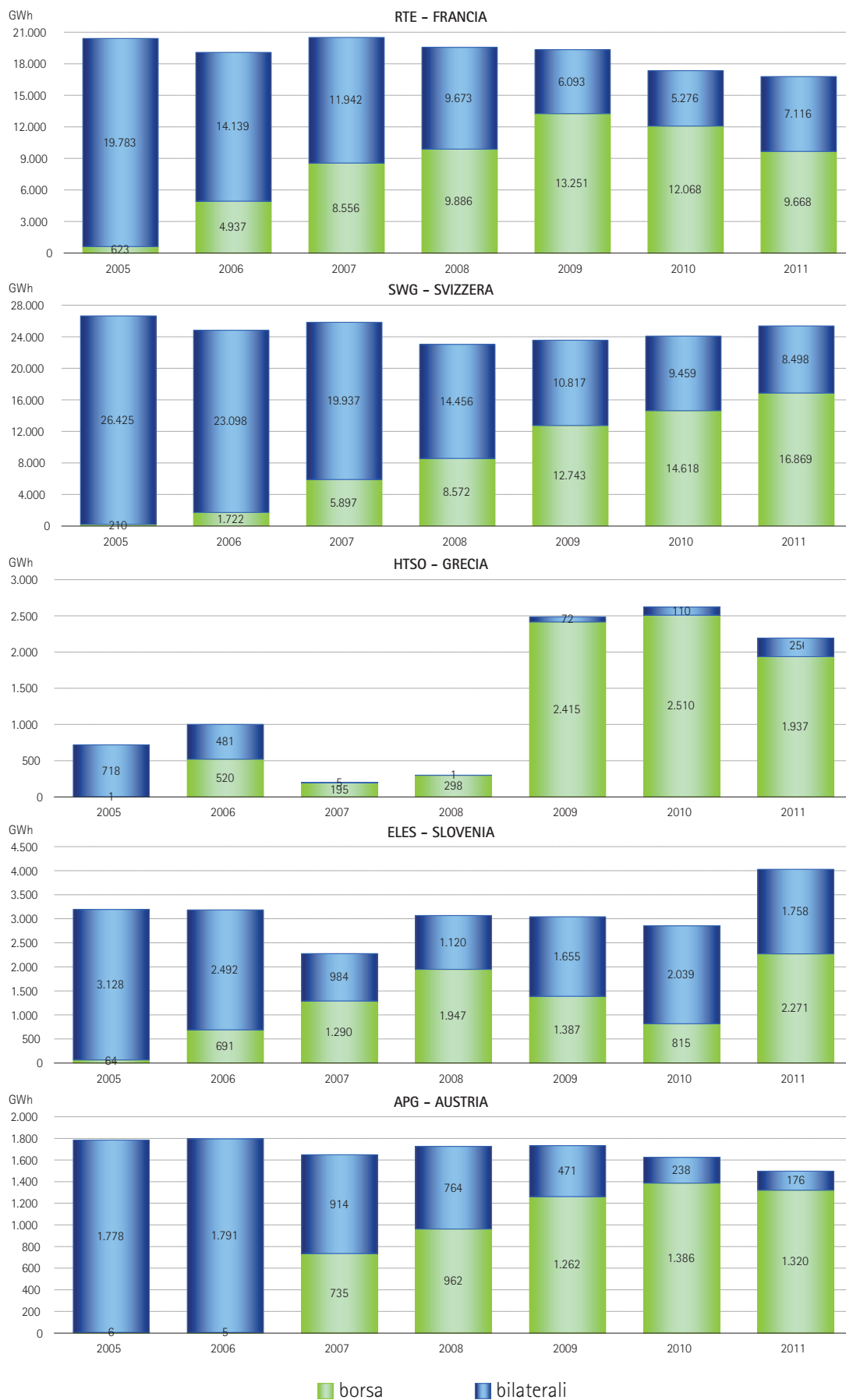


Figura 25 MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera



## MGP – Vendite sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2011

Figura 26

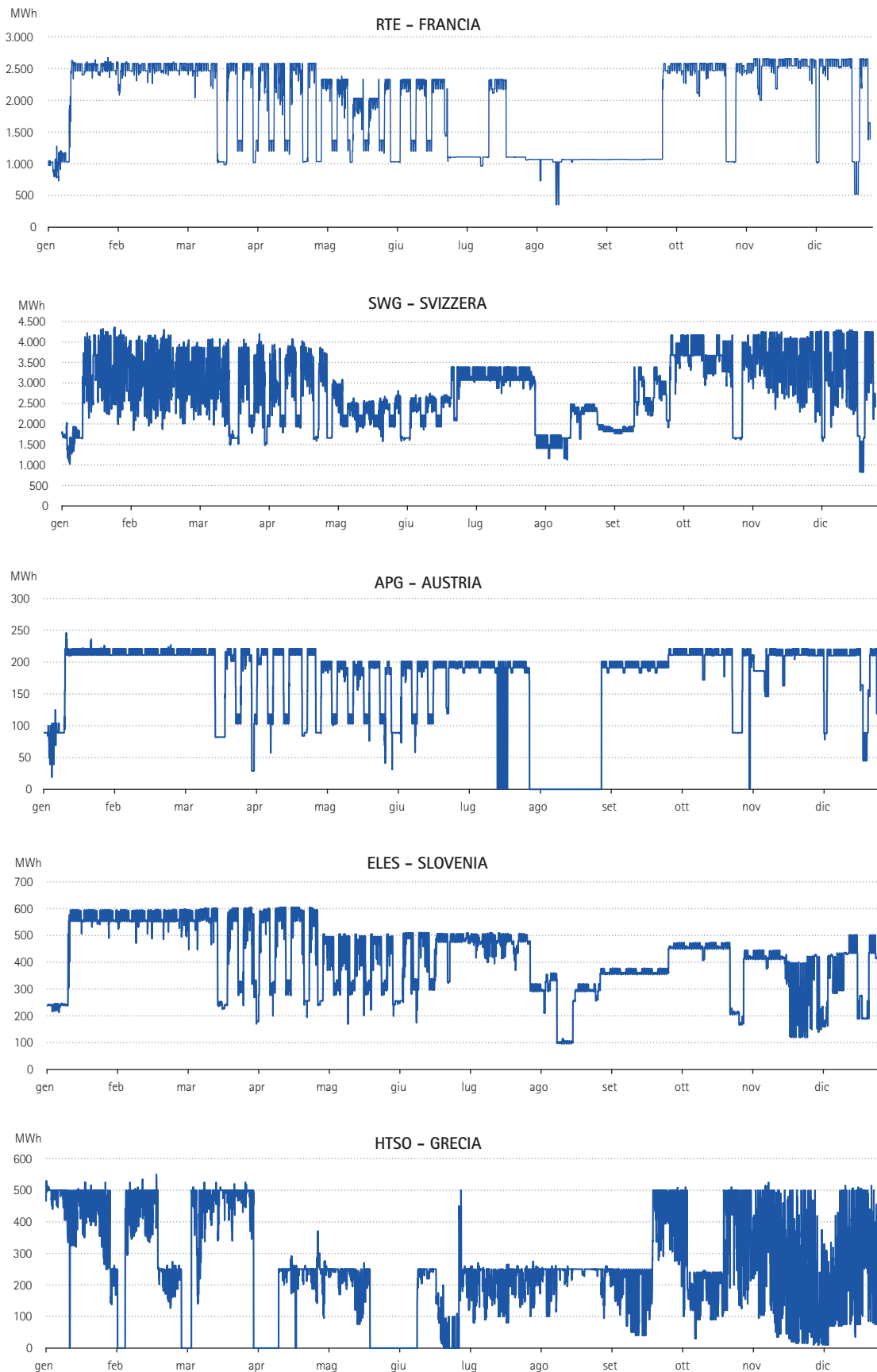


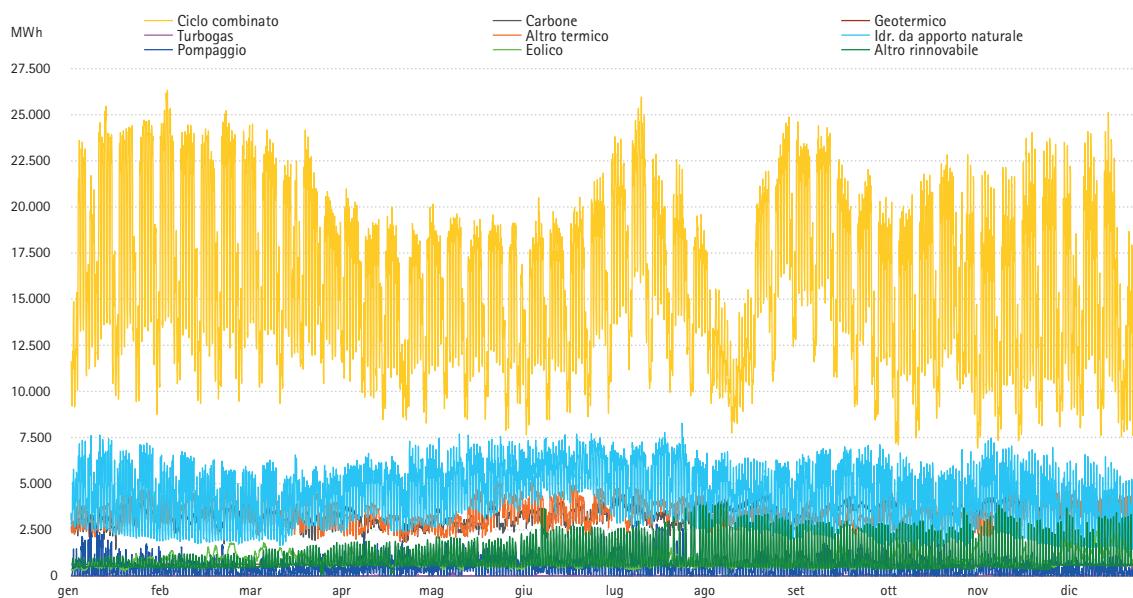
Tabella 28 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - totale nazionale

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>197.989.445</b>	<b>204.628.727</b>	<b>200.007.626</b>	<b>226.686.342</b>	<b>236.701.694</b>	<b>232.817.694</b>	<b>220.259.164</b>	<b>55,3%</b>	<b>60,6%</b>	<b>60,1%</b>	<b>67,7%</b>	<b>68,9%</b>	<b>71,7%</b>	<b>67,5%</b>
Ciclo combinato	138.439.520	149.447.353	128.181.956	145.891.724	140.367.880	122.586.490	106.422.580	66,9%	77,4%	75,7%	84,6%	85,9%	84,2%	84,6%
Carbone	29.304.433	24.445.791	23.009.110	22.698.171	24.066.453	24.309.949	23.036.810	74,8%	71,8%	81,1%	88,2%	92,2%	90,1%	93,0%
Olio e policombustibili	19.596.815	19.529.835	23.421.917	26.066.211	30.015.784	38.256.051	46.223.085	33,6%	33,7%	36,1%	39,0%	41,1%	51,8%	49,1%
Turbogas	199.153	80.798	86.745	95.501	1.396.814	1.763.588	2.073.352	1,5%	0,6%	0,6%	0,7%	8,8%	11,1%	13,1%
Altro	10.449.523	11.124.951	25.307.898	31.934.735	40.854.764	45.901.616	42.503.338	25,6%	28,3%	45,1%	57,0%	62,9%	73,9%	64,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>59.495.119</b>	<b>59.428.652</b>	<b>57.690.817</b>	<b>48.416.401</b>	<b>34.731.424</b>	<b>37.337.613</b>	<b>37.355.990</b>	<b>72,0%</b>	<b>76,3%</b>	<b>79,5%</b>	<b>75,9%</b>	<b>72,0%</b>	<b>76,5%</b>	<b>70,8%</b>
Geotermico	5.351.817	5.086.129	5.059.575	5.197.930	5.263.553	5.345.842	5.253.501	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Idroelettrico naturale	37.861.680	42.150.854	40.576.088	33.169.370	26.102.797	27.949.256	29.016.785	62,1%	69,6%	73,1%	68,4%	65,9%	70,8%	65,7%
Eolico	7.218.629	5.639.151	6.107.261	5.057.575	2.195.082	2.036.598	1.477.972	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	84,4%
Altro	9.062.994	6.552.517	5.947.893	4.991.527	1.169.991	2.005.917	1.607.732	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>4.139.600</b>	<b>5.750.143</b>	<b>5.403.171</b>	<b>6.434.493</b>	<b>4.789.294</b>	<b>6.648.466</b>	<b>9.358.618</b>	<b>9,2%</b>	<b>14,4%</b>	<b>14,0%</b>	<b>17,7%</b>	<b>16,2%</b>	<b>25,0%</b>	<b>95,2%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>261.624.164</b>	<b>269.807.522</b>	<b>263.101.613</b>	<b>281.537.237</b>	<b>276.222.412</b>	<b>276.803.773</b>	<b>266.973.773</b>	<b>53,8%</b>	<b>59,2%</b>	<b>59,2%</b>	<b>64,7%</b>	<b>65,6%</b>	<b>69,2%</b>	<b>68,6%</b>
Offerte Integrative				7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.242				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>261.624.164</b>	<b>269.807.522</b>	<b>263.101.613</b>	<b>289.159.443</b>	<b>279.380.017</b>	<b>279.820.323</b>	<b>270.422.015</b>	<b>53,8%</b>	<b>59,2%</b>	<b>59,2%</b>	<b>65,3%</b>	<b>65,8%</b>	<b>69,4%</b>	<b>68,9%</b>

Tabella 29 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - totale nazionale

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>22.602</b>	<b>23.359</b>	<b>22.832</b>	<b>25.807</b>	<b>27.021</b>	<b>26.577</b>	<b>25.144</b>	<b>75,7%</b>	<b>75,8%</b>	<b>76,0%</b>	<b>80,5%</b>	<b>85,7%</b>	<b>84,1%</b>	<b>82,5%</b>
Ciclo combinato	15.804	17.060	14.633	16.609	16.024	13.994	12.149	52,9%	55,4%	48,7%	51,8%	50,8%	44,3%	39,9%
Carbone	3.345	2.791	2.627	2.584	2.747	2.775	2.630	11,2%	9,1%	8,7%	8,1%	8,7%	8,8%	8,6%
Olio e policombustibili	2.237	2.229	2.674	2.967	3.426	4.367	5.277	7,5%	7,2%	8,9%	9,3%	10,9%	13,8%	17,3%
Turbogas	23	9	10	11	159	201	237	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,8%
Altro	1.193	1.270	2.889	3.636	4.664	5.240	4.852	4,0%	4,1%	9,6%	11,3%	14,8%	16,6%	15,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>6.792</b>	<b>6.784</b>	<b>6.586</b>	<b>5.512</b>	<b>3.965</b>	<b>4.262</b>	<b>4.264</b>	<b>22,7%</b>	<b>22,0%</b>	<b>21,9%</b>	<b>17,2%</b>	<b>12,6%</b>	<b>13,5%</b>	<b>14,0%</b>
Geotermico	611	581	578	592	601	610	600	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%
Idroelettrico naturale	4.322	4.812	4.632	3.776	2.980	3.191	3.312	14,5%	15,6%	15,4%	11,8%	9,4%	10,1%	10,9%
Eolico	824	644	697	576	251	232	169	2,8%	2,1%	2,3%	1,8%	0,8%	0,7%	0,6%
Altro	1.035	748	679	568	134	229	184	3,5%	2,4%	2,3%	1,8%	0,4%	0,7%	0,6%
<b>Pompaggio</b>	<b>473</b>	<b>656</b>	<b>617</b>	<b>733</b>	<b>547</b>	<b>759</b>	<b>1.068</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,3%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,4%</b>	<b>3,5%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>29.866</b>	<b>30.800</b>	<b>30.034</b>	<b>32.051</b>	<b>31.532</b>	<b>31.599</b>	<b>30.476</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>
Offerte Integrative				868	360	344	394							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>29.866</b>	<b>30.800</b>	<b>30.034</b>	<b>32.919</b>	<b>31.893</b>	<b>31.943</b>	<b>30.870</b>							

Figura 27 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - totale nazionale. Anno 2011



MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Nord Tabella 30

Impianto di produzione	Volumi totali, MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>91.453.551</b>	<b>96.855.348</b>	<b>96.067.531</b>	<b>114.534.156</b>	<b>122.177.350</b>	<b>120.412.947</b>	<b>116.445.957</b>	<b>57,0%</b>	<b>66,4%</b>	<b>64,0%</b>	<b>74,0%</b>	<b>75,3%</b>	<b>76,1%</b>	<b>74,6%</b>
Ciclo combinato	73.526.654	78.122.547	65.434.213	76.683.136	76.187.823	69.649.078	60.550.226	61,7%	73,6%	68,8%	80,5%	81,1%	77,3%	78,4%
Carbone	8.731.911	9.139.778	11.208.802	13.319.214	13.067.859	14.079.413	15.508.552	56,5%	57,4%	74,7%	89,0%	91,6%	87,6%	95,6%
Olio e policombustibili	3.747.623	3.819.200	3.253.051	4.737.496	7.376.702	11.210.368	12.446.029	20,9%	24,3%	15,6%	21,2%	28,8%	47,1%	38,8%
Turbogas	71.267	33.915	28.567	10.222	1.300.298	1.680.355	1.971.035	3,5%	1,6%	1,1%	0,4%	32,8%	38,3%	49,4%
Altro	5.376.096	5.739.908	16.142.897	19.784.088	24.244.668	23.793.734	25.970.115	94,8%	95,3%	97,5%	99,5%	99,4%	99,3%	97,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>35.474.497</b>	<b>36.454.174</b>	<b>36.465.643</b>	<b>31.576.562</b>	<b>22.786.995</b>	<b>22.820.991</b>	<b>22.995.687</b>	<b>66,6%</b>	<b>70,3%</b>	<b>73,1%</b>	<b>68,8%</b>	<b>63,6%</b>	<b>67,5%</b>	<b>63,5%</b>
Geotermico														
Idroelettrico naturale	30.384.513	32.259.812	32.278.624	27.899.023	22.138.693	21.702.792	22.072.907	63,0%	67,7%	70,7%	66,1%	62,9%	66,4%	62,6%
Eolico	59.594	30.240	32.985	0	0	0	0	99,4%	100,0%	100,0%				
Altro	5.030.390	4.164.122	4.154.034	3.677.539	648.302	1.118.199	922.780	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>2.995.523</b>	<b>4.283.913</b>	<b>3.654.389</b>	<b>4.368.687</b>	<b>2.657.544</b>	<b>3.589.012</b>	<b>4.848.903</b>	<b>10,0%</b>	<b>16,5%</b>	<b>13,6%</b>	<b>17,3%</b>	<b>12,9%</b>	<b>20,4%</b>	<b>91,2%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>129.923.571</b>	<b>137.593.435</b>	<b>136.187.563</b>	<b>150.479.405</b>	<b>147.621.889</b>	<b>146.822.950</b>	<b>144.290.547</b>	<b>53,3%</b>	<b>61,5%</b>	<b>60,1%</b>	<b>66,6%</b>	<b>67,5%</b>	<b>70,0%</b>	<b>73,0%</b>
Offerte Integrative				3.762.726	1.247.392	1.472.414	2.287.044				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>129.923.571</b>	<b>137.593.435</b>	<b>136.187.563</b>	<b>154.242.131</b>	<b>148.869.281</b>	<b>148.295.364</b>	<b>146.577.590</b>	<b>53,3%</b>	<b>61,5%</b>	<b>60,1%</b>	<b>67,1%</b>	<b>67,7%</b>	<b>70,2%</b>	<b>73,3%</b>

MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Nord Tabella 31

Impianto di produzione	Volumi medi, MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>10.440</b>	<b>11.057</b>	<b>10.967</b>	<b>13.039</b>	<b>13.947</b>	<b>13.746</b>	<b>13.293</b>	<b>70,4%</b>	<b>70,4%</b>	<b>70,5%</b>	<b>76,1%</b>	<b>82,8%</b>	<b>82,0%</b>	<b>80,7%</b>
Ciclo combinato	8.393	8.918	7.470	8.730	8.697	7.951	6.912	56,6%	56,8%	48,0%	51,0%	51,6%	47,4%	42,0%
Carbone	997	1.043	1.280	1.516	1.492	1.607	1.770	6,7%	6,6%	8,2%	8,9%	8,9%	9,6%	10,7%
Olio e policombustibili	428	436	371	539	842	1.280	1.421	2,9%	2,8%	2,4%	3,1%	5,0%	7,6%	8,6%
Turbogas	8	4	3	1	148	192	225	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	1,1%	1,4%
Altro	614	655	1.843	2.252	2.768	2.716	2.965	4,1%	4,2%	11,9%	13,1%	16,4%	16,2%	18,0%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>4.050</b>	<b>4.161</b>	<b>4.163</b>	<b>3.595</b>	<b>2.601</b>	<b>2.605</b>	<b>2.625</b>	<b>27,3%</b>	<b>26,5%</b>	<b>26,8%</b>	<b>21,0%</b>	<b>15,4%</b>	<b>15,5%</b>	<b>15,9%</b>
Geotermico														
Idroelettrico naturale	3.469	3.683	3.685	3.176	2.527	2.477	2.520	23,4%	23,4%	23,7%	18,5%	15,0%	14,8%	15,3%
Eolico	7	3	4					0,0%	0,0%	0,0%				
Altro	574	475	474	419	74	128	105	3,9%	3,0%	3,1%	2,4%	0,4%	0,8%	0,6%
<b>Pompaggio</b>	<b>342</b>	<b>489</b>	<b>417</b>	<b>497</b>	<b>303</b>	<b>410</b>	<b>554</b>	<b>2,3%</b>	<b>3,1%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,4%</b>	<b>3,4%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>14.831</b>	<b>15.707</b>	<b>15.547</b>	<b>17.131</b>	<b>16.852</b>	<b>16.761</b>	<b>16.472</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>
Offerte Integrative				428	142	168	261							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>14.831</b>	<b>15.707</b>	<b>15.547</b>	<b>17.559</b>	<b>16.994</b>	<b>16.929</b>	<b>16.733</b>							

MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Nord. Anno 2011 Figura 28

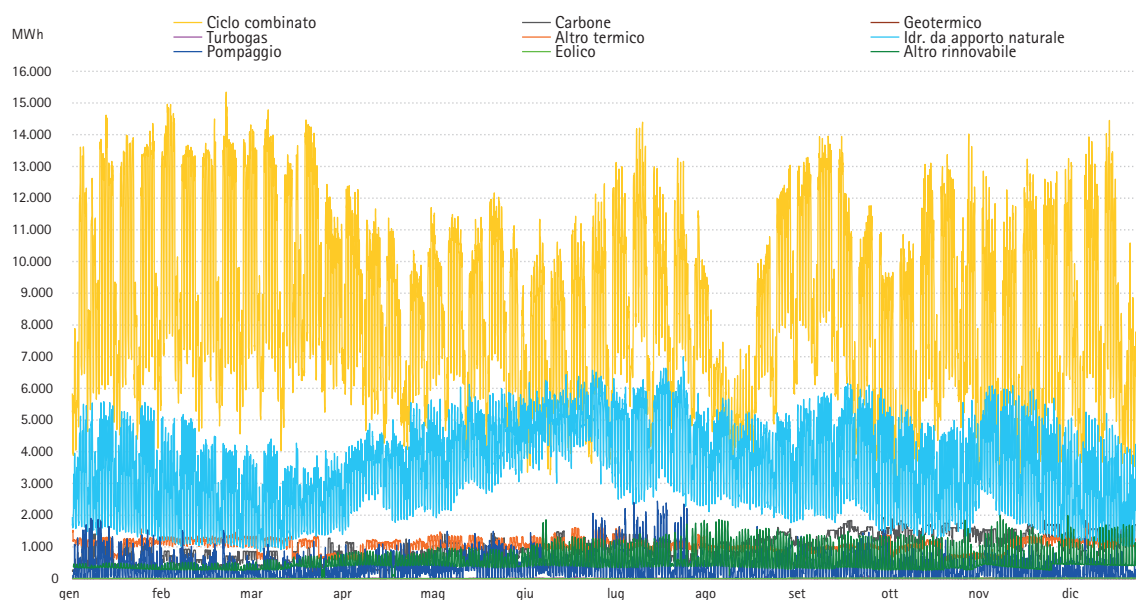


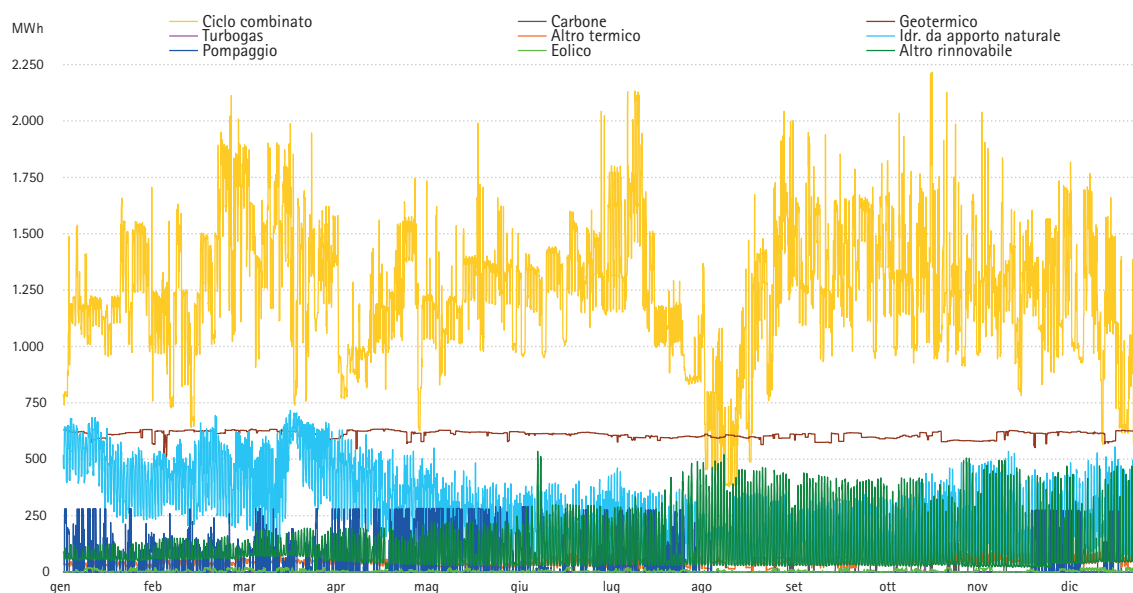
Tabella 32 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Centro Nord

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>11.258.092</b>	<b>12.835.605</b>	<b>12.514.229</b>	<b>14.832.036</b>	<b>17.342.782</b>	<b>16.642.298</b>	<b>16.631.213</b>	<b>37,8%</b>	<b>45,7%</b>	<b>44,3%</b>	<b>52,4%</b>	<b>58,7%</b>	<b>65,8%</b>	<b>59,1%</b>
Ciclo combinato	10.767.532	12.077.588	10.636.923	12.823.598	14.272.691	11.616.424	12.091.920	62,8%	72,2%	68,2%	77,6%	85,7%	96,8%	96,6%
Carbone	118.024	232.682	1.054.954	770.530	998.115	1.083.142	1.026.435	10,6%	21,4%	95,9%	99,4%	97,3%	96,2%	96,9%
Olivo e policombustibili		20.820	57.151	398.813	368.327	2.201.490	1.699.569		0,3%	0,6%	4,7%	4,3%	24,7%	15,4%
Turbogas	544	6.213	18	879	2.358	2.365	3.006	0,0%	0,4%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
Altro	371.992	498.302	765.182	838.215	1.701.290	1.738.877	1.810.285	98,1%	98,6%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>8.648.536</b>	<b>8.901.923</b>	<b>7.828.378</b>	<b>7.326.377</b>	<b>6.628.975</b>	<b>7.437.789</b>	<b>6.994.151</b>	<b>95,2%</b>	<b>94,6%</b>	<b>95,8%</b>	<b>93,7%</b>	<b>97,2%</b>	<b>97,3%</b>	<b>93,5%</b>
Geotermico	5.337.802	5.064.256	5.014.023	5.197.930	5.249.207	5.331.063	5.233.443	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Idroelettrico naturale	2.287.022	3.065.743	2.140.512	1.643.120	1.238.007	1.864.466	1.533.755	84,0%	85,8%	86,3%	77,0%	86,5%	90,1%	75,9%
Eolico	29.383	37.292	16.037	80.772	7.496	0	0	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Altro	994.329	734.632	657.806	404.556	134.265	242.260	226.953	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>252.074</b>	<b>258.012</b>	<b>155.992</b>	<b>227.478</b>	<b>291.139</b>	<b>305.409</b>	<b>447.650</b>	<b>15,7%</b>	<b>13,3%</b>	<b>8,7%</b>	<b>13,2%</b>	<b>17,0%</b>	<b>32,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>20.158.701</b>	<b>21.995.540</b>	<b>20.498.599</b>	<b>22.385.891</b>	<b>24.262.895</b>	<b>24.385.497</b>	<b>24.073.014</b>	<b>49,8%</b>	<b>55,8%</b>	<b>53,6%</b>	<b>59,1%</b>	<b>63,7%</b>	<b>72,0%</b>	<b>66,8%</b>
Offerte Integrative				522.169	149.713	130.138	33.591				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>20.158.701</b>	<b>21.995.540</b>	<b>20.498.599</b>	<b>22.908.060</b>	<b>24.412.608</b>	<b>24.515.635</b>	<b>24.106.605</b>	<b>49,8%</b>	<b>55,8%</b>	<b>53,6%</b>	<b>59,7%</b>	<b>63,8%</b>	<b>72,1%</b>	<b>66,8%</b>

Tabella 33 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Centro Nord

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>1.285</b>	<b>1.465</b>	<b>1.429</b>	<b>1.689</b>	<b>1.980</b>	<b>1.900</b>	<b>1.899</b>	<b>55,8%</b>	<b>58,4%</b>	<b>61,0%</b>	<b>66,3%</b>	<b>71,5%</b>	<b>68,2%</b>	<b>69,1%</b>
Ciclo combinato	1.229	1.379	1.214	1.460	1.629	1.326	1.380	53,4%	54,9%	51,9%	57,3%	58,8%	47,6%	50,2%
Carbone	13	27	120	88	114	124	117	0,6%	1,1%	5,1%	3,4%	4,1%	4,4%	4,3%
Olivo e policombustibili		2	7	45	42	251	194		0,1%	0,3%	1,8%	1,5%	9,0%	7,1%
Turbogas	0	1	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Altro	42	57	87	95	194	199	207	1,8%	2,3%	3,7%	3,7%	7,0%	7,1%	7,5%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>987</b>	<b>1.016</b>	<b>894</b>	<b>834</b>	<b>757</b>	<b>849</b>	<b>798</b>	<b>42,9%</b>	<b>40,5%</b>	<b>38,2%</b>	<b>32,7%</b>	<b>27,3%</b>	<b>30,5%</b>	<b>29,1%</b>
Geotermico	609	578	572	592	599	609	597	26,5%	23,0%	24,5%	23,2%	21,6%	21,9%	21,7%
Idroelettrico naturale	261	350	244	187	141	213	175	11,3%	13,9%	10,4%	7,3%	5,1%	7,6%	6,4%
Eolico	3	4	2	9	1			0,1%	0,2%	0,1%	0,4%	0,0%		
Altro	114	84	75	46	15	28	26	4,9%	3,3%	3,2%	1,8%	0,6%	1,0%	0,9%
<b>Pompaggio</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>18</b>	<b>26</b>	<b>33</b>	<b>35</b>	<b>51</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,9%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>2.301</b>	<b>2.511</b>	<b>2.340</b>	<b>2.548</b>	<b>2.770</b>	<b>2.784</b>	<b>2.748</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>
Offerte Integrative				59	17	15	4							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>2.301</b>	<b>2.511</b>	<b>2.340</b>	<b>2.608</b>	<b>2.787</b>	<b>2.799</b>	<b>2.752</b>							

Figura 29 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Centro Nord. Anno 2011



MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo – *Centro Sud* Tabella 34

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>25.659.837</b>	<b>22.731.313</b>	<b>18.643.087</b>	<b>12.260.734</b>	<b>14.446.175</b>	<b>21.634.457</b>	<b>23.098.220</b>	<b>46,5%</b>	<b>44,3%</b>	<b>39,1%</b>	<b>35,5%</b>	<b>38,6%</b>	<b>58,6%</b>	<b>47,5%</b>
Ciclo combinato	10.525.281	12.175.803	13.758.492	9.044.883	9.111.300	9.616.619	9.374.166	81,8%	83,7%	89,6%	92,1%	91,0%	89,8%	94,4%
Carbone	13.212.591	8.711.385	3.596.232					97,8%	96,5%	95,3%				
Olio e policombustibili		36.797	82.523	230.958	423.860	417.592	4.632.365		61,1%	74,4%	61,0%	60,0%	88,1%	54,2%
Turbogas	81.210	9.209	23.538	32.803	53.166	51.937	59.123	2,4%	0,3%	0,7%	1,2%	1,8%	1,7%	1,9%
Altro	1.840.756	1.798.119	1.182.302	2.952.090	4.857.849	11.548.308	9.032.567	7,2%	7,4%	4,7%	13,7%	20,5%	51,2%	33,5%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.147.097</b>	<b>5.208.767</b>	<b>5.303.294</b>	<b>2.852.840</b>	<b>1.745.180</b>	<b>2.780.808</b>	<b>3.125.262</b>	<b>88,4%</b>	<b>89,5%</b>	<b>92,9%</b>	<b>93,4%</b>	<b>91,2%</b>	<b>98,0%</b>	<b>89,0%</b>
Geotermico					14.346	14.779	20.058					100,0%	100,0%	100,0%
Idroelettrico naturale	2.821.977	3.546.141	3.328.828	2.093.951	1.250.732	2.308.642	2.763.029	80,8%	85,3%	89,1%	91,3%	88,1%	97,6%	87,8%
Eolico	1.337.993	1.007.149	1.452.693	361.563	331.134	247.529	190.142	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Altro	987.128	655.477	521.774	397.326	148.969	209.858	152.033	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>400.438</b>	<b>665.732</b>	<b>865.112</b>	<b>201.844</b>	<b>193.388</b>	<b>528.085</b>	<b>568.899</b>	<b>3,8%</b>	<b>6,9%</b>	<b>10,5%</b>	<b>9,9%</b>	<b>54,5%</b>	<b>96,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>31.207.373</b>	<b>28.605.812</b>	<b>24.811.493</b>	<b>15.315.418</b>	<b>16.384.743</b>	<b>24.943.350</b>	<b>26.792.382</b>	<b>43,7%</b>	<b>42,9%</b>	<b>40,2%</b>	<b>38,6%</b>	<b>41,3%</b>	<b>61,9%</b>	<b>50,8%</b>
Offerte Integrative				1.060.879	404.007	251.612	241.196				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>31.207.373</b>	<b>28.605.812</b>	<b>24.811.493</b>	<b>16.376.297</b>	<b>16.788.750</b>	<b>25.194.961</b>	<b>27.033.578</b>	<b>43,7%</b>	<b>42,9%</b>	<b>40,2%</b>	<b>40,2%</b>	<b>41,9%</b>	<b>62,2%</b>	<b>51,0%</b>

MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – *Centro Sud* Tabella 35

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>2.929</b>	<b>2.595</b>	<b>2.128</b>	<b>1.396</b>	<b>1.649</b>	<b>2.470</b>	<b>2.637</b>	<b>82,2%</b>	<b>79,5%</b>	<b>75,1%</b>	<b>80,1%</b>	<b>88,2%</b>	<b>86,7%</b>	<b>86,2%</b>
Ciclo combinato	1.202	1.390	1.571	1.030	1.040	1.098	1.070	33,7%	42,6%	55,5%	59,1%	55,6%	38,6%	35,0%
Carbone	1.508	994	411					42,3%	30,5%	14,5%				
Olio e policombustibili		4	9	26	48	48	529		0,1%	0,3%	1,5%	2,6%	1,7%	17,3%
Turbogas	9	1	3	4	6	6	7	0,3%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
Altro	210	205	135	336	555	1.318	1.031	5,9%	6,3%	4,8%	19,3%	29,6%	46,3%	33,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>588</b>	<b>595</b>	<b>605</b>	<b>325</b>	<b>199</b>	<b>317</b>	<b>357</b>	<b>16,5%</b>	<b>18,2%</b>	<b>21,4%</b>	<b>18,6%</b>	<b>10,7%</b>	<b>11,1%</b>	<b>11,7%</b>
Geotermico					2	2	2					0,1%	0,1%	0,1%
Idroelettrico naturale	322	405	380	238	143	264	315	9,0%	12,4%	13,4%	13,7%	7,6%	9,3%	10,3%
Eolico	153	115	166	41	38	28	22	4,3%	3,5%	5,9%	2,4%	2,0%	1,0%	0,7%
Altro	113	75	60	45	17	24	17	3,2%	2,3%	2,1%	2,6%	0,9%	0,8%	0,6%
<b>Pompaggio</b>	<b>46</b>	<b>76</b>	<b>99</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>60</b>	<b>65</b>	<b>1,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>3,5%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,1%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>3.562</b>	<b>3.266</b>	<b>2.832</b>	<b>1.744</b>	<b>1.870</b>	<b>2.847</b>	<b>3.058</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>
Offerte Integrative				121	46	29	28							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>3.562</b>	<b>3.266</b>	<b>2.832</b>	<b>1.864</b>	<b>1.917</b>	<b>2.876</b>	<b>3.086</b>							

MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – *Centro Sud*. Anno 2011

Figura 30

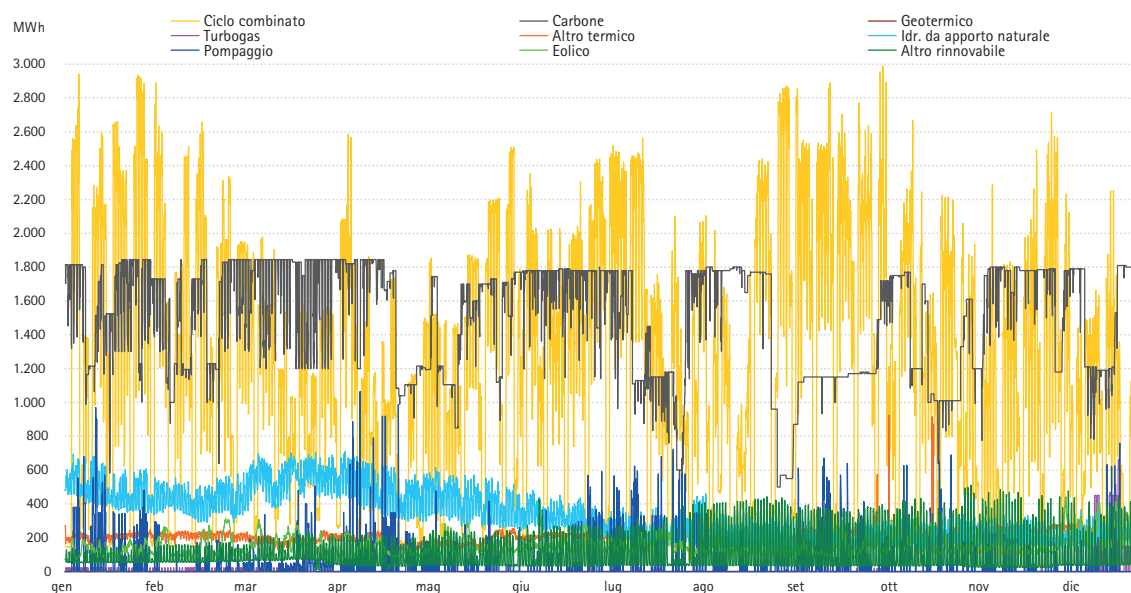




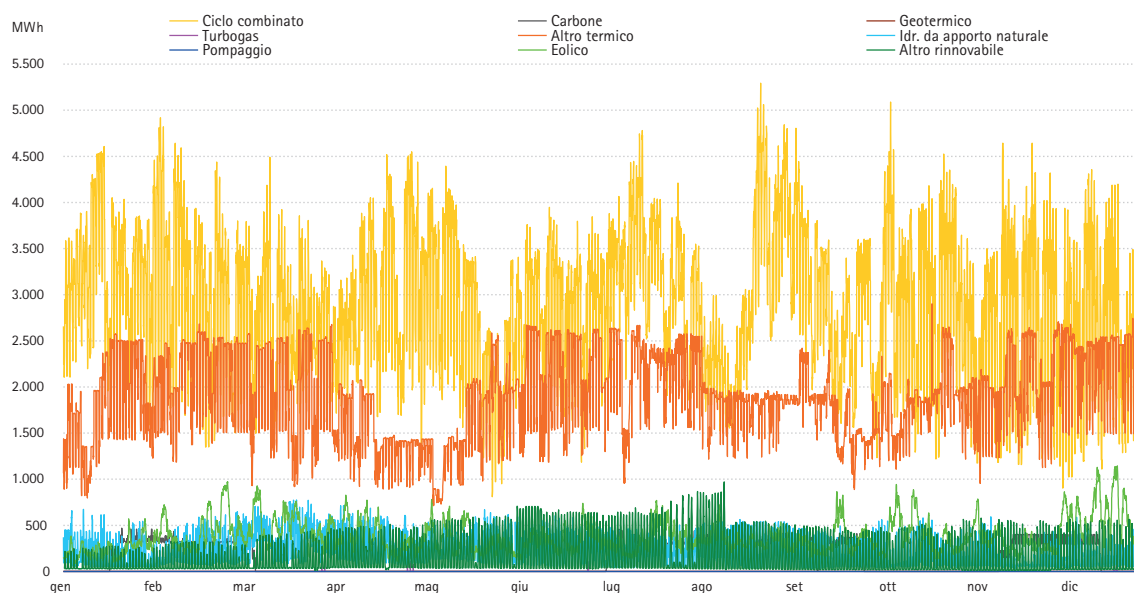
Tabella 36 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sud

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>42.978.939</b>	<b>45.360.572</b>	<b>45.691.712</b>	<b>57.082.101</b>	<b>52.479.173</b>	<b>43.828.131</b>	<b>34.545.918</b>	<b>59,8%</b>	<b>66,3%</b>	<b>70,3%</b>	<b>76,5%</b>	<b>75,2%</b>	<b>71,9%</b>	<b>71,3%</b>
Ciclo combinato	24.876.031	27.960.162	21.405.949	29.651.388	23.928.910	15.502.069	8.203.794	69,5%	80,8%	84,3%	92,1%	94,9%	97,4%	99,2%
Carbone	1.305.270	1.270.951	1.516.166	2.772.225	2.966.411	2.663.885	1.015.796	86,4%	82,3%	88,1%	100,0%	100,0%	99,9%	97,9%
Olio e policombustibili	14.404.045	13.893.043	16.493.001	17.367.780	16.894.263	17.492.650	20.772.332	60,3%	61,5%	71,9%	73,1%	70,3%	69,2%	80,7%
Turbogas	1.510		160	1.987	5.079	3.898	5.534	0,1%		0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Altro	2.392.083	2.236.416	6.276.436	7.288.721	8.684.510	8.165.629	4.548.462	28,8%	31,2%	50,9%	59,2%	64,4%	62,8%	49,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>6.603.454</b>	<b>5.817.655</b>	<b>5.459.940</b>	<b>4.675.745</b>	<b>2.396.043</b>	<b>3.221.806</b>	<b>2.955.876</b>	<b>65,1%</b>	<b>79,8%</b>	<b>89,0%</b>	<b>95,5%</b>	<b>98,5%</b>	<b>93,3%</b>	<b>78,2%</b>
Geotermico	14.014	21.873	45.552					100,0%	100,0%	100,0%				
Idroelettrico naturale	1.780.589	2.671.700	2.283.877	1.204.121	1.161.146	1.784.338	2.044.698	33,5%	64,4%	77,2%	84,7%	96,9%	88,6%	71,3%
Eolico	3.335.345	2.329.027	2.694.369	3.118.311	1.049.441	1.074.841	663.118	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Altro	1.473.506	795.055	436.142	353.313	185.456	362.627	248.059	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>				<b>864.221</b>	<b>887.271</b>	<b>1.144.058</b>	<b>1.798.949</b>				<b>15,5%</b>	<b>17,3%</b>	<b>26,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>49.582.393</b>	<b>51.178.227</b>	<b>51.151.652</b>	<b>62.622.067</b>	<b>55.762.487</b>	<b>48.193.994</b>	<b>39.300.743</b>	<b>60,5%</b>	<b>67,6%</b>	<b>71,9%</b>	<b>73,6%</b>	<b>72,1%</b>	<b>70,2%</b>	<b>72,7%</b>
Offerte Integrative				1.031.176	781.805	601.395	565.747				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>49.582.393</b>	<b>51.178.227</b>	<b>51.151.652</b>	<b>63.653.244</b>	<b>56.544.292</b>	<b>48.795.389</b>	<b>39.866.490</b>	<b>60,5%</b>	<b>67,6%</b>	<b>71,9%</b>	<b>73,9%</b>	<b>72,4%</b>	<b>70,4%</b>	<b>73,0%</b>

Tabella 37 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sud

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>4.906</b>	<b>5.178</b>	<b>5.216</b>	<b>6.498</b>	<b>5.991</b>	<b>5.003</b>	<b>3.944</b>	<b>86,7%</b>	<b>88,6%</b>	<b>89,3%</b>	<b>91,2%</b>	<b>94,1%</b>	<b>90,9%</b>	<b>87,9%</b>
Ciclo combinato	2.840	3.192	2.444	3.376	2.732	1.770	937	50,2%	54,6%	41,8%	47,3%	42,9%	32,2%	20,9%
Carbone	149	145	173	316	339	304	116	2,6%	2,5%	3,0%	4,4%	5,3%	5,5%	2,6%
Olio e policombustibili	1.644	1.586	1.883	1.977	1.929	1.997	2.371	29,1%	27,1%	32,2%	27,7%	30,3%	36,3%	52,9%
Turbogas	0		0	0	1	0	1	0,0%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Altro	273	255	716	830	991	932	519	4,8%	4,4%	12,3%	11,6%	15,6%	16,9%	11,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>754</b>	<b>664</b>	<b>623</b>	<b>532</b>	<b>274</b>	<b>368</b>	<b>337</b>	<b>13,3%</b>	<b>11,4%</b>	<b>10,7%</b>	<b>7,5%</b>	<b>4,3%</b>	<b>6,7%</b>	<b>7,5%</b>
Geotermico	2	2	5					0,0%	0,0%	0,1%				
Idroelettrico naturale	203	305	261	137	133	204	233	3,6%	5,2%	4,5%	1,9%	2,1%	3,7%	5,2%
Eolico	381	266	308	355	120	123	76	6,7%	4,6%	5,3%	5,0%	1,9%	2,2%	1,7%
Altro	168	91	50	40	21	41	28	3,0%	1,6%	0,9%	0,6%	0,3%	0,8%	0,6%
<b>Pompaggio</b>				<b>98</b>	<b>101</b>	<b>131</b>	<b>205</b>				<b>1,4%</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,4%</b>	<b>4,6%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>5.660</b>	<b>5.842</b>	<b>5.839</b>	<b>7.129</b>	<b>6.366</b>	<b>5.502</b>	<b>4.486</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>
Offerte Integrative				117	89	69	65							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>5.660</b>	<b>5.842</b>	<b>5.839</b>	<b>7.246</b>	<b>6.455</b>	<b>5.570</b>	<b>4.551</b>							

Figura 31 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sud. Anno 2011



## MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sicilia Tabella 38

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	16.520.624	17.088.008	17.045.999	17.607.072	18.258.995	18.780.885	18.735.995	63,8%	58,8%	63,1%	65,0%	65,4%	70,9%	66,2%
Ciclo combinato	14.715.176	14.754.697	12.827.449	13.363.776	12.436.594	11.672.836	11.777.505	82,0%	88,4%	92,4%	94,2%	95,3%	93,9%	87,7%
Carbone														
Olio e policombustibili	1.438.075	1.744.438	3.508.458	3.267.622	4.749.062	6.572.902	6.077.550	26,6%	18,5%	37,3%	34,0%	40,5%	53,8%	47,9%
Turbogas	44.014	30.196	33.520	39.594	24.397	10.296	27.941	2,0%	1,3%	1,1%	1,7%	1,2%	0,8%	2,1%
Altro	323.359	558.677	676.572	936.081	1.048.942	524.852	852.999	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	99,9%	100,0%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>2.376.062</b>	<b>1.921.214</b>	<b>1.520.815</b>	<b>1.191.569</b>	<b>524.355</b>	<b>400.633</b>	<b>428.440</b>	<b>99,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>96,7%</b>	<b>93,5%</b>	<b>96,8%</b>	<b>54,1%</b>
Geotermico														
Idroelettrico naturale	192.655	221.537	157.958	117.239	81.119	42.948	148.684	89,1%	99,7%	100,0%	74,3%	68,9%	77,4%	57,2%
Eolico	1.780.889	1.559.416	1.226.318	950.475	390.716	300.225	236.114	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	48,4%
Altro	402.518	140.261	136.538	123.855	52.520	57.460	43.642	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>269.737</b>	<b>336.003</b>	<b>444.613</b>	<b>551.096</b>	<b>548.805</b>	<b>670.799</b>	<b>1.298.536</b>	<b>15,3%</b>	<b>24,5%</b>	<b>64,8%</b>	<b>90,2%</b>	<b>84,0%</b>	<b>29,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>19.166.424</b>	<b>19.345.225</b>	<b>19.011.427</b>	<b>19.349.737</b>	<b>19.332.154</b>	<b>19.852.317</b>	<b>20.462.971</b>	<b>63,8%</b>	<b>59,8%</b>	<b>65,0%</b>	<b>66,9%</b>	<b>66,4%</b>	<b>68,1%</b>	<b>67,3%</b>
Offerte Integrative				762.768	424.460	171.644	49.021				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>19.166.424</b>	<b>19.345.225</b>	<b>19.011.427</b>	<b>20.112.505</b>	<b>19.756.615</b>	<b>20.023.961</b>	<b>20.511.991</b>	<b>63,8%</b>	<b>59,8%</b>	<b>65,0%</b>	<b>67,8%</b>	<b>66,8%</b>	<b>68,3%</b>	<b>67,4%</b>

## MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sicilia Tabella 39

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	1.886	1.951	1.946	2.004	2.084	2.144	2.139	86,2%	88,3%	89,7%	91,0%	94,4%	94,6%	91,6%
Ciclo combinato	1.680	1.684	1.464	1.521	1.420	1.333	1.344	76,8%	76,3%	67,5%	69,1%	64,3%	58,8%	57,6%
Carbone														
Olio e policombustibili	164	199	401	372	542	750	694	7,5%	9,0%	18,5%	16,9%	24,6%	33,1%	29,7%
Turbogas	5	3	4	5	3	1	3	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Altro	37	64	77	107	120	60	97	1,7%	2,9%	3,6%	4,8%	5,4%	2,6%	4,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>271</b>	<b>219</b>	<b>174</b>	<b>136</b>	<b>60</b>	<b>46</b>	<b>49</b>	<b>12,4%</b>	<b>9,9%</b>	<b>8,0%</b>	<b>6,2%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,1%</b>
Geotermico														
Idroelettrico naturale	22	25	18	13	9	5	17	1,0%	1,1%	0,8%	0,6%	0,4%	0,2%	0,7%
Eolico	203	178	140	108	45	34	27	9,3%	8,1%	6,5%	4,9%	2,0%	1,5%	1,2%
Altro	46	16	16	14	6	7	5	2,1%	0,7%	0,7%	0,6%	0,3%	0,3%	0,2%
<b>Pompaggio</b>	<b>31</b>	<b>38</b>	<b>51</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>77</b>	<b>148</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,8%</b>	<b>3,4%</b>	<b>6,3%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>2.188</b>	<b>2.208</b>	<b>2.170</b>	<b>2.203</b>	<b>2.207</b>	<b>2.266</b>	<b>2.336</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>
Offerte Integrative				87	48	20	6							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>2.188</b>	<b>2.208</b>	<b>2.170</b>	<b>2.290</b>	<b>2.255</b>	<b>2.286</b>	<b>2.342</b>							

## MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sicilia. Anno 2011 Figura 32

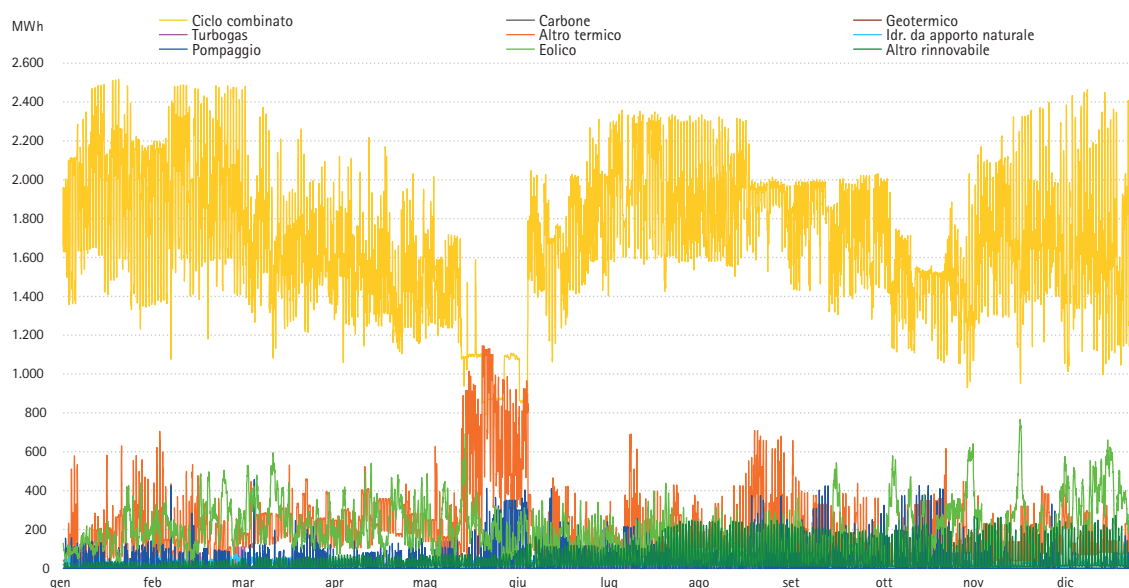


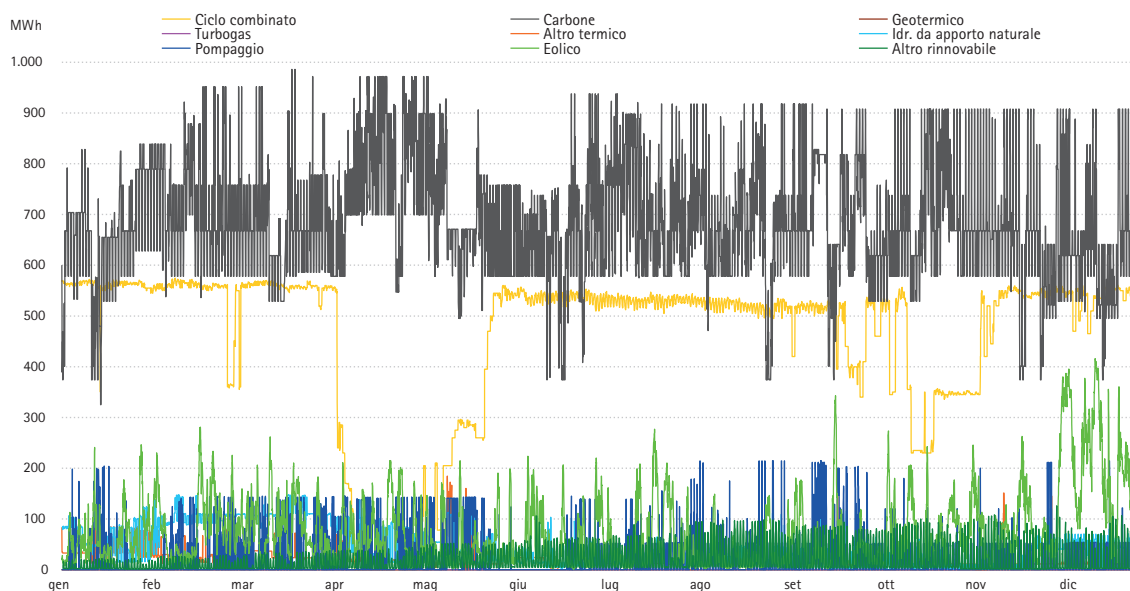
Tabella 40 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sardegna

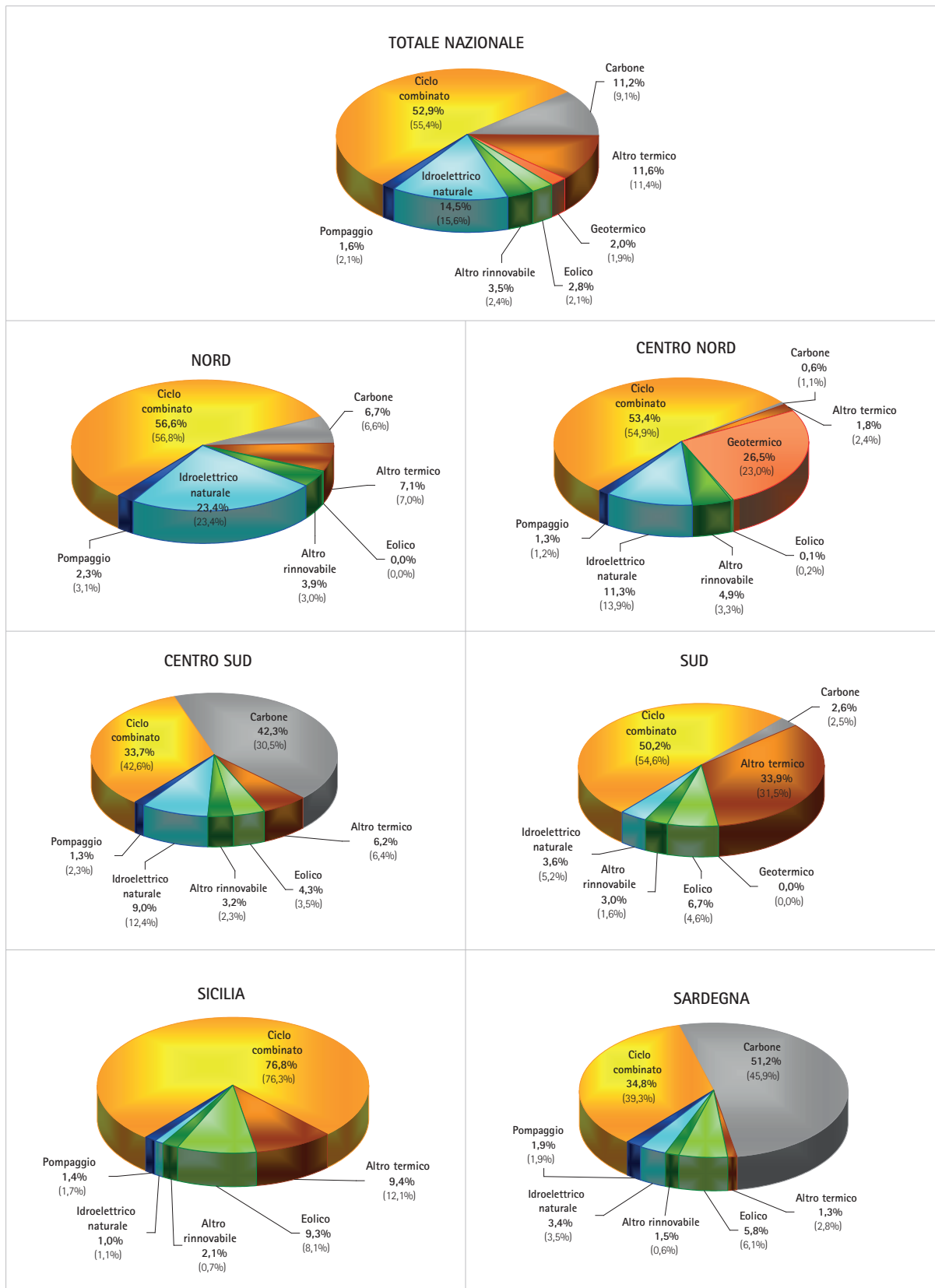
Impianto di produzione	Volumi totali. MWh							% Successo						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>10.118.402</b>	<b>9.757.881</b>	<b>10.045.068</b>	<b>10.370.243</b>	<b>11.997.220</b>	<b>11.518.977</b>	<b>10.801.861</b>	<b>66,4%</b>	<b>65,0%</b>	<b>67,6%</b>	<b>66,8%</b>	<b>72,5%</b>	<b>69,2%</b>	<b>64,7%</b>
Ciclo combinato	4.028.845	4.356.555	4.118.930	4.324.942	4.430.562	4.529.464	4.424.970	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Carbone	5.936.637	5.090.995	5.632.956	5.836.203	7.034.067	6.483.509	5.486.027	78,2%	78,7%	83,3%	80,8%	89,7%	90,9%	84,9%
Olio e policombustibili	7.072	15.538	27.732	63.542	203.570	361.049	595.240	0,4%	0,7%	1,2%	2,9%	8,6%	11,2%	15,1%
Turbogas	609	1.265	942	10.016	11.517	14.736	6.713	0,1%	0,1%	0,1%	0,8%	0,9%	1,0%	0,5%
Altro	145.239	293.529	264.508	135.540	317.505	130.217	288.911	18,9%	42,4%	51,9%	30,5%	48,5%	37,2%	61,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>1.245.472</b>	<b>1.124.919</b>	<b>1.112.746</b>	<b>793.308</b>	<b>649.877</b>	<b>675.586</b>	<b>856.575</b>	<b>66,6%</b>	<b>72,6%</b>	<b>91,5%</b>	<b>90,2%</b>	<b>97,3%</b>	<b>97,2%</b>	<b>83,6%</b>
Geotermico														
Idroelettrico naturale	394.924	385.920	386.288	211.916	233.101	246.070	453.711	38,7%	47,7%	79,0%	71,0%	92,8%	92,7%	75,5%
Eolico	675.425	676.027	684.859	546.453	416.297	414.004	388.598	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Altro	175.124	62.972	41.599	34.939	480	15.512	14.266	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>221.828</b>	<b>206.483</b>	<b>283.064</b>	<b>221.167</b>	<b>211.146</b>	<b>411.103</b>	<b>395.681</b>	<b>17,9%</b>	<b>17,6%</b>	<b>24,8%</b>	<b>17,8%</b>	<b>17,7%</b>	<b>43,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>11.585.702</b>	<b>11.089.283</b>	<b>11.440.879</b>	<b>11.384.718</b>	<b>12.858.243</b>	<b>12.605.666</b>	<b>12.054.116</b>	<b>63,1%</b>	<b>62,6%</b>	<b>66,4%</b>	<b>64,6%</b>	<b>69,9%</b>	<b>69,0%</b>	<b>66,6%</b>
Offerte Integrative				482.488	150.228	389.347	271.644				100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>11.585.702</b>	<b>11.089.283</b>	<b>11.440.879</b>	<b>11.867.205</b>	<b>13.008.471</b>	<b>12.995.012</b>	<b>12.325.760</b>	<b>63,1%</b>	<b>62,6%</b>	<b>66,4%</b>	<b>65,5%</b>	<b>70,1%</b>	<b>69,6%</b>	<b>67,1%</b>

Tabella 41 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sardegna

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh							Struttura						
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Termoelettrico</b>	<b>1.155</b>	<b>1.114</b>	<b>1.147</b>	<b>1.181</b>	<b>1.370</b>	<b>1.315</b>	<b>1.233</b>	<b>87,3%</b>	<b>88,0%</b>	<b>87,8%</b>	<b>91,1%</b>	<b>93,3%</b>	<b>91,4%</b>	<b>89,6%</b>
Ciclo combinato	460	497	470	492	506	517	505	34,8%	39,3%	36,0%	38,0%	34,5%	35,9%	36,7%
Carbone	678	581	643	664	803	740	626	51,2%	45,9%	49,2%	51,3%	54,7%	51,4%	45,5%
Olio e policombustibili	1	2	3	7	23	41	68	0,1%	0,1%	0,2%	0,6%	1,6%	2,9%	4,9%
Turbogas	0	0	0	1	1	2	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Altro	17	34	30	15	36	15	33	1,3%	2,6%	2,3%	1,2%	2,5%	1,0%	2,4%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>142</b>	<b>128</b>	<b>127</b>	<b>90</b>	<b>74</b>	<b>77</b>	<b>98</b>	<b>10,8%</b>	<b>10,1%</b>	<b>9,7%</b>	<b>7,0%</b>	<b>5,1%</b>	<b>5,4%</b>	<b>7,1%</b>
Geotermico														
Idroelettrico naturale	45	44	44	24	27	28	52	3,4%	3,5%	3,4%	1,9%	1,8%	2,0%	3,8%
Eolico	77	77	78	62	48	47	44	5,8%	6,1%	6,0%	4,8%	3,2%	3,3%	3,2%
Altro	20	7	5	4	0	2	2	1,5%	0,6%	0,4%	0,3%	0,0%	0,1%	0,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>32</b>	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>47</b>	<b>45</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,6%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,3%</b>
<b>TOTALE IMPIANTI</b>	<b>1.323</b>	<b>1.266</b>	<b>1.306</b>	<b>1.296</b>	<b>1.468</b>	<b>1.439</b>	<b>1.376</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>
Offerte Integrative				55	17	44	31							
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>1.323</b>	<b>1.266</b>	<b>1.306</b>	<b>1.351</b>	<b>1.485</b>	<b>1.483</b>	<b>1.407</b>							

Figura 33 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sardegna. Anno 2011





Tra parentesi i valori dell'anno precedente



1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

LIQUIDITÀ



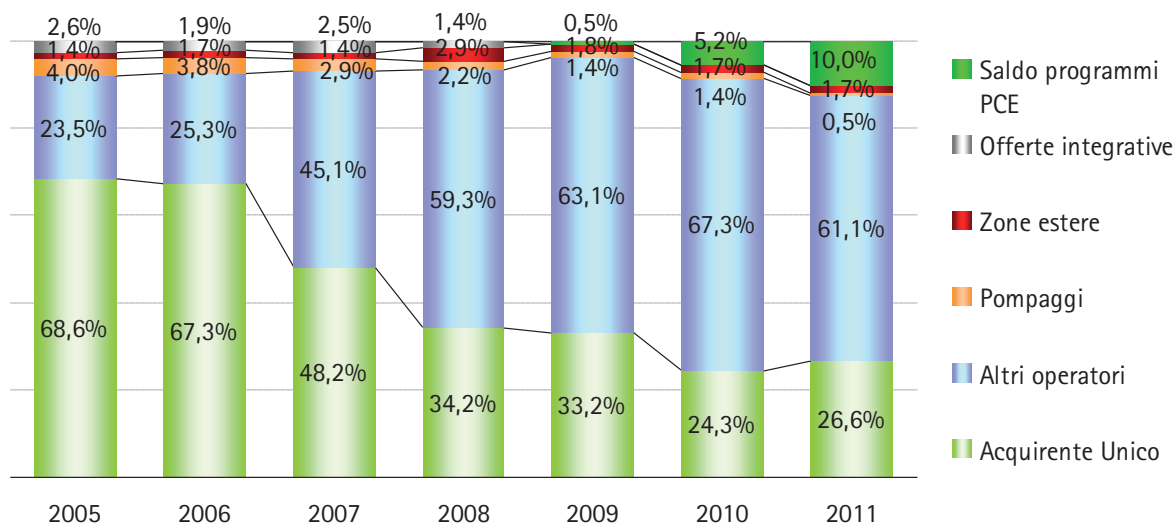
Tabella 42 MGP - Domanda di energia elettrica. Totale

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Borsa</b>	<b>180.347.000</b>	<b>199.450.149</b>	<b>213.034.688</b>	<b>232.643.731</b>	<b>221.292.184</b>	<b>196.535.249</b>	<b>202.986.064</b>
Acquirente Unico	47.926.296	48.468.535	70.700.952	79.448.673	106.570.141	132.230.746	139.179.980
Altri operatori	110.275.635	134.317.300	134.481.029	137.922.614	99.762.451	49.717.421	47.682.936
Pompaggi	945.759	2.853.292	2.891.281	5.108.149	6.334.233	7.443.272	8.087.174
Zone estere	3.102.694	3.419.627	3.825.739	6.699.056	3.057.474	3.346.408	2.773.208
Saldo programmi PCE	18.096.615	10.391.394	1.135.686	91.994	161		
Offerte integrative				3.373.245	5.567.723	3.797.402	5.262.767
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>131.146.877</b>	<b>119.111.417</b>	<b>100.390.479</b>	<b>104.317.565</b>	<b>108.657.022</b>	<b>133.254.781</b>	<b>120.198.785</b>
Zone estere	416.390	408.869	436.389	559.701	726.452	1.285.567	1.143.298
Zone nazionali AU	36.786.812	41.846.549	24.246.640	19.502.059	16.166.432	20.768.233	25.153.421
Zone nazionali altri operatori	112.040.290	87.247.392	76.843.137	84.347.800	91.764.300	111.200.980	93.902.066
Saldo programmi PCE	-18.096.615	-10.391.394	-1.135.686	-91.994	-161		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>311.493.877</b>	<b>318.561.565</b>	<b>313.425.166</b>	<b>336.961.297</b>	<b>329.949.207</b>	<b>29.790.030</b>	<b>323.184.850</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>26.716.312</b>	<b>26.491.365</b>	<b>25.790.543</b>	<b>17.357.054</b>	<b>5.475.885</b>	<b>7.299.180</b>	<b>834.771</b>
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>338.210.189</b>	<b>345.052.930</b>	<b>339.215.709</b>	<b>354.318.351</b>	<b>335.425.092</b>	<b>337.089.209</b>	<b>324.019.620</b>

Tabella 43 MGP - Domanda di energia elettrica. Struttura

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Borsa - Liquidità</b>	<b>57,9%</b>	<b>62,6%</b>	<b>68,0%</b>	<b>69,0%</b>	<b>67,1%</b>	<b>59,6%</b>	<b>62,8%</b>
Acquirente Unico	15,4%	15,2%	22,6%	23,6%	32,3%	40,1%	43,1%
Altri operatori	35,4%	42,2%	42,9%	40,9%	30,2%	15,1%	14,8%
Pompaggi	0,3%	0,9%	0,9%	1,5%	1,9%	2,3%	2,5%
Zone estere	1,0%	1,1%	1,2%	2,0%	0,9%	1,0%	0,9%
Saldo programmi PCE	5,8%	3,3%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Offerte integrative				1,0%	1,7%	1,2%	1,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>42,1%</b>	<b>37,4%</b>	<b>32,0%</b>	<b>31,0%</b>	<b>32,9%</b>	<b>40,4%</b>	<b>37,2%</b>
Zone estere	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,4%
Zone nazionali AU	11,8%	13,1%	7,7%	5,8%	4,9%	6,3%	7,8%
Zone nazionali altri operatori	36,0%	27,4%	24,5%	25,0%	27,8%	33,7%	29,1%
Saldo programmi PCE	-5,8%	-3,3%	-0,4%	-0,0%	-0,0%		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</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>

Figura 35 MGP - Acquisti: struttura della borsa



MGP – Offerta di energia elettrica. Totale Tabella 44

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Borsa</b>	<b>180.347.000</b>	<b>199.450.149</b>	<b>213.034.688</b>	<b>232.643.731</b>	<b>221.292.184</b>	<b>196.535.249</b>	<b>202.986.064</b>
<i>Operatori</i>	108.533.768	120.956.056	131.158.116	147.438.784	142.990.379	123.564.850	133.900.904
<i>GSE</i>	39.296.282	46.664.374	45.353.277	47.808.312	45.828.980	48.403.285	51.922.522
<i>Zone estere</i>	32.064.887	31.631.528	31.215.502	21.788.559	16.786.271	7.969.332	931.017
<i>Saldo programmi PCE</i>	452.062	198.191	5.307.793	7.985.871	12.528.950	13.581.232	12.783.007
<i>Offerte integrative</i>				7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.614
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>131.146.877</b>	<b>119.111.417</b>	<b>100.390.479</b>	<b>104.317.565</b>	<b>108.657.022</b>	<b>133.254.781</b>	<b>120.198.785</b>
<i>Zone estere</i>	17.804.825	17.122.515	19.108.051	26.013.295	33.782.919	42.000.374	51.831.818
<i>Zone nazionali</i>	113.794.114	102.187.092	86.590.221	86.290.141	87.403.054	104.835.639	81.149.975
<i>Saldo programmi PCE</i>	-452.062	-198.191	-5.307.793	-7.985.871	-12.528.950	-13.581.232	-12.783.007
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>311.493.877</b>	<b>318.561.565</b>	<b>313.425.166</b>	<b>336.961.297</b>	<b>329.949.207</b>	<b>329.790.030</b>	<b>323.184.850</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>226.643.492</b>	<b>190.936.033</b>	<b>185.806.695</b>	<b>158.390.774</b>	<b>150.274.210</b>	<b>126.041.639</b>	<b>122.038.971</b>
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>538.137.369</b>	<b>509.497.598</b>	<b>499.231.861</b>	<b>495.352.071</b>	<b>480.223.417</b>	<b>455.831.669</b>	<b>445.223.821</b>

MGP – Offerta di energia elettrica. Struttura Tabella 45

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Borsa – Liquidità</b>	<b>57,9%</b>	<b>62,6%</b>	<b>68,0%</b>	<b>69,0%</b>	<b>67,1%</b>	<b>59,6%</b>	<b>62,8%</b>
<i>Operatori</i>	34,8%	38,0%	41,8%	43,8%	43,3%	37,5%	41,4%
<i>GSE</i>	12,6%	14,6%	14,5%	14,2%	13,9%	14,7%	16,1%
<i>Zone estere</i>	10,3%	9,9%	10,0%	6,5%	5,1%	2,4%	0,3%
<i>Saldo programmi PCE</i>	0,1%	0,1%	1,7%	2,4%	3,8%	4,1%	4,0%
<i>Offerte integrative</i>				2,3%	1,0%	0,9%	1,1%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>42,1%</b>	<b>37,4%</b>	<b>32,0%</b>	<b>31,0%</b>	<b>32,9%</b>	<b>40,4%</b>	<b>37,2%</b>
<i>Zone estere</i>	5,7%	5,4%	6,1%	7,7%	10,2%	12,7%	16,0%
<i>Zone nazionali</i>	36,5%	32,1%	27,6%	25,6%	26,5%	31,8%	25,1%
<i>Saldo programmi PCE</i>	-0,1%	-0,1%	-1,7%	-2,4%	-3,8%	-4,1%	-4,0%
<b>VOLUMI VENDUTI</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>

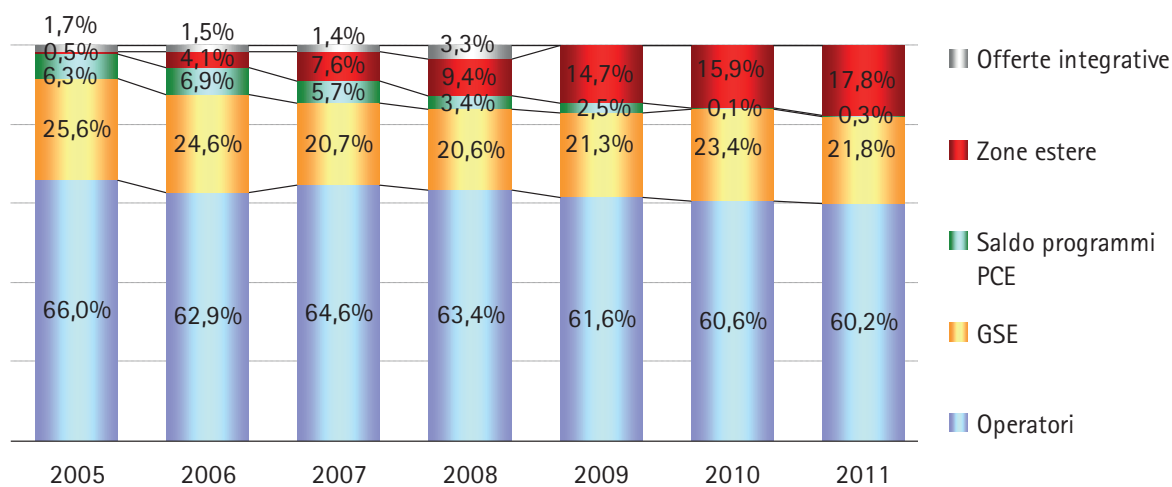
MGP – Vendite: struttura della borsa Figura 36



Figura 37 MGP – Liquidità: evoluzione strutturale

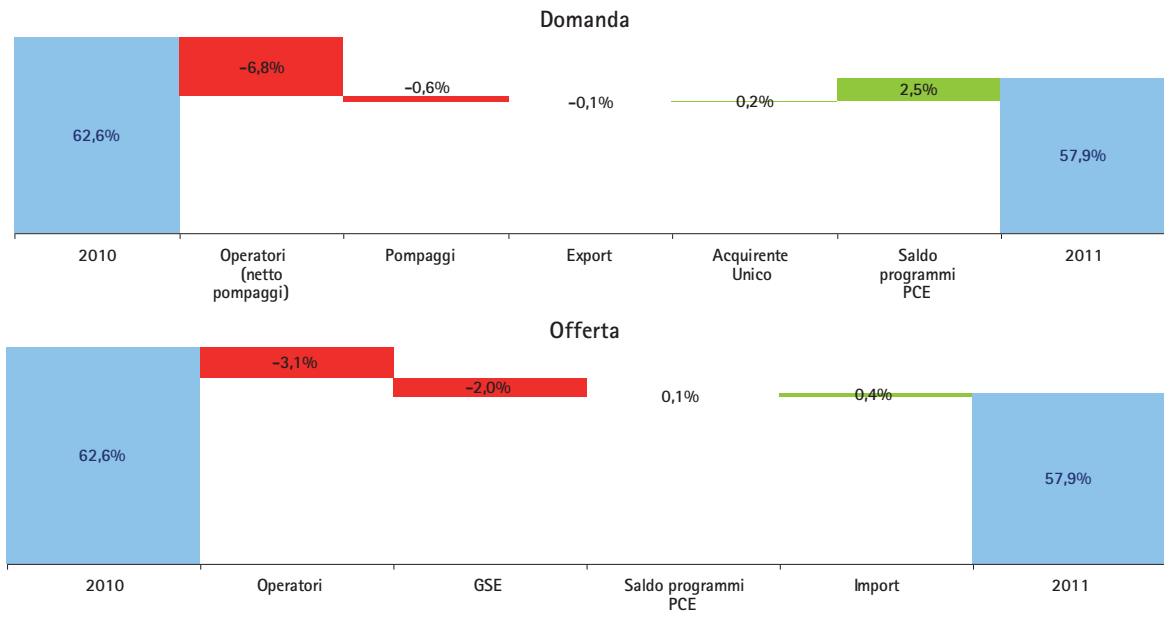


Figura 38 MGP – Liquidità

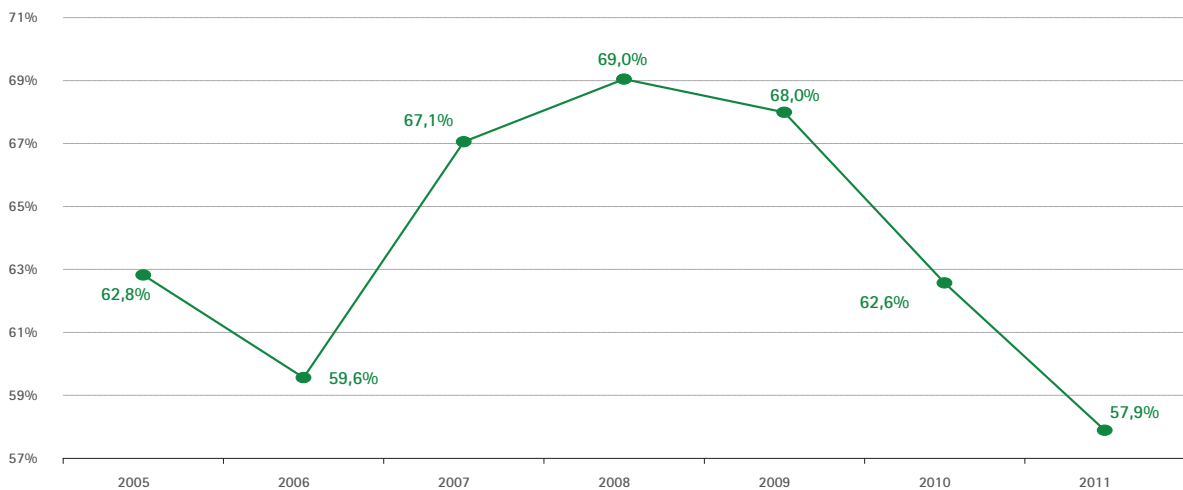
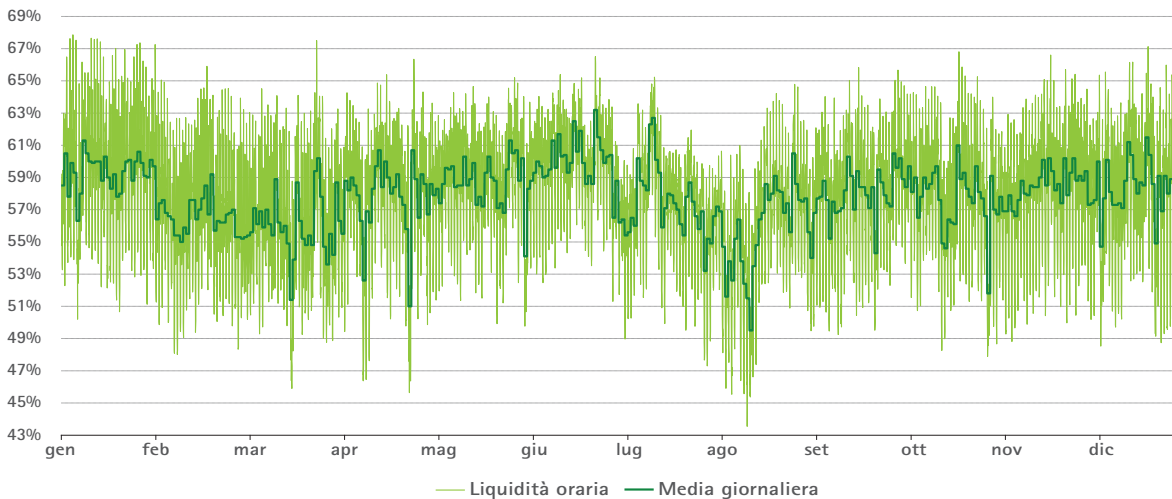
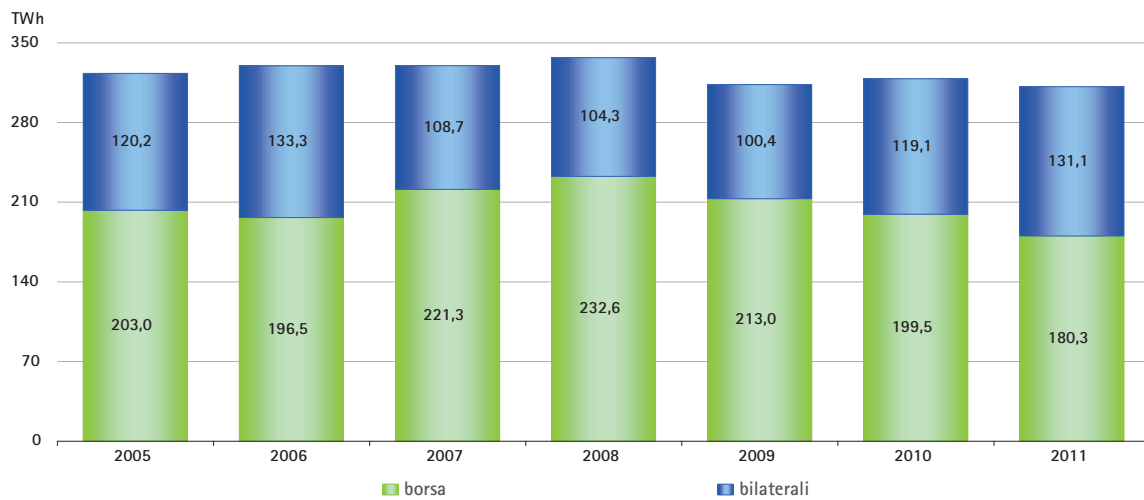


Figura 39 MGP – Liquidità: andamento orario e media giornaliera. Anno 2011



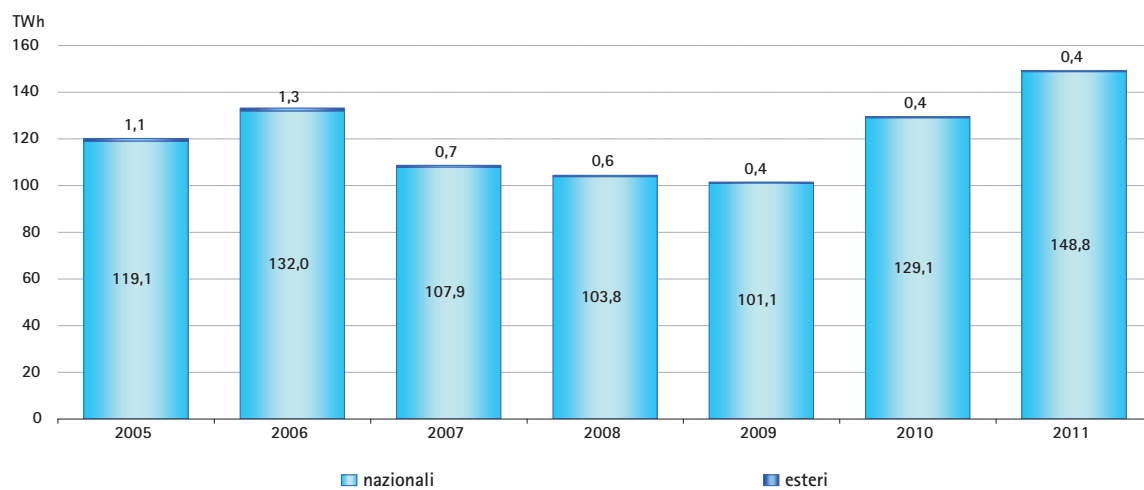
MGP – Volumi scambiati (vendite/acquisti)

Figura 40



MGP – Acquisti bilaterali

Figura 41



MGP – Vendite bilaterali

Figura 42

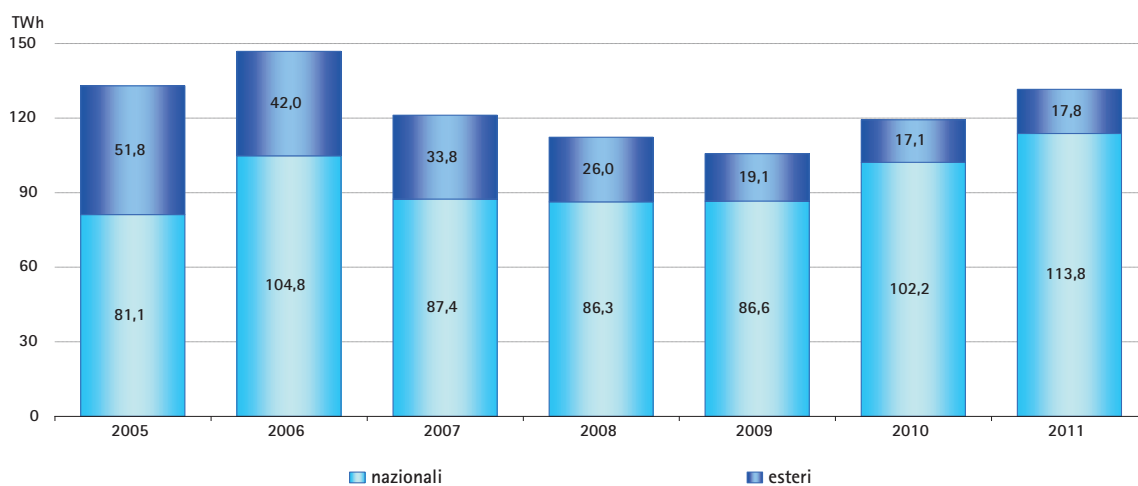


Figura 43 MGP – Saldo programmi PCE lato vendita

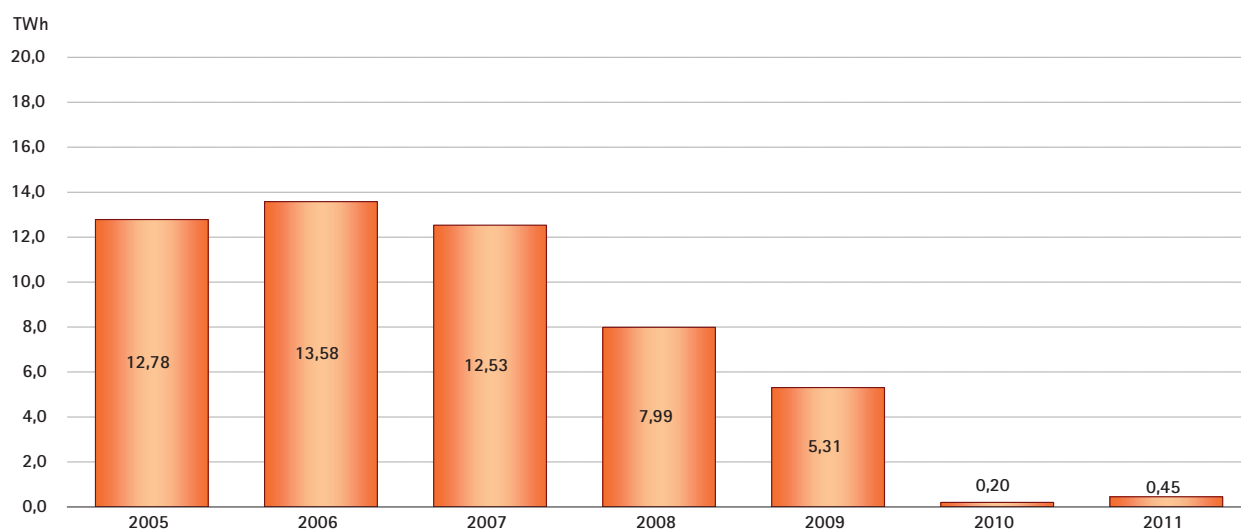


Figura 44 MGP – Saldo programmi PCE lato acquisto

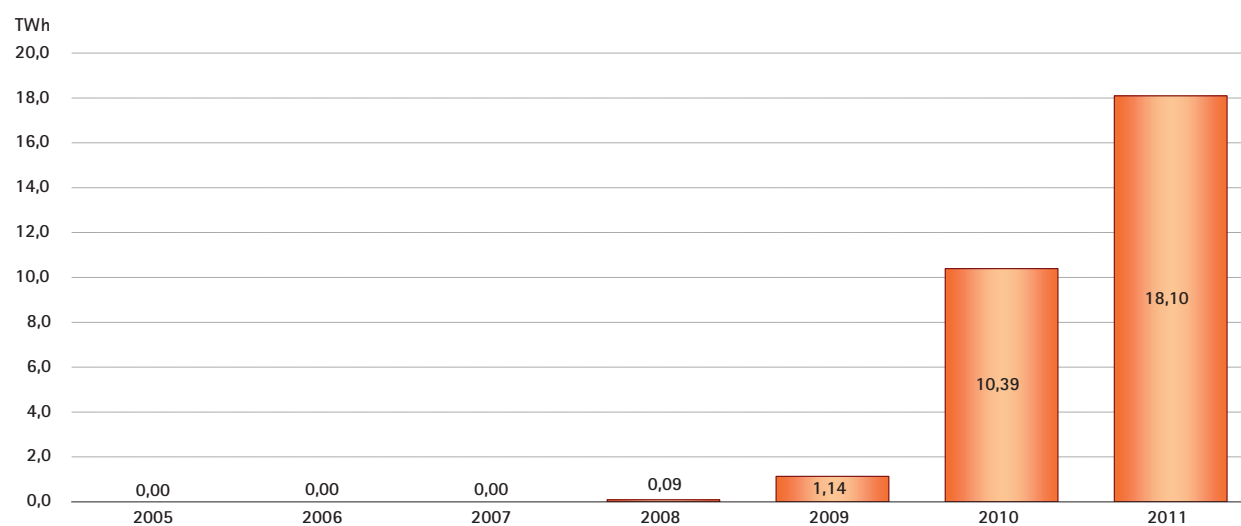
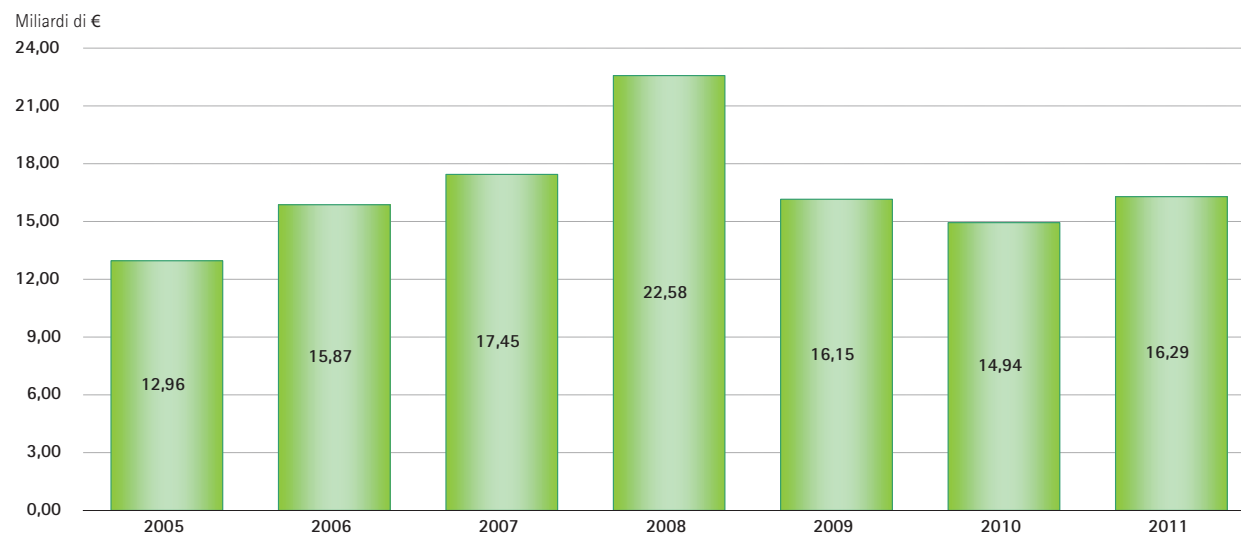


Figura 45 MGP – Valore delle transazioni



1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

# CONFIGURAZIONI ZONALI



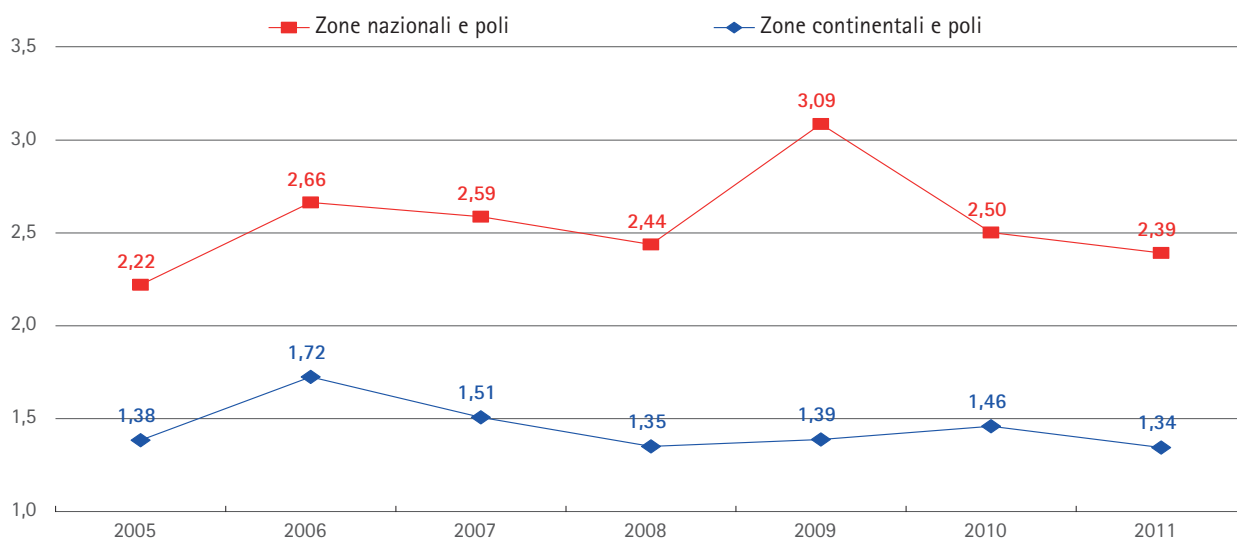
Tabella 46 MGP - Numero medio di zone di mercato (escluse le zone estere)

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Numero di zone	2,39	2,50	3,09	2,44	2,59	2,66	2,22
% di ore in cui si è divisa in:							
1	15,0%	16,3%	13,0%	17,7%	18,8%	17,0%	21,2%
2	42,9%	35,1%	24,1%	39,5%	33,8%	33,8%	44,7%
3	31,4%	32,0%	22,3%	26,8%	25,6%	25,8%	25,9%
4	9,3%	13,3%	26,3%	13,6%	14,7%	15,4%	7,3%
5	1,4%	3,0%	10,9%	1,9%	6,0%	5,8%	0,8%
6	0,0%	0,4%	2,9%	0,4%	1,1%	2,0%	0,1%
7	-	-	0,5%	-	0,1%	0,2%	-
8	-	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 47 MGP - Numero medio di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole)

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Numero di zone	1,34	1,46	1,39	1,35	1,51	1,72	1,38
% di ore in cui si è divisa in:							
1	70,7%	60,4%	66,7%	68,9%	55,1%	45,5%	65,3%
2	24,5%	33,5%	28,4%	27,4%	39,5%	39,8%	31,2%
3	4,5%	5,7%	4,2%	3,7%	4,9%	12,3%	3,2%
4	0,3%	0,3%	0,6%	0,1%	0,5%	1,7%	0,3%
5	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,7%	-
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Figura 46 MGP - Numero medio di zone di mercato



MGP - Zone di mercato più frequenti. Anno 2011 Figura 47

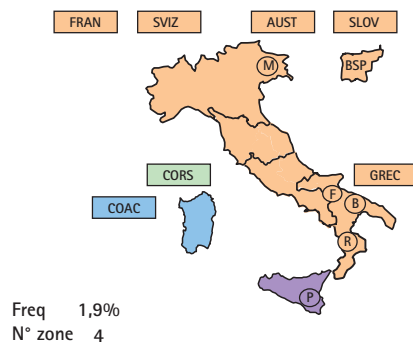
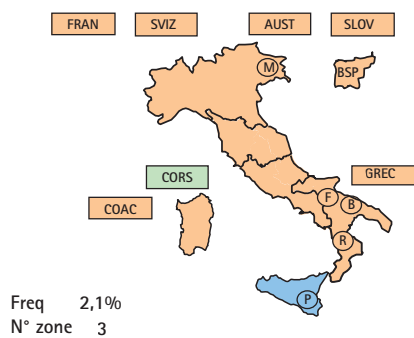
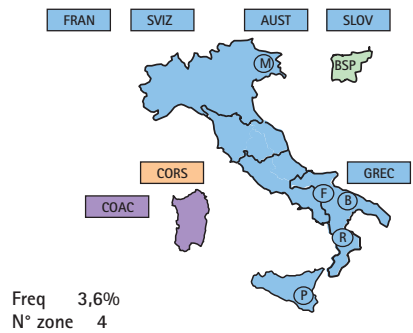
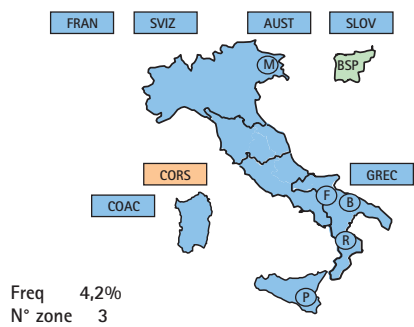
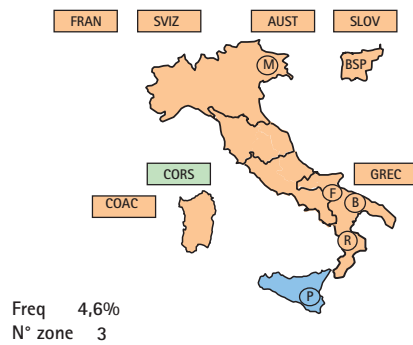
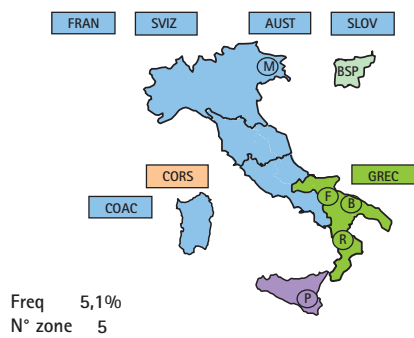
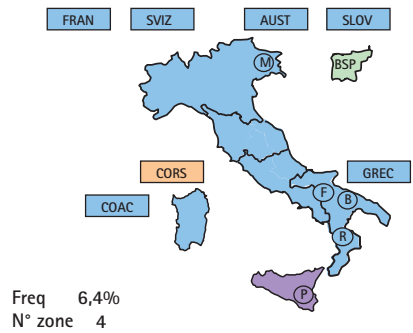
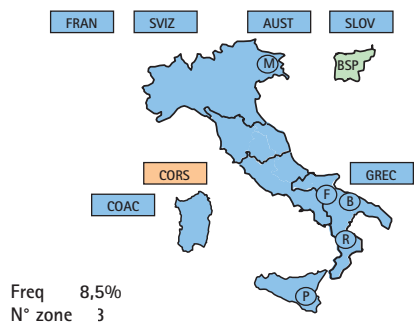
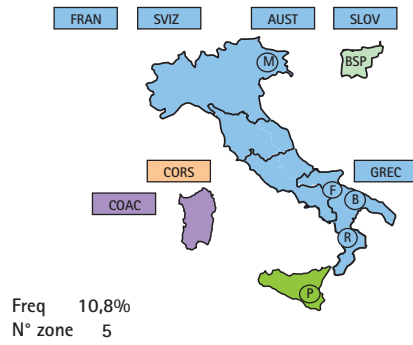
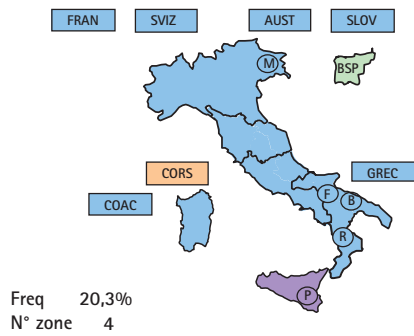
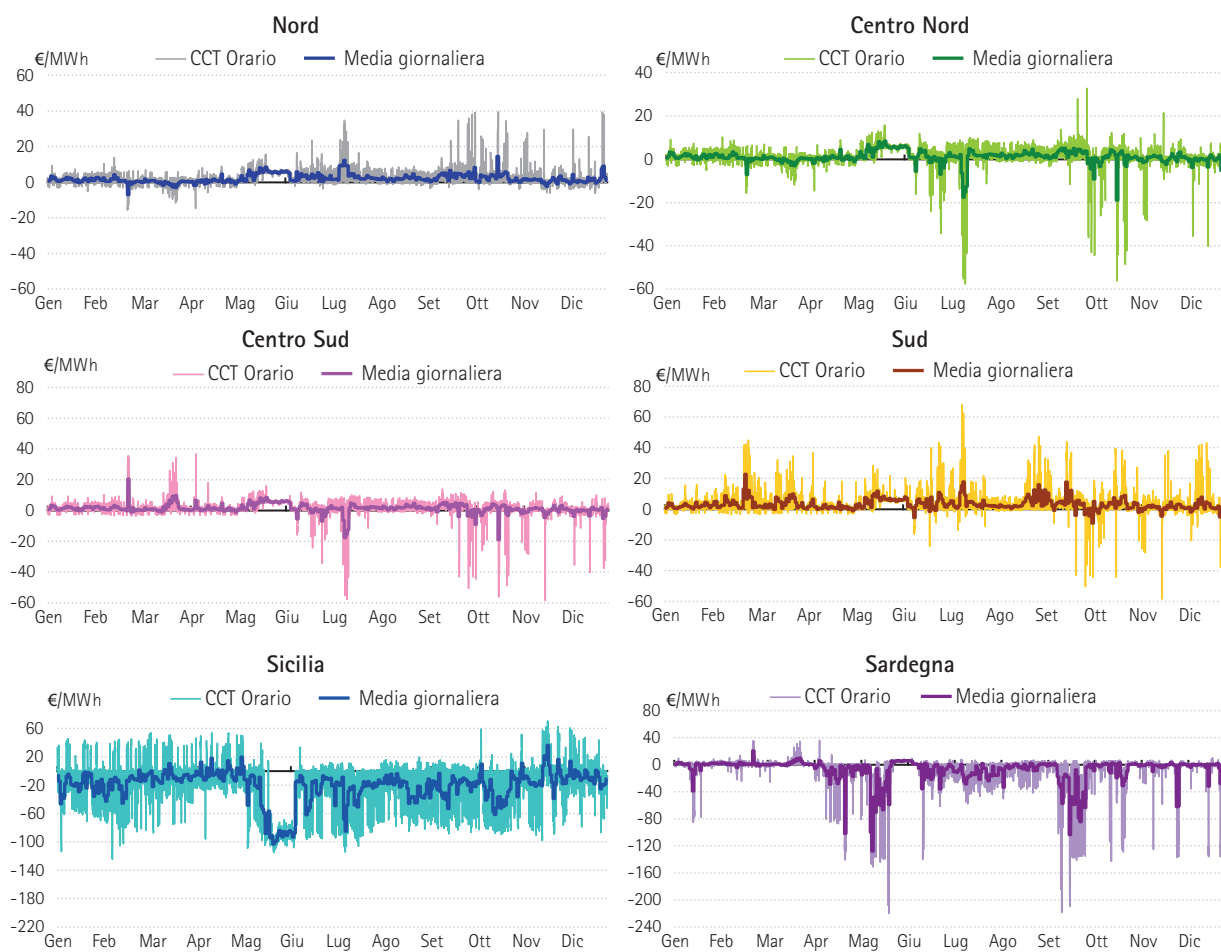


Tabella 48

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

€/MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	2,06	2,14	2,90	4,07	2,51	1,13	0,88
Centro Nord	1,07	1,66	1,46	2,00	-1,81	-0,23	-0,03
Centro Sud	1,37	1,53	1,32	-0,63	-2,06	-0,24	-0,44
Sud	3,19	5,12	4,23	-0,40	-2,06	-0,23	-0,44
Calabria				-1,00	-2,24	-0,92	-1,25
Sicilia	-20,88	-25,59	-24,37	-32,64	-8,52	-4,20	-4,19
Sardegna	-7,70	-9,38	-18,29	-4,84	-4,01	-5,80	-1,79
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	2,06	2,14	2,90	4,09	2,62	1,27	0,88
Turbigo R.					2,51	1,19	0,88
Piombino						0,00	-0,39
Brindisi	4,03	6,47	6,68	0,06	-1,99	0,47	-0,35
Foggia	5,07	5,13	4,42	0,20	1,03	2,26	
Rossano	3,23	5,66	4,97	0,00	-2,01	0,14	-0,40
Priolo G.	-20,88	-25,45	-24,23	-31,47	-7,45	-1,93	-3,59
<i>Zone estere</i>							
Francia	2,06	2,14	2,90	-	-	10,42	6,27
Svizzera	2,06	2,14	2,94	-	20,51	10,10	2,93
Austria	2,06	2,14	2,90	-	-	16,44	5,39
Slovenia	2,06	2,14	2,90	-	29,91	3,81	2,68
BSP	15,03						
Grecia	4,03	6,47	6,68	-	-	6,79	2,91
Corsica	-2,37	-27,46	2,39	-0,26	-0,08	1,42	1,21
Corsica AC	-8,71	-9,24	-18,29	-4,84	-4,01	-7,71	
Esterio Corsica				-4,84	-4,01	-7,71	
Esterio Nord-Est				4,07	2,77	1,13	1,38
Esterio Nord-Ovest				4,07	2,53	1,13	0,90
Esterio Sud				6,64	6,37	6,27	0,91

MGP – CCT: andamento orario e media giornaliera. Anno 2011 Figura 48MGP – Rendita da congestione Tabella 49

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<b>Rendita Nazionale</b>							
<i>Milioni di €</i>	162,37	238,05	260,12	155,93	121,04	81,01	34,50
<i>€/MWh</i>	1,12	1,60	2,53	1,26	0,98	0,69	0,30
<b>Rendita Estera</b>							
<i>Milioni di €</i>					254,44	119,36	50,20
<i>€/MWh</i>					4,08	1,93	0,61
<b>Rendita da Market Coupling</b>							
<i>Milioni di €</i>	14,21						
<i>€/MWh</i>	12,29						



Figura 49 MGP – Rendita da congestione

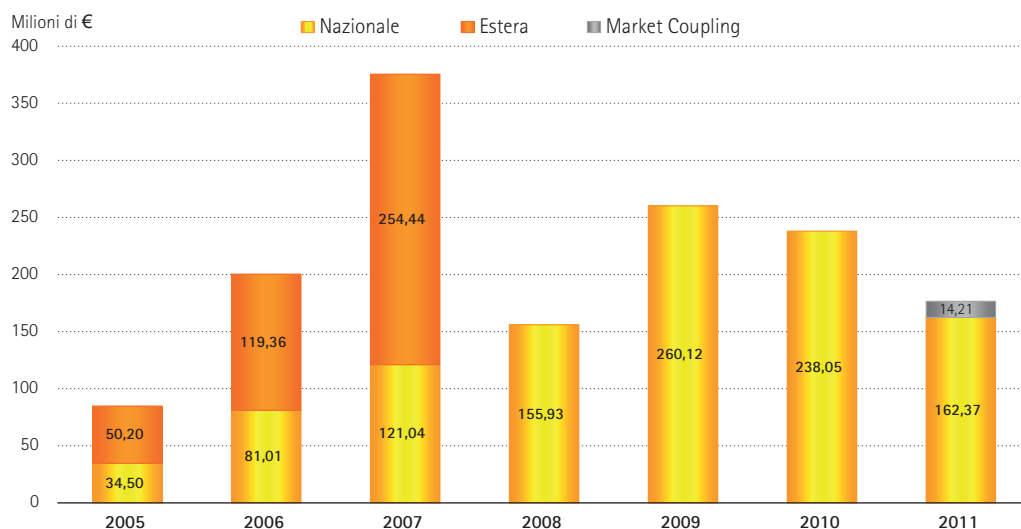


Figura 50 MGP – Rendita da congestione per transito

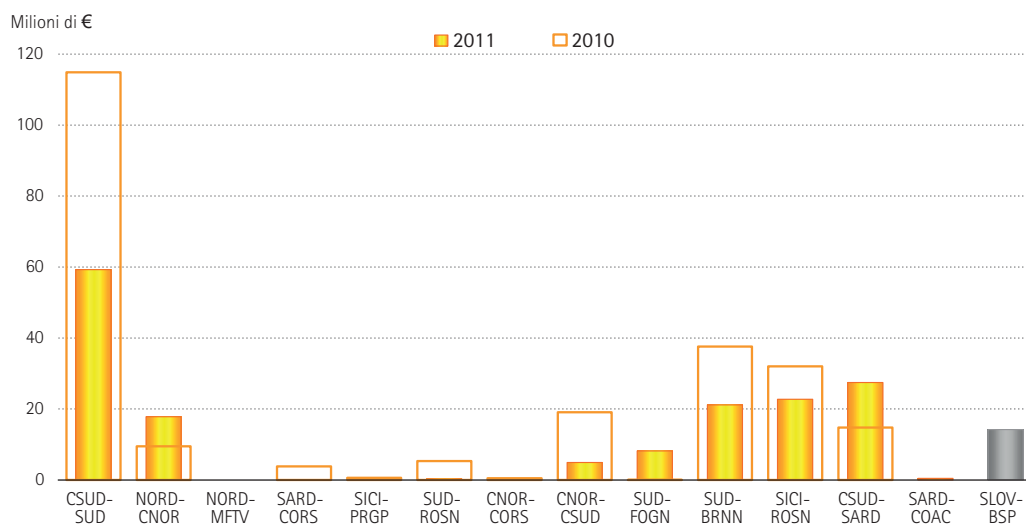
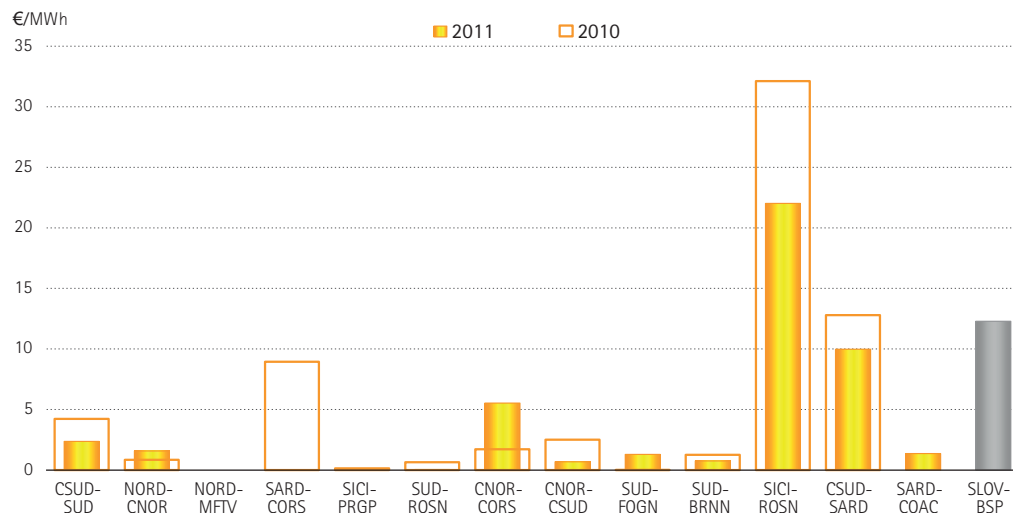


Figura 51 MGP – Rendita unitaria da congestione per transito



MGP - Transiti nazionali: rendita. Anno 2011 Tabella 50

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giù	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	Migliaia di €											
Nord	Centro Nord	4	108	19	92	-	2.052	5.667	31	468	5.493	1.226	2.649
Centro Nord	Nord												
Centro Nord	Centro Sud	333	900	1.902	603	-	37	-	17	453	425	170	65
Centro Sud	Centro Nord												
Centro Nord	Corsica	137	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Centro Nord												
Corsica	Sardegna	-	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica												
Sardegna	Corsica AC	440	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	Sardegna												
Centro Sud	Sardegna	491	47	6	3.658	5.242	2.179	3.460	2.475	6.009	1.608	966	1.305
Sardegna	Centro Sud												
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone												
Centro Sud	Sud	1.179	8.278	4.473	813	2.288	6.032	13.256	3.486	7.579	5.500	2.147	4.238
Sud	Centro Sud												
Foggia	Sud	163	-	-	-	3.701	-	-	-	3.915	30	375	-
Sud	Foggia												
Rossano	Rossano	42	-	-	-	187	-	-	3	1	11	-	27
Rossano	Sud												
Rossano	Sicilia	2.120	2.027	1.433	1.010	780	1.657	3.072	2.301	2.531	2.817	1.647	1.335
Sicilia	Rossano												
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo												
Sud	Brindisi	160	2.172	-	46	-	-	-	661	6.401	6.104	4.449	1.154
Brindisi	Sud												

MGP - Transiti. Sintesi annua 2011 Tabella 51

Transiti Esteri		Capacità media di trasporto assegnata	Flusso medio	Frequenza direzione	Frequenza saturazioni	Frequenza inibizione
Da	A	MWh	MWh	% ore	% ore	% ore
Francia	Nord	2.096 (2.138)	1.836 (1.921)	99,9% (96,9%)	- (-)	- (-)
Nord	Francia	1.453 (1.419)	174 (490)	0,1% (3,1%)	- (-)	- (-)
Svizzera	Nord	3.514 (3.286)	2.720 (2.565)	100,0% (99,8%)	- (-)	- (-)
Nord	Svizzera	2.918 (2.995)	191 (555)	- (0,2%)	- (-)	- (-)
Austria	Nord	233 (195)	186 (186)	91,4% (99,0%)	- (-)	- (-)
Nord	Austria	181 (118)	- (35)	- (0,3%)	- (-)	- (-)
Slovenia	Nord	363 (327)	460 (324)	99,5% (99,9%)	- (-)	- (-)
Nord	Slovenia	0 (48)	69 (80)	0,5% (0,1%)	- (-)	- (-)
Brindisi	Grecia	487 (503)	210 (145)	11,9% (6,1%)	- (-)	- (-)
Grecia	Brindisi	441 (391)	287 (368)	77,0% (73,6%)	- (-)	- (-)
Transiti Nazionali		Limite medio	Flusso medio	Frequenza direzione	Frequenza saturazioni	Frequenza inibizione
Da	A	MWh	MWh	% ore	% ore	% ore
Monfalcone	Nord	1.730 (1.726)	572 (686)	96,1% (99,4%)	- (-)	- (-)
Nord	Monfalcone	∞ (∞)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Nord	Centro Nord	3.139 (3.264)	1.414 (1.426)	85,2% (77,7%)	6,2% (3,2%)	- (-)
Centro Nord	Nord	1.596 (1.639)	567 (760)	14,8% (22,3%)	0,1% (0,7%)	- (-)
Centro Nord	Corsica	4 (46)	58 (94)	5,4% (30,3%)	99,5% (81,7%)	94,4% (64,3%)
Corsica	Centro Nord	3 (32)	61 (62)	0,2% (5,4%)	94,4% (66,0%)	94,4% (64,3%)
Corsica	Sardegna	46 (56)	83 (76)	0,6% (18,7%)	9,9% (25,7%)	9,8% (16,8%)
Sardegna	Corsica	46 (69)	50 (54)	89,6% (64,5%)	99,2% (73,8%)	9,8% (16,8%)
Centro Nord	Centro Sud	2.002 (1.795)	597 (585)	30,3% (30,5%)	0,2% (3,0%)	- (-)
Centro Sud	Centro Nord	2.186 (2.084)	920 (990)	69,7% (69,5%)	4,0% (6,5%)	- (-)
Centro Sud	Sud	∞ (∞)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Sud	Centro Sud	3.878 (3.883)	2.861 (3.104)	100,0% (100,0%)	15,6% (23,5%)	- (-)
Centro Sud	Sardegna	485 (213)	337 (203)	91,0% (57,6%)	28,9% (46,8%)	1,0% (27,9%)
Sardegna	Centro Sud	612 (273)	91 (102)	8,0% (14,5%)	1,0% (28,2%)	1,0% (27,9%)
Foggia	Sud	1.884 (1.877)	746 (662)	97,2% (95,7%)	3,7% (0,2%)	- (-)
Sud	Foggia	∞ (∞)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Sud	Rossano	∞ (∞)	120 (123)	6,8% (7,4%)	- (-)	- (-)
Rossano	Sud	2.060 (2.035)	732 (994)	93,2% (92,5%)	0,5% (2,2%)	- (-)
Rossano	Sicilia	159 (164)	130 (121)	75,8% (78,8%)	66,5% (64,3%)	6,0% (1,9%)
Sicilia	Rossano	183 (196)	107 (97)	18,2% (19,3%)	15,9% (10,8%)	6,0% (1,9%)
Priolo	Sicilia	795 (802)	445 (499)	99,0% (98,2%)	- (0,1%)	- (-)
Sicilia	Priolo	∞ (∞)	110 (70)	0,8% (1,7%)	- (-)	- (-)
Sud	Brindisi	∞ (∞)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Brindisi	Sud	4.984 (4.969)	3.200 (3.418)	100,0% (100,0%)	4,0% (6,6%)	- (-)
Market Coupling		Limite medio	Flusso medio	Frequenza direzione	Frequenza saturazioni	Frequenza inibizione
Da	A	MWh	MWh	% ore	% ore	% ore
Slovenia	BSP	481 (-)	83 (-)	3,3% (-)	0,3% (-)	0,3% (-)
BSP	Slovenia	154 (-)	134 (-)	96,4% (-)	80,1% (-)	0,3% (-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 52

**MGP - Transiti nazionali: limite medio. Anno 2011**

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	<i>MWh</i>											
Nord	Centro Nord	3.539	3.510	3.164	2.983	3.468	2.017	2.585	3.468	3.463	2.781	3.480	3.233
Centro Nord	Nord	1.811	1.717	1.676	1.467	1.663	1.117	1.341	1.663	1.633	1.681	1.680	1.695
Centro Nord	Centro Sud	1.910	1.934	1.666	1.625	2.216	2.238	2.140	2.291	2.120	1.998	1.971	1.901
Centro Sud	Centro Nord	2.286	2.250	1.940	1.960	2.244	2.244	2.244	2.244	2.231	2.188	2.230	2.177
Centro Nord	Corsica	150	133	52	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Centro Nord	150	117	51	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Sardegna	51	57	51	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Sardegna	Corsica	51	58	52	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Sardegna	Corsica AC	85	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Corsica AC	Sardegna	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Centro Sud	Sardegna	420	420	346	411	330	420	420	490	468	701	694	746
Sardegna	Centro Sud	450	450	376	441	360	450	450	572	875	953	1.008	1.001
Monfalcone	Nord	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730
Nord	Monfalcone	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Centro Sud	Sud	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Centro Sud	3.913	4.017	4.027	3.897	3.700	3.849	4.074	4.015	3.649	3.795	3.590	4.007
Foggia	Sud	1.955	1.917	1.919	1.987	1.581	2.000	2.000	2.000	1.501	1.894	1.986	1.875
Sud	Foggia	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Rossano	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Rossano	Sud	2.087	2.143	2.140	1.966	1.760	2.126	2.140	2.140	2.104	2.043	2.108	1.973
Rossano	Sicilia	167	167	166	167	172	167	167	167	180	175	167	167
Sicilia	Rossano	200	200	200	200	196	200	200	200	190	184	187	181
Priolo	Sicilia	799	812	810	794	797	784	809	805	803	801	739	788
Sicilia	Priolo	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Brindisi	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Brindisi	Sud	5.190	5.106	5.200	5.006	5.103	5.200	5.200	4.994	4.850	4.760	4.138	5.051

Tabella 53

**MGP - Transiti esteri: capacità media di trasporto assegnata. Anno 2011**

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	<i>MWh</i>											
Francia	Nord	2.100	2.524	2.248	2.080	1.847	1.773	1.390	1.276	1.085	2.373	2.487	3.976
Nord	Francia	1.543	1.372	1.298	663	1.359	1.283	1.528	1.722	1.362	1.964	1.894	1.577
Svizzera	Nord	3.473	4.031	3.501	3.293	3.087	2.535	3.992	2.661	2.413	3.711	4.001	5.463
Nord	Svizzera	3.331	3.224	3.213	2.193	2.853	2.844	2.973	2.812	2.422	3.176	2.997	3.159
Austria	Nord	189	226	200	184	176	174	190	200	205	211	205	626
Nord	Austria	149	165	165	122	140	153	215	88	222	206	232	293
Slovenia	Nord	465	565	498	461	408	404	470	402	474	530	582	951
Nord	Slovenia	567	644	548	452	344	367	502	370	470	574	491	474
Brindisi	Grecia	795	624	791	445	365	324	580	624	341	402	565	814
Grecia	Brindisi	480	402	497	543	591	213	483	411	310	338	602	981

MGP - Transiti nazionali: direzione dei flussi. Anno 2011 Tabella 54

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	66,1%	65,6%	46,4%	90,4%	98,0%	97,5%	93,8%	92,7%	88,9%	96,4%	97,2%	87,9%
Centro Nord	Nord	33,9%	34,4%	53,6%	9,6%	2,0%	2,5%	6,2%	7,3%	11,1%	3,6%	2,8%	12,1%
Centro Nord	Centro Sud	13,7%	18,6%	1,6%	31,7%	41,4%	22,1%	43,5%	38,0%	33,8%	43,0%	44,7%	30,5%
Centro Sud	Centro Nord	86,3%	81,4%	98,4%	68,3%	58,6%	77,9%	56,5%	62,0%	66,3%	57,1%	55,3%	69,5%
Centro Nord	Corsica	1,5%	7,6%	49,8%	6,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Centro Nord	-	2,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Sardegna	1,5%	4,8%	0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	98,5%	93,6%	50,2%	94,0%	40,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Sardegna	Corsica AC	100,0%	100,0%	100,0%	98,5%	98,7%	81,7%	99,7%	99,3%	98,5%	79,7%	99,0%	100,0%
Corsica AC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	78,4%	62,9%	56,4%	96,9%	98,9%	99,3%	99,9%	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%	97,9%
Sardegna	Centro Sud	20,2%	27,2%	42,8%	3,1%	0,4%	0,7%	0,1%	-	0,3%	-	-	2,2%
Monfalcone	Nord	96,8%	100,0%	100,0%	67,1%	92,5%	100,0%	100,0%	98,3%	100,0%	100,0%	98,6%	100,0%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Foggia	Sud	100,0%	93,3%	100,0%	100,0%	99,2%	100,0%	93,5%	80,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	9,1%	6,4%	10,2%	9,9%	4,2%	9,3%	0,3%	-	8,9%	5,6%	9,2%	8,9%
Rossano	Sud	90,9%	93,6%	89,8%	90,1%	95,8%	90,7%	99,7%	100,0%	91,1%	94,4%	90,8%	91,1%
Rossano	Sicilia	85,5%	82,1%	79,3%	67,8%	36,7%	69,6%	91,1%	81,6%	83,3%	88,2%	69,9%	74,6%
Sicilia	Rossano	14,5%	17,6%	20,7%	32,2%	14,5%	7,9%	8,9%	18,4%	16,7%	11,8%	30,1%	25,4%
Priolo	Sicilia	99,2%	99,7%	95,2%	98,9%	100,0%	99,4%	100,0%	100,0%	100,0%	96,5%	99,6%	100,0%
Sicilia	Priolo	0,8%	0,3%	4,8%	1,1%	-	0,6%	-	-	-	1,3%	0,4%	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - Transiti esteri: direzione dei flussi. Anno 2011 Tabella 55

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	98,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Nord	Francia	1,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	99,6%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Nord	Svizzera	0,4%	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,9%	97,5%	100,0%	100,0%	100,0%
Nord	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	94,6%	99,7%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4%	0,3%
Brindisi	Grecia	3,6%	2,7%	0,3%	0,3%	2,8%	31,3%	7,8%	3,2%	6,0%	4,8%	32,9%	46,5%
Grecia	Brindisi	95,8%	85,3%	85,6%	61,7%	68,1%	29,6%	91,4%	96,2%	93,2%	95,0%	66,9%	53,5%

Tabella 56

**MGP - Transiti nazionali: flusso medio. Anno 2011**

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	<i>MWh</i>											
Nord	Centro Nord	1.108	1.258	720	1.188	1.353	1.170	1.807	1.433	1.477	1.616	1.742	1.600
Centro Nord	Nord	663	625	644	448	229	135	313	501	367	410	302	500
Centro Nord	Centro Sud	541	554	341	554	576	379	579	509	773	713	684	549
Centro Sud	Centro Nord	1.220	1.317	1.301	817	683	778	785	822	909	603	626	731
Centro Nord	Corsica	150	96	51	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Centro Nord	-	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Sardegna	100	79	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	50	51	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Sardegna	Corsica AC	68	72	64	28	36	18	17	18	20	15	36	59
Corsica AC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	198	192	121	357	272	316	376	399	372	459	439	359
Sardegna	Centro Sud	85	94	95	114	18	18	24	-	10	-	-	63
Monfalcone	Nord	689	581	672	561	575	574	731	543	778	465	254	441
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	2.920	3.328	3.131	2.556	2.380	2.702	3.308	2.741	2.880	2.641	2.724	3.044
Foggia	Sud	792	740	511	774	744	855	662	709	770	796	894	698
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	159	119	92	94	98	112	148	-	163	89	143	110
Rossano	Sud	737	630	474	396	655	606	1.161	903	845	756	820	725
Rossano	Sicilia	132	123	120	116	116	134	144	123	142	143	125	126
Sicilia	Rossano	115	105	96	121	99	88	92	94	105	90	125	107
Priolo	Sicilia	488	485	379	424	490	396	555	490	318	366	486	455
Sicilia	Priolo	62	79	117	107	-	103	-	-	-	150	27	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	3.591	3.903	3.639	2.935	2.460	2.943	3.493	3.313	3.183	2.863	2.850	3.267

Tabella 57

**MGP - Transiti esteri: flusso medio. Anno 2011**

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	<i>MWh</i>											
Francia	Nord	1.857	2.422	2.074	2.023	1.796	1.762	1.384	1.038	1.078	2.192	2.315	2.142
Nord	Francia	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	2.523	2.800	2.578	2.799	2.254	2.414	3.242	1.925	2.341	3.410	3.385	2.976
Nord	Svizzera	229	-	77	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	177	216	188	174	162	164	181	188	196	203	198	193
Nord	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Nord	460	563	490	452	392	394	459	398	442	525	469	478
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72	23
Brindisi	Grecia	155	38	68	29	63	203	68	45	22	56	281	264
Grecia	Brindisi	406	316	444	249	219	226	189	232	246	272	316	271

## MGP – Transiti nazionali: percentuale di saturazione. Anno 2011

Tabella 58

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
<b>Da</b>	<b>A</b>	<i>% di ore</i>											
Nord	Centro Nord	-	0,9%	-	1,5%	-	17,4%	23,1%	0,5%	1,9%	15,7%	5,1%	8,2%
Centro Nord	Nord	0,1%	0,6%	0,5%	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	0,1%	-	-	-	-	1,3%	0,7%	0,4%	-
Centro Sud	Centro Nord	5,8%	7,7%	24,4%	6,3%	-	0,8%	-	0,5%	0,1%	0,8%	0,4%	1,5%
Centro Nord	Corsica	1,5%	3,9%	49,4%	6,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Centro Nord	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Sardegna	-	0,1%	0,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	98,5%	90,6%	50,2%	94,0%	40,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Sardegna	Corsica AC	32,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	5,9%	2,1%	0,4%	53,2%	58,6%	35,4%	54,4%	39,9%	53,8%	17,3%	6,7%	5,7%
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	10,8%	29,5%	19,0%	5,6%	11,2%	19,2%	18,3%	9,9%	21,8%	14,1%	15,7%	13,4%
Foggia	Sud	0,7%	-	-	-	15,5%	-	-	-	27,6%	0,3%	1,0%	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	1,2%	-	-	-	2,8%	-	-	0,1%	0,3%	0,5%	-	0,8%
Rossano	Sicilia	72,2%	68,6%	60,0%	46,4%	26,2%	56,8%	79,7%	67,3%	67,1%	71,5%	50,6%	59,5%
Sicilia	Rossano	8,1%	9,2%	10,0%	17,5%	6,9%	4,4%	5,5%	12,9%	7,8%	5,6%	18,1%	12,5%
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	0,4%	3,9%	-	0,3%	-	-	-	3,4%	9,3%	13,2%	15,6%	2,7%

Tabella 59

**MGP – Transiti nazionali: utilizzo medio (quando non saturi). Anno 2011**

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	20,7%	22,9%	10,6%	35,3%	38,2%	48,8%	56,9%	38,0%	36,7%	50,1%	45,9%	39,9%
Centro Nord	Nord	12,3%	12,2%	20,2%	2,9%	0,3%	0,3%	1,4%	2,2%	2,5%	0,9%	0,5%	3,6%
Centro Nord	Centro Sud	3,9%	5,3%	0,3%	10,7%	10,8%	3,7%	11,8%	8,5%	11,4%	14,8%	15,2%	8,8%
Centro Sud	Centro Nord	42,8%	44,3%	59,3%	25,1%	17,8%	26,4%	19,7%	22,3%	26,9%	15,4%	15,4%	22,7%
Centro Nord	Corsica	-	34,7%	66,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Centro Nord	-	10,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Sardegna	2,9%	6,5%	0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	-	18,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica AC	72,1%	72,2%	63,7%	28,0%	35,8%	14,8%	16,8%	17,9%	19,7%	11,9%	35,6%	58,9%
Corsica AC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	33,5%	30,3%	19,7%	65,6%	60,5%	60,7%	76,8%	71,4%	66,0%	60,9%	61,5%	44,9%
Sardegna	Centro Sud	3,9%	6,3%	10,8%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,1%
Monfalcone	Nord	38,5%	33,6%	38,8%	21,8%	30,7%	33,2%	42,2%	30,9%	45,0%	26,9%	14,5%	25,5%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	72,0%	75,8%	72,8%	64,0%	60,1%	63,7%	77,0%	64,9%	73,4%	65,0%	71,8%	72,4%
Foggia	Sud	40,4%	36,0%	26,6%	39,0%	44,2%	42,8%	30,9%	28,5%	44,9%	42,0%	44,5%	37,2%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	-	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Rossano	Sud	31,7%	27,5%	19,9%	18,2%	34,6%	25,9%	54,1%	42,1%	36,5%	34,7%	35,4%	33,2%
Rossano	Sicilia	22,8%	20,0%	23,6%	19,8%	19,4%	31,9%	35,8%	21,4%	26,4%	31,7%	23,1%	18,4%
Sicilia	Rossano	3,0%	3,2%	3,7%	7,6%	5,9%	1,3%	1,1%	1,7%	4,5%	2,4%	6,0%	4,9%
Priolo	Sicilia	60,6%	59,6%	44,5%	52,8%	61,5%	50,2%	68,5%	60,8%	39,6%	44,0%	65,5%	57,8%
Sicilia	Priolo	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	-	0,0%	-	-	-	0,0%	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	69,1%	75,9%	70,0%	58,6%	48,2%	56,6%	67,2%	65,6%	63,5%	57,0%	65,1%	64,1%

Tabella 60

**MGP – Transiti esteri: utilizzo medio della capacità di trasporto assegnata. Anno 2011**

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	87,2%	95,9%	92,3%	97,3%	97,2%	99,4%	99,6%	81,4%	99,3%	92,4%	93,1%	53,9%
Nord	Francia	0,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	72,3%	69,5%	73,5%	85,0%	73,0%	95,2%	81,2%	72,3%	97,0%	91,9%	84,6%	54,5%
Nord	Svizzera	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	93,4%	95,8%	94,0%	94,5%	91,9%	94,0%	95,2%	94,1%	95,5%	95,9%	96,6%	30,9%
Nord	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Nord	98,9%	99,7%	98,4%	98,2%	96,2%	97,6%	97,5%	98,9%	93,4%	99,1%	76,3%	50,2%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8%	0,0%
Brindisi	Grecia	0,7%	0,2%	0,0%	0,0%	0,7%	32,1%	0,9%	0,2%	0,5%	1,0%	16,4%	15,1%
Grecia	Brindisi	81,5%	76,1%	89,1%	45,6%	35,5%	51,4%	35,8%	54,3%	74,1%	76,5%	35,1%	14,8%

MGP – Transiti nazionali: percentuale di inibizione. Anno 2011 Tabella 61

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	98,5%	90,2%	50,2%	94,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Corsica	Centro Nord	98,5%	90,2%	50,2%	94,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Corsica	Sardegna	-	1,6%	49,0%	6,0%	59,5%	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	-	1,6%	49,0%	6,0%	59,5%	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	1,5%	9,8%	0,8%	-	0,7%	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Centro Sud	1,5%	9,8%	0,8%	-	0,7%	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sicilia	-	0,3%	-	-	48,8%	22,5%	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Rossano	-	0,3%	-	-	48,8%	22,5%	-	-	-	-	-	-
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

MGP – Transiti esteri: percentuale di inibizione. Anno 2011 Tabella 62

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Francia	0,7%	3,3%	-	3,3%	3,2%	3,3%	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Svizzera	-	1,0%	-	2,5%	-	2,8%	-	-	-	-	1,1%	-
Austria	Nord	-	-	-	-	-	-	-	99,1%	2,5%	-	-	-
Nord	Austria	4,3%	7,1%	-	3,3%	-	3,3%	7,4%	99,1%	5,8%	-	1,4%	-
Slovenia	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Slovenia	-	-	-	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Grecia	3,8%	13,2%	14,1%	41,4%	28,0%	38,9%	-	-	25,4%	28,7%	-	-
Grecia	Brindisi	0,5%	12,1%	14,1%	38,1%	29,0%	38,9%	-	-	-	-	-	-

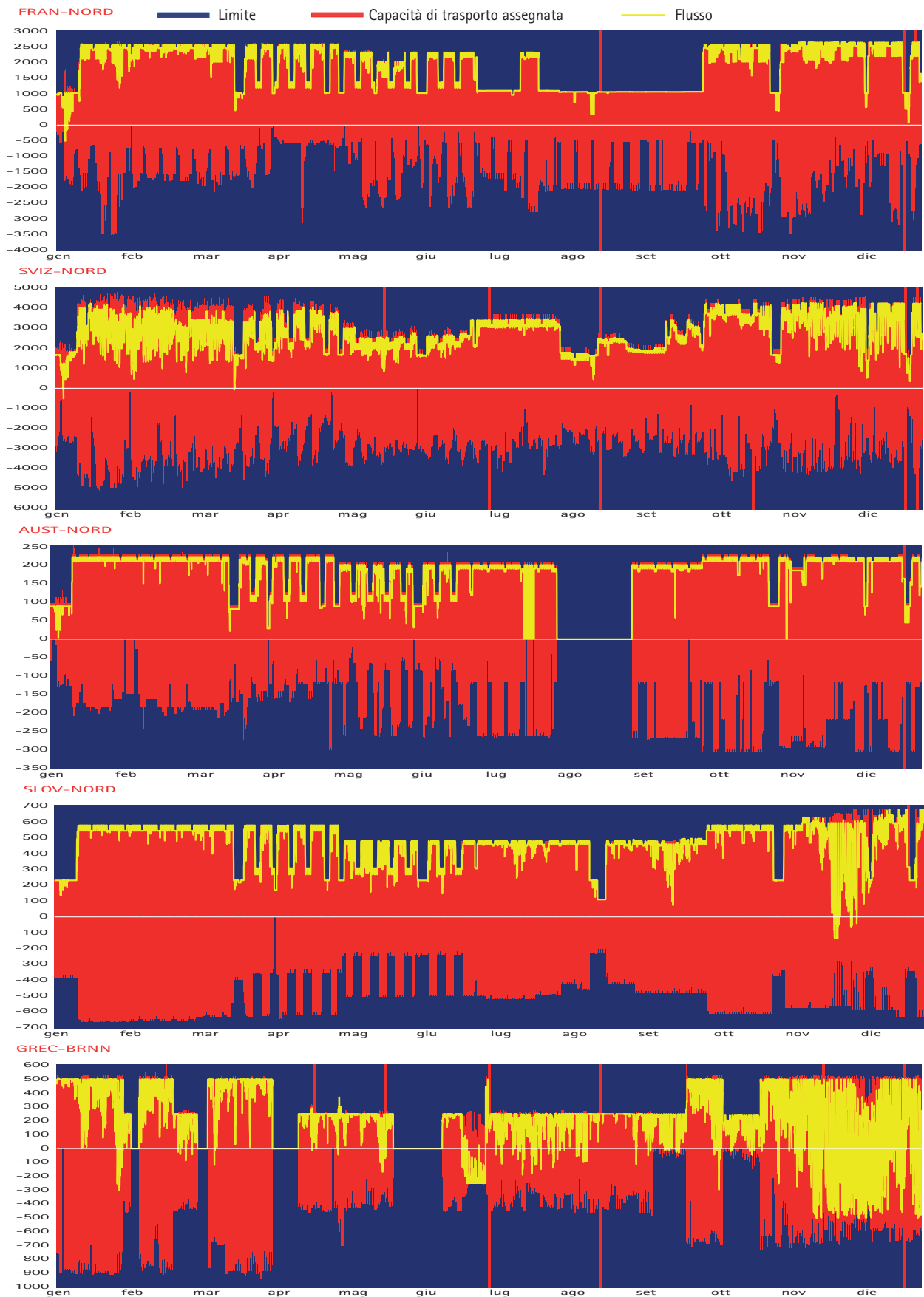
MGP – Market Coupling tra Italia e Slovenia. Anno 2011 Tabella 63

Transito			Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A		% di ore											
Rendita.	Slovenia	BSP	515	806	1.057	1.183	1.152	1.209	972	2.307	952	1.479	928	1.649
Migliaia di €	BSP	Slovenia												
Flusso medio.	Slovenia	BSP	36	2	34	52	55	35	56	-	81	36	121	67
MWh	BSP	Slovenia	65	87	115	180	187	161	94	160	113	120	159	170
Limite medio.	Slovenia	BSP	567	644	548	452	344	367	502	370	470	574	490	474
MWh	BSP	Slovenia	68	89	120	187	195	168	99	165	131	124	257	252
Frequenza saturazioni.	Slovenia	BSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6%	-
% di ore	BSP	Slovenia	91,8%	94,8%	89,0%	87,2%	83,5%	87,6%	82,1%	90,7%	63,9%	88,2%	50,4%	49,5%
Frequenza direzione.	Slovenia	BSP	2,4%	0,1%	2,3%	0,4%	3,1%	1,0%	2,6%	-	6,8%	0,4%	15,4%	5,1%
% di ore	BSP	Slovenia	97,6%	99,9%	97,7%	96,3%	96,9%	99,0%	97,3%	100,0%	93,1%	99,6%	84,3%	94,8%
Frequenza inibizione.	Slovenia	BSP	-	-	-	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
% di ore	BSP	Slovenia	-	-	-	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilizzo se non saturo.	Slovenia	BSP	57,3%	58,3%	56,1%	75,5%	63,1%	73,9%	59,7%	76,9%	47,9%	69,9%	28,2%	44,6%
% di ore	BSP	Slovenia	0,2%	-	0,1%	0,1%	0,5%	0,1%	0,3%	-	1,2%	0,0%	3,5%	0,7%



Figura 52

MGP – Transiti esteri. Anno 2011



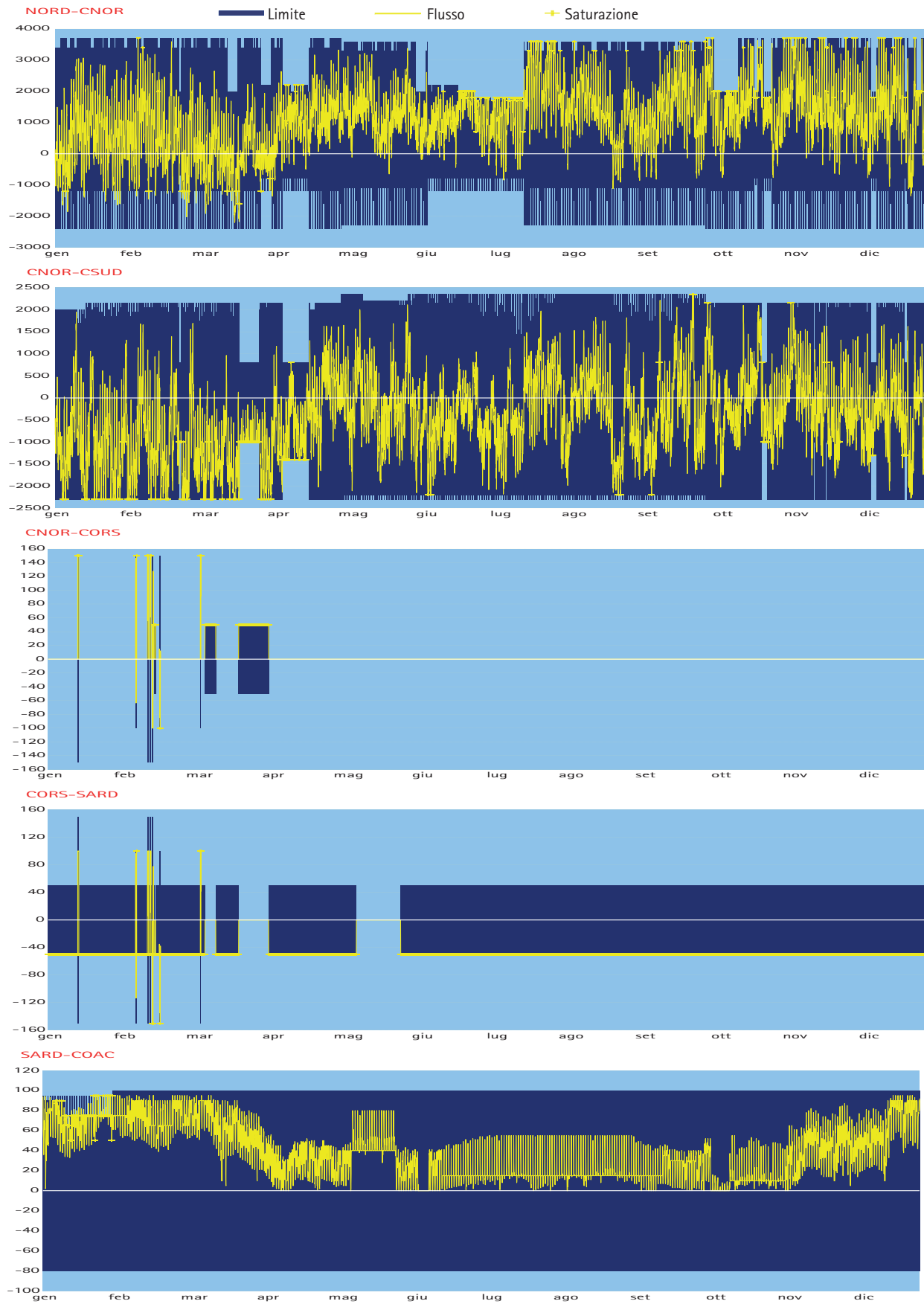
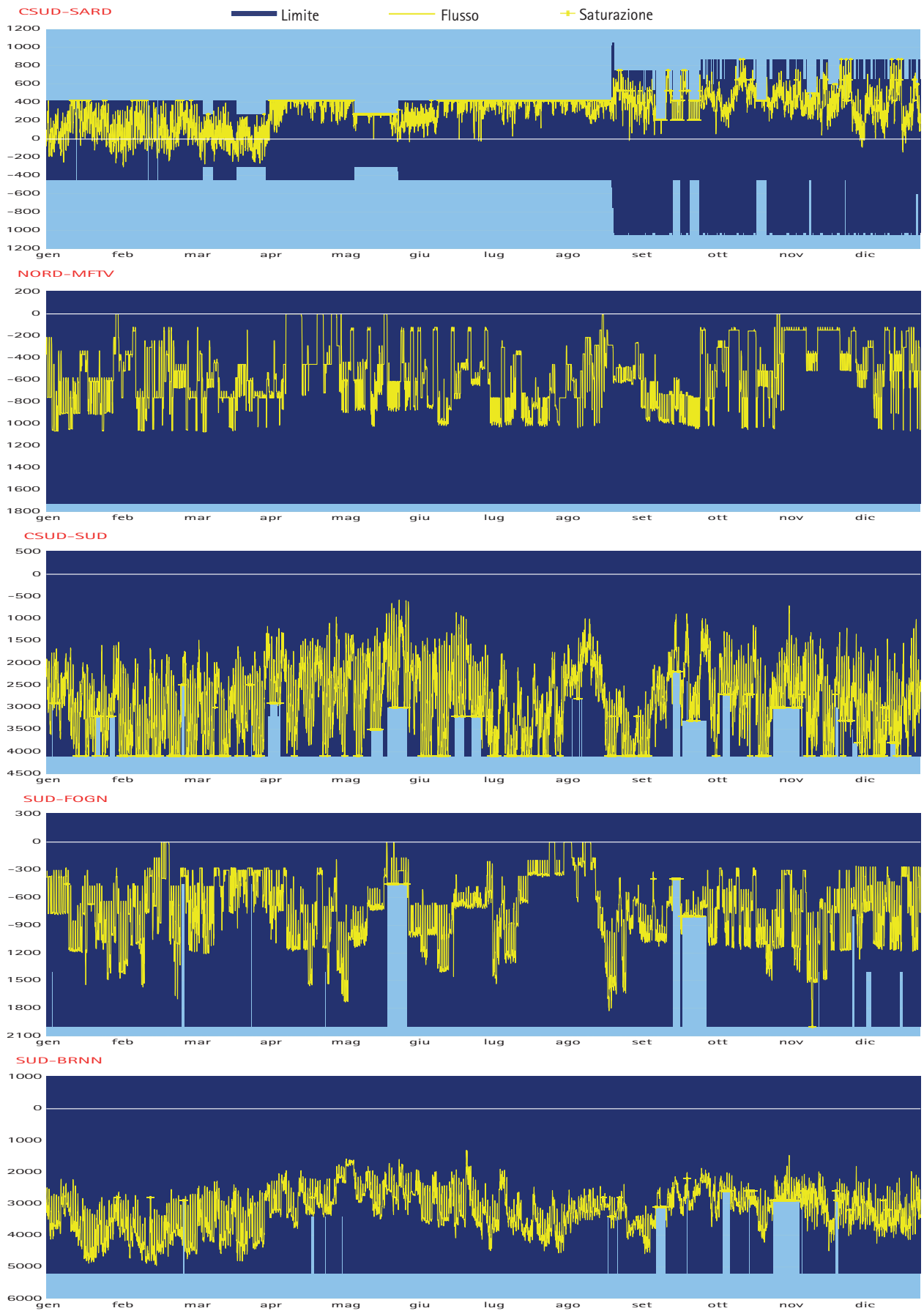


Figura 53

MGP – Transiti nazionali. Anno 2011



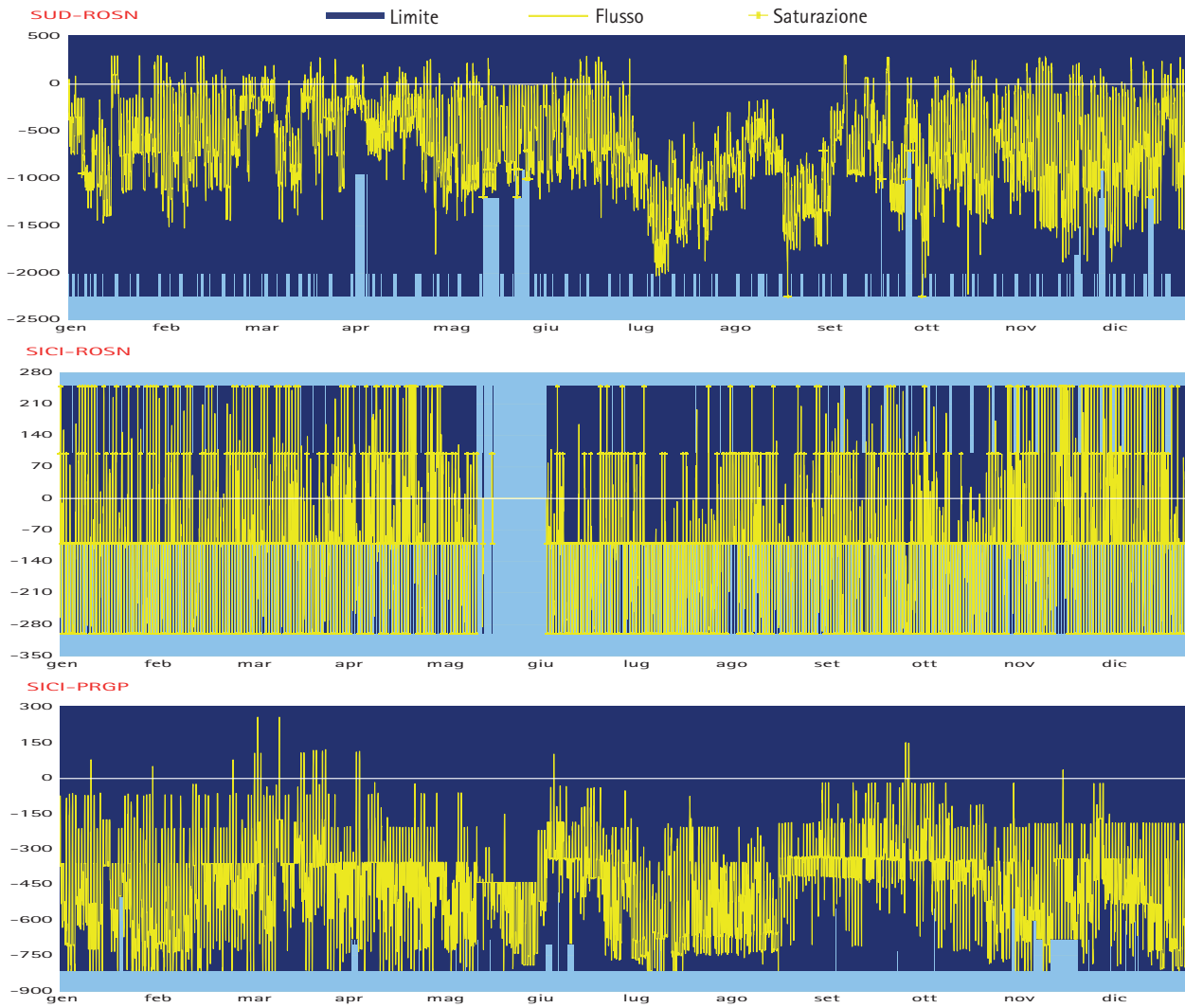


Figura 54 MGP – Market coupling tra Italia e Slovenia

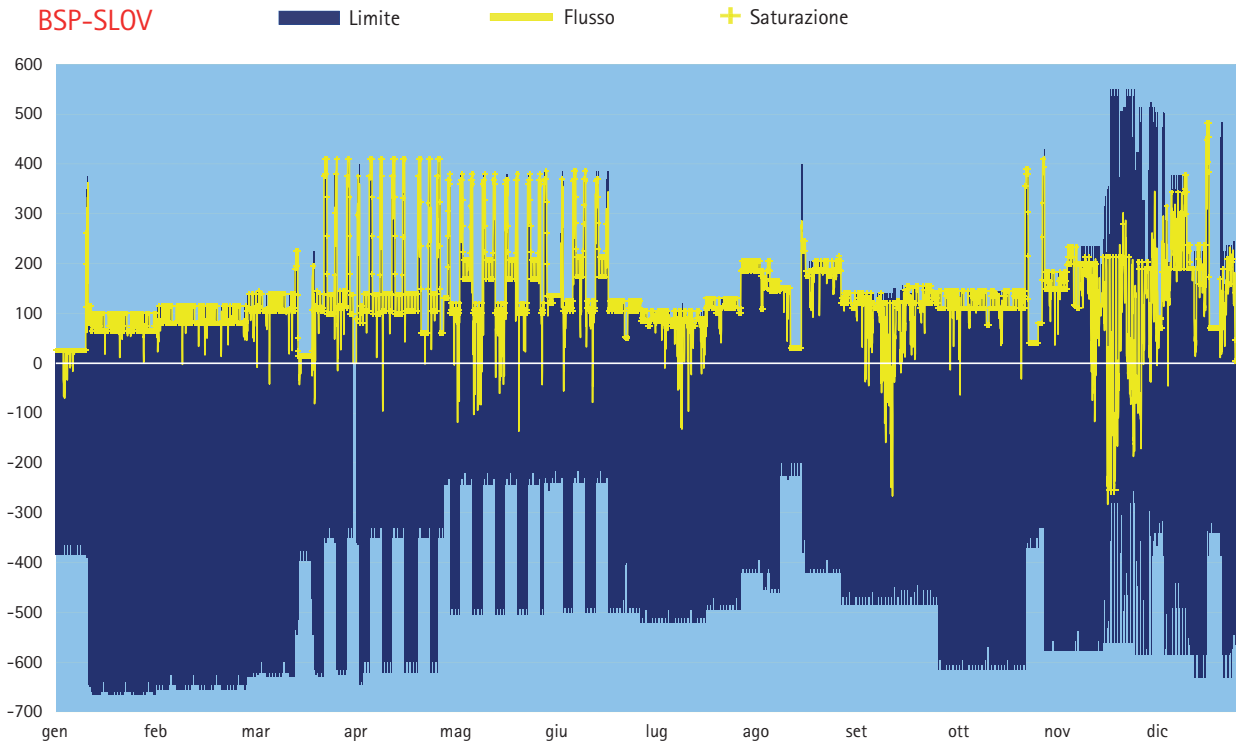
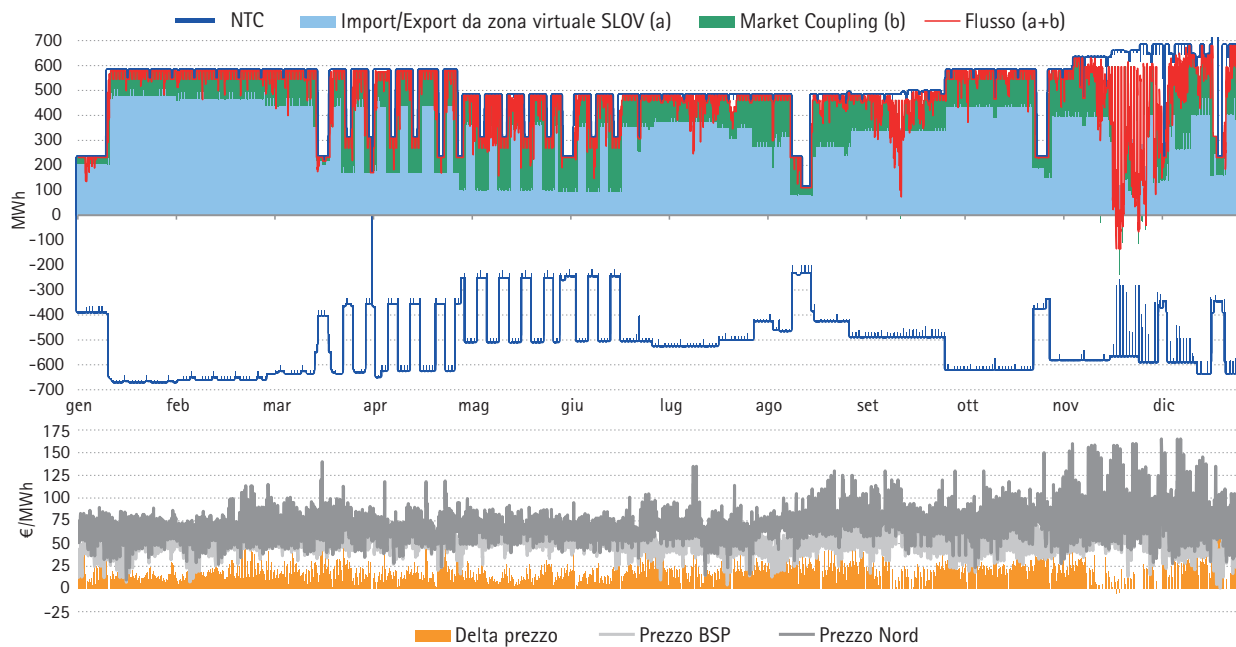


Figura 55 MGP – Import/Export Italia-Slovenia



1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

# CONCENTRAZIONE



Tabella 64 MGP – CR3 e confronto con gli altri mercati

		MGP		MA1		MI1		MI2		MI3		MI4		MSD	
		Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	2011	48%	42%			88%	59%	82%	78%	69%	44%	72%	48%	58%	58%
	2010	52%	46%			91%	85%	90%	85%					60%	45%
	2009	50%	52%	91%	88%	89%	87%	91%	87%					71%	53%
	2008	51%	50%	92%	91%									72%	48%
	2007	51%	56%	94%	95%									82%	64%
Centro Nord	2011	80%	47%			97%	76%	83%	73%	83%	54%	84%	68%	94%	77%
	2010	84%	53%			97%	94%	92%	87%					100%	99%
	2009	86%	56%	95%	87%	97%	98%	92%	96%					100%	99%
	2008	89%	57%	99%	99%									100%	99%
	2007	91%	61%	100%	100%									100%	100%
Centro Sud	2011	74%	57%			94%	85%	90%	88%	90%	93%	86%	88%	93%	86%
	2010	75%	65%			96%	97%	94%	97%					85%	86%
	2009	72%	68%	99%	97%	96%	99%	95%	97%					93%	86%
	2008	86%	68%	99%	98%									100%	100%
	2007	87%	69%	99%	99%									100%	100%
Sud	2011	74%	57%			94%	85%	90%	88%	72%	76%	76%	66%	93%	86%
	2010	62%	67%			77%	95%	83%	89%					76%	66%
	2009	66%	72%	83%	97%	82%	97%	88%	92%					76%	76%
	2008	61%	71%	98%	97%									89%	77%
	2007	65%	71%	98%	96%									98%	92%
Sicilia	2011	86%	72%			99%	94%	98%	96%	96%	93%	98%	94%	100%	100%
	2010	89%	76%			97%	93%	94%	90%					100%	100%
	2009	84%	80%	94%	90%	96%	99%	97%	97%					100%	100%
	2008	83%	80%	93%	92%									100%	100%
	2007	85%	79%	93%	95%									100%	100%
Sardegna	2011	99%	62%			96%	97%	92%	96%	90%	86%	84%	92%	100%	100%
	2010	97%	71%			98%	96%	93%	94%					100%	100%
	2009	98%	79%	98%	94%	98%	94%	97%	93%					100%	100%
	2008	81%	75%	95%	99%									90%	97%
	2007	94%	74%	100%	100%									100%	100%
Totale	2011	49%	49%			82%	65%	79%	74%	66%	56%	70%	56%	47%	48%
	2010	52%	54%			87%	86%	84%	84%					65%	50%
	2009	52%	59%	89%	85%	88%	85%	85%	83%					66%	56%
	2008	53%	56%	93%	92%									79%	51%
	2007	53%	61%	95%	95%									83%	65%

## MGP - Quote di mercato. Anno 2011

Tabella 65

		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Estero	Totale
ENEL S.P.A.	Baseload	23,8%	35,5%	50,1%	31,1%	46,0%	25,1%	15,1%	28,4%
	Picco	23,5%	32,2%	43,9%	30,1%	45,6%	28,0%	14,1%	27,1%
	Fuori Picco Lav.	23,5%	37,1%	50,9%	32,4%	46,7%	23,5%	15,3%	28,6%
	Festivo	24,8%	38,0%	59,2%	31,0%	45,9%	23,2%	16,1%	30,0%
GSE	Baseload	7,5%	37,8%	12,9%	16,3%	26,7%	40,0%	-	12,6%
	Picco	7,2%	37,7%	12,6%	16,0%	25,4%	38,4%	-	12,0%
	Fuori Picco Lav.	6,9%	37,9%	12,1%	15,5%	26,9%	40,9%	-	12,1%
	Festivo	9,0%	37,9%	14,5%	17,8%	28,3%	41,0%	-	14,2%
EDISON TRADING S.P.A.	Baseload	11,4%	5,8%	2,7%	13,9%	5,0%	-	1,7%	8,2%
	Picco	12,0%	5,8%	2,4%	13,5%	4,5%	-	2,0%	8,6%
	Fuori Picco Lav.	11,3%	6,3%	2,7%	13,7%	5,4%	-	1,7%	8,0%
	Festivo	10,6%	5,3%	3,3%	14,9%	5,1%	-	1,5%	7,9%
ENI S.P.A.	Baseload	12,8%	4,2%	0,1%	11,1%	0,5%	-	1,3%	7,6%
	Picco	11,1%	4,0%	0,1%	10,0%	0,4%	-	1,2%	7,0%
	Fuori Picco Lav.	13,6%	4,5%	0,1%	11,7%	0,5%	-	1,3%	7,8%
	Festivo	15,2%	4,2%	0,2%	12,0%	0,5%	-	1,3%	8,5%
E.ON S.P.A.	Baseload	7,0%	7,2%	0,1%	1,8%	0,7%	33,5%	0,2%	5,0%
	Picco	9,1%	8,6%	0,0%	2,3%	0,9%	32,2%	0,2%	6,1%
	Fuori Picco Lav.	6,9%	5,3%	0,1%	1,5%	0,6%	34,2%	0,2%	4,7%
	Festivo	3,1%	7,3%	0,1%	1,4%	0,6%	34,3%	0,2%	3,5%
A2A TRADING S.R.L.	Baseload	7,3%	-	0,2%	5,3%	-	-	2,2%	4,2%
	Picco	8,6%	-	0,2%	7,0%	-	-	2,7%	5,4%
	Fuori Picco Lav.	7,0%	-	0,1%	4,6%	-	-	1,8%	4,0%
	Festivo	5,2%	-	0,2%	3,5%	-	-	2,0%	3,0%
TIRRENO POWER S.P.A.	Baseload	5,5%	-	11,5%	-	-	-	0,0%	3,5%
	Picco	4,9%	-	16,4%	-	-	-	0,0%	3,9%
	Fuori Picco Lav.	5,8%	-	10,9%	-	-	-	0,0%	3,4%
	Festivo	6,3%	-	4,1%	-	-	-	-	2,9%
ALPIQ S.P.A.	Baseload	2,4%	-	0,2%	3,6%	0,5%	0,0%	5,9%	2,5%
	Picco	2,8%	-	0,2%	3,6%	0,6%	0,0%	6,2%	2,8%
	Fuori Picco Lav.	2,3%	-	0,1%	3,5%	0,4%	0,0%	5,6%	2,5%
	Festivo	1,6%	-	0,2%	3,6%	0,5%	0,0%	5,7%	2,2%
EGL S.P.A.	Baseload	0,9%	0,1%	9,2%	4,2%	1,4%	0,2%	2,4%	2,4%
	Picco	0,7%	0,1%	10,3%	4,7%	1,3%	0,2%	2,4%	2,5%
	Fuori Picco Lav.	0,9%	0,1%	10,0%	4,1%	1,3%	0,1%	2,4%	2,5%
	Festivo	1,0%	0,1%	6,5%	3,6%	1,7%	0,2%	2,4%	2,2%
IREN MERCATO S.P.A.	Baseload	5,6%	-	0,1%	0,3%	-	-	-	2,4%
	Picco	5,1%	-	0,1%	0,3%	-	-	-	2,3%
	Fuori Picco Lav.	5,8%	-	0,1%	0,3%	-	-	-	2,4%
	Festivo	6,2%	-	0,1%	0,3%	-	-	-	2,5%
ALTRI	Baseload	15,8%	9,4%	13,0%	12,4%	19,1%	1,2%	71,3%	23,1%
	Picco	15,1%	11,7%	13,8%	12,5%	21,2%	1,2%	71,3%	22,4%
	Fuori Picco Lav.	16,1%	8,8%	12,9%	12,7%	18,2%	1,2%	71,8%	24,0%
	Festivo	16,8%	7,2%	11,7%	11,9%	17,4%	1,3%	70,7%	23,3%

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

## MGP - Quote di vendite annuali zonali

Tabella 66

Operatore	Anno	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Estero	Totale
ENEL S.P.A.	2011	24%	35%	50%	31%	46%	25%	15%	28%
	2010	26%	32%	42%	30%	50%	23%	16%	28%
	2009	25%	36%	29%	34%	57%	26%	16%	28%
	2008	29%	38%	23%	30%	53%	26%	18%	29%
	2007	27%	38%	29%	34%	52%	26%	17%	29%
GSE	2011	8%	38%	13%	16%	27%	40%	0%	13%
	2010	9%	44%	20%	15%	29%	43%	0%	15%
	2009	10%	44%	26%	16%	20%	42%	0%	14%
	2008	9%	45%	30%	14%	24%	40%	0%	14%
	2007	9%	44%	24%	14%	26%	35%	0%	14%
EDISON TRADING S.P.A.	2011	11%	6%	3%	14%	5%	0%	2%	8%
	2010	14%	3%	3%	17%	4%	0%	1%	9%
	2009	13%	3%	2%	16%	8%	0%	1%	9%
	2008	12%	3%	1%	17%	6%	0%	1%	10%
	2007	13%	3%	2%	17%	7%	0%	2%	10%
ENI S.P.A.	2011	13%	4%	0%	11%	0%	0%	1%	8%
	2010	13%	4%	0%	13%	1%	0%	1%	8%
	2009	11%	2%	0%	11%	1%	0%	2%	7%
	2008	10%	0%	1%	9%	2%	0%	2%	6%
	2007	10%	0%	1%	12%	3%	0%	3%	7%
E.ON S.P.A.	2011	7%	7%	0%	2%	1%	34%	0%	5%
	2010	6%	9%	0%	1%	1%	31%	4%	5%
	2009	7%	6%	0%	2%	1%	30%	4%	6%
	2008	10%	4%	0%	2%	1%	29%	4%	7%
	2007	11%	3%	0%	1%	0%	34%	5%	7%
Altri	2011	37%	10%	34%	26%	21%	1%	82%	38%
	2010	33%	9%	34%	23%	16%	3%	78%	35%
	2009	33%	8%	43%	21%	14%	2%	76%	35%
	2008	30%	10%	44%	29%	14%	5%	76%	34%
	2007	30%	12%	45%	23%	12%	6%	73%	33%



Tabella 67

## MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI). Anno 2011

		Offerte		Vendite			
		HHI	Var % vs 2010	HHI	Var % vs 2010		
Nord	<b>Baseload</b>	<b>2.135</b>	<b>(2.197)</b>	<b>-2,8%</b>	<b>1.207</b>	<b>(1.345)</b>	<b>-10,3%</b>
	<i>Picco</i>	1.932	(2.041)	-5,3%	1.164	(1.363)	-14,6%
	<i>Fuori Picco Lavorativo</i>	2.196	(2.154)	2,0%	1.182	(1.294)	-8,6%
	<i>Festivo</i>	2.294	(2.428)	-5,5%	1.281	(1.383)	-7,3%
Centro Nord	<b>Baseload</b>	<b>4.627</b>	<b>(4.387)</b>	<b>5,5%</b>	<b>3.035</b>	<b>(3.216)</b>	<b>-5,6%</b>
	<i>Picco</i>	4.285	(4.191)	2,2%	2.790	(3.031)	-7,9%
	<i>Fuori Picco Lavorativo</i>	4.774	(4.359)	9,5%	3.113	(3.309)	-5,9%
	<i>Festivo</i>	4.845	(4.646)	4,3%	3.221	(3.324)	-3,1%
Centro Sud	<b>Baseload</b>	<b>5.888</b>	<b>(5.519)</b>	<b>6,7%</b>	<b>3.381</b>	<b>(2.929)</b>	<b>15,4%</b>
	<i>Picco</i>	5.029	(4.709)	6,8%	2.691	(2.469)	9,0%
	<i>Fuori Picco Lavorativo</i>	5.872	(5.278)	11,2%	3.342	(2.740)	22,0%
	<i>Festivo</i>	6.867	(6.738)	1,9%	4.194	(3.681)	13,9%
Sud	<b>Baseload</b>	<b>2.389</b>	<b>(2.384)</b>	<b>0,2%</b>	<b>1.832</b>	<b>(1.868)</b>	<b>-1,9%</b>
	<i>Picco</i>	2.175	(2.232)	-2,5%	1.693	(1.770)	-4,3%
	<i>Fuori Picco Lavorativo</i>	2.486	(2.379)	4,5%	1.896	(1.884)	0,6%
	<i>Festivo</i>	2.520	(2.567)	-1,8%	1.915	(1.963)	-2,4%
Sicilia	<b>Baseload</b>	<b>3.475</b>	<b>(2.809)</b>	<b>23,7%</b>	<b>3.278</b>	<b>(3.596)</b>	<b>-8,8%</b>
	<i>Picco</i>	3.428	(2.898)	18,3%	3.160	(3.552)	-11,0%
	<i>Fuori Picco Lavorativo</i>	3.476	(2.769)	25,5%	3.347	(3.531)	-5,2%
	<i>Festivo</i>	3.525	(2.751)	28,1%	3.334	(3.720)	-10,4%
Sardegna	<b>Baseload</b>	<b>3.295</b>	<b>(3.212)</b>	<b>2,6%</b>	<b>3.627</b>	<b>(3.647)</b>	<b>-0,5%</b>
	<i>Picco</i>	3.292	(3.215)	2,4%	3.545	(3.522)	0,7%
	<i>Fuori Picco Lavorativo</i>	3.300	(3.207)	2,9%	3.679	(3.658)	0,6%
	<i>Festivo</i>	3.293	(3.216)	2,4%	3.661	(3.779)	-3,1%

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 68

## MGP - HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite

	Nord					Centro Nord				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
<b>Baseload</b>	1.207	1.345	1.325	1.460	1.369	3.035	3.216	3.495	3.765	3.742
<i>Picco</i>	1.164	1.363	1.282	1.471	1.358	2.790	3.031	3.175	3.387	3.366
<i>Fuori Picco Lav.</i>	1.182	1.294	1.282	1.403	1.336	3.113	3.309	3.690	3.978	3.921
<i>Festivo</i>	1.281	1.383	1.423	1.510	1.420	3.221	3.324	3.638	3.949	3.964
	<b>Centro Sud</b>					<b>Sud</b>				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
<b>Baseload</b>	3.381	2.929	2.616	3.272	3.524	1.832	1.868	2.105	1.786	2.020
<i>Picco</i>	2.691	2.469	2.328	3.222	3.408	1.693	1.770	1.885	1.700	1.941
<i>Fuori Picco Lav.</i>	3.342	2.740	2.538	3.198	3.344	1.896	1.884	2.128	1.746	1.986
<i>Festivo</i>	4.194	3.681	3.034	3.413	3.859	1.915	1.963	2.329	1.926	2.148
	<b>Sicilia</b>					<b>Sardegna</b>				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
<b>Baseload</b>	3.278	3.596	3.836	3.696	3.668	3.627	3.647	3.585	3.384	3.207
<i>Picco</i>	3.160	3.552	3.822	3.792	3.407	3.545	3.522	3.414	3.233	3.088
<i>Fuori Picco Lav.</i>	3.347	3.531	3.636	3.453	3.604	3.679	3.658	3.673	3.431	3.274
<i>Festivo</i>	3.334	3.720	4.079	3.860	4.035	3.661	3.779	3.681	3.500	3.266

## MGP – Indice di fissazione del prezzo (IOM). Anno 2011

Tabella 69

Operatore		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Estero	Totale
ENEL S.P.A.	Baseload	18,1% (19,2%)	21,3% (20,7%)	21,0% (20,1%)	19,3% (18,1%)	65,7% (53,6%)	38,7% (37,2%)	18,3% (18,5%)	22,5% (21,8%)
	Picco	10,1% (12,5%)	13,4% (13,7%)	13,2% (13,7%)	7,8% (8,4%)	67,4% (57,2%)	36,2% (37,8%)	8,4% (11,0%)	14,2% (15,1%)
	Fuori Picco Lav.	22,0% (19,7%)	23,1% (19,4%)	23,6% (20,3%)	23,5% (18,9%)	60,0% (46,2%)	39,5% (31,3%)	21,3% (18,8%)	25,4% (21,5%)
	Festivo	27,9% (31,4%)	29,7% (32,3%)	30,7% (32,2%)	31,6% (31,4%)	69,7% (57,0%)	41,0% (43,5%)	28,1% (28,2%)	32,4% (33,2%)
E.ON S.P.A.	Baseload	17,4% (10,4%)	14,2% (8,9%)	14,7% (9,0%)	10,6% (5,9%)	2,1% (1,7%)	14,1% (9,3%)	14,9% (9,2%)	14,4% (8,7%)
	Picco	27,1% (14,2%)	24,3% (13,0%)	23,7% (12,8%)	15,3% (7,3%)	2,7% (1,7%)	18,7% (10,7%)	26,5% (13,9%)	23,0% (12,1%)
	Fuori Picco Lav.	10,9% (6,8%)	8,7% (5,9%)	8,9% (5,8%)	8,4% (4,5%)	2,6% (2,1%)	12,7% (8,2%)	9,1% (5,8%)	9,4% (5,9%)
	Festivo	7,7% (7,8%)	6,9% (6,7%)	7,0% (6,2%)	6,2% (5,6%)	0,9% (1,3%)	10,1% (8,9%)	6,4% (7,2%)	6,7% (6,7%)
EDISON TRADING S.P.A.	Baseload	13,4% (14,6%)	12,6% (13,3%)	12,1% (13,0%)	13,7% (15,6%)	2,1% (18,4%)	8,8% (8,6%)	12,3% (13,8%)	12,2% (14,4%)
	Picco	18,1% (18,9%)	17,7% (18,3%)	16,1% (15,7%)	18,8% (20,5%)	1,6% (23,1%)	12,8% (9,7%)	18,4% (19,3%)	16,9% (18,8%)
	Fuori Picco Lav.	8,8% (9,3%)	8,4% (8,4%)	8,6% (9,5%)	9,7% (11,9%)	2,5% (13,8%)	5,1% (6,6%)	7,5% (8,6%)	8,1% (9,8%)
	Festivo	10,4% (12,9%)	10,4% (12,2%)	10,0% (12,6%)	10,7% (12,8%)	2,3% (17,3%)	7,8% (9,4%)	10,1% (12,7%)	9,7% (12,9%)
A2A TRADING S.R.L.	Baseload	9,2% (8,0%)	8,2% (7,5%)	8,4% (7,6%)	11,4% (10,4%)	1,0% (5,4%)	5,5% (4,6%)	8,2% (7,7%)	8,6% (8,0%)
	Picco	11,8% (9,4%)	10,8% (9,2%)	10,7% (9,3%)	17,6% (15,3%)	1,0% (6,2%)	6,7% (4,9%)	11,4% (9,9%)	11,7% (10,0%)
	Fuori Picco Lav.	6,3% (6,0%)	5,6% (5,5%)	6,0% (5,5%)	6,7% (6,0%)	1,2% (4,5%)	3,6% (3,6%)	5,7% (5,4%)	5,8% (5,6%)
	Festivo	7,9% (8,1%)	7,5% (7,6%)	7,5% (7,3%)	7,6% (8,6%)	0,9% (5,2%)	6,2% (5,2%)	6,8% (7,6%)	7,1% (7,7%)
ENI SPA	Baseload	8,6% (4,6%)	8,1% (5,2%)	7,5% (4,3%)	8,3% (7,0%)	1,5% (2,0%)	5,5% (4,0%)	8,3% (5,6%)	7,8% (5,0%)
	Picco	7,7% (1,8%)	6,9% (1,7%)	6,7% (1,5%)	8,2% (6,2%)	0,5% (0,1%)	4,5% (0,7%)	7,8% (2,2%)	7,1% (2,4%)
	Fuori Picco Lav.	7,5% (7,1%)	7,0% (7,9%)	6,8% (6,4%)	7,1% (7,7%)	2,3% (4,0%)	4,6% (6,4%)	7,0% (7,9%)	6,8% (7,1%)
	Festivo	11,6% (6,7%)	11,0% (7,0%)	9,8% (6,6%)	9,6% (7,4%)	1,8% (2,5%)	7,6% (5,5%)	10,6% (7,3%)	10,0% (6,6%)
TIRRENO POWER S.P.A.	Baseload	4,9% (5,8%)	5,5% (5,5%)	6,4% (7,9%)	4,4% (3,7%)	0,6% (0,5%)	3,5% (4,0%)	4,4% (4,9%)	4,6% (5,1%)
	Picco	5,4% (8,4%)	6,9% (9,1%)	8,5% (12,5%)	4,5% (4,9%)	0,3% (0,4%)	4,9% (7,1%)	5,2% (7,9%)	5,3% (7,7%)
	Fuori Picco Lav.	5,1% (4,8%)	5,3% (4,3%)	5,7% (6,0%)	5,1% (3,9%)	0,9% (0,9%)	2,7% (3,1%)	4,2% (4,0%)	4,7% (4,3%)
	Festivo	3,9% (2,1%)	3,8% (1,8%)	4,0% (1,9%)	3,5% (1,7%)	0,6% (0,2%)	2,6% (1,3%)	3,5% (1,9%)	3,5% (1,8%)
ALPIQ S.P.A.	Baseload	3,5% (3,9%)	3,7% (3,8%)	3,7% (3,4%)	4,5% (3,3%)	1,1% (5,0%)	2,9% (2,4%)	4,0% (4,0%)	3,6% (3,8%)
	Picco	2,2% (4,3%)	2,3% (4,2%)	2,4% (3,6%)	4,2% (3,7%)	0,5% (6,3%)	2,0% (2,2%)	2,6% (4,4%)	2,5% (4,2%)
	Fuori Picco Lav.	5,4% (4,0%)	5,9% (4,2%)	5,8% (3,5%)	5,8% (3,4%)	2,2% (4,2%)	4,5% (2,8%)	5,9% (4,2%)	5,4% (3,9%)
	Festivo	3,4% (2,9%)	3,3% (3,0%)	3,3% (2,9%)	3,2% (2,6%)	0,8% (4,3%)	2,3% (2,0%)	3,6% (3,4%)	3,1% (3,0%)
IREN MERCATO S.P.A.	Baseload	2,8% (2,3%)	2,9% (2,4%)	2,7% (2,1%)	2,5% (1,9%)	0,9% (2,8%)	2,1% (1,7%)	3,3% (2,6%)	2,7% (2,3%)
	Picco	1,5% (1,4%)	1,2% (1,3%)	1,1% (1,3%)	0,9% (0,8%)	0,1% (3,0%)	1,0% (0,6%)	1,6% (1,5%)	1,3% (1,4%)
	Fuori Picco Lav.	4,2% (3,1%)	4,5% (3,3%)	4,1% (2,7%)	4,0% (2,7%)	1,8% (2,4%)	3,0% (2,5%)	4,6% (3,4%)	4,1% (3,0%)
	Festivo	3,5% (2,9%)	3,4% (2,9%)	3,3% (2,7%)	3,2% (2,6%)	0,9% (2,8%)	2,5% (2,4%)	3,8% (3,2%)	3,3% (2,8%)
EGL S.P.A.	Baseload	1,6% (2,1%)	1,9% (2,5%)	2,4% (3,6%)	4,1% (4,8%)	0,5% (1,1%)	1,7% (2,6%)	1,8% (2,6%)	2,1% (2,7%)
	Picco	0,7% (1,2%)	1,2% (1,7%)	1,9% (2,8%)	5,4% (5,5%)	0,1% (0,1%)	1,2% (2,1%)	0,9% (1,5%)	1,3% (2,0%)
	Fuori Picco Lav.	2,6% (3,6%)	2,7% (3,9%)	2,9% (5,3%)	3,3% (5,8%)	1,2% (2,8%)	1,8% (3,8%)	2,7% (3,8%)	2,7% (4,1%)
	Festivo	2,0% (2,1%)	2,1% (2,2%)	2,6% (2,6%)	2,9% (2,7%)	0,4% (0,6%)	2,2% (1,6%)	1,9% (2,4%)	2,1% (2,2%)
SORGENIA S.P.A.	Baseload	1,7% (2,5%)	1,8% (2,8%)	2,0% (4,1%)	3,6% (8,7%)	0,7% (0,9%)	1,6% (2,4%)	1,8% (2,7%)	2,0% (3,6%)
	Picco	0,8% (2,8%)	0,8% (3,4%)	1,0% (4,6%)	4,0% (13,2%)	0,3% (0,4%)	1,0% (2,4%)	0,9% (3,3%)	1,3% (4,5%)
	Fuori Picco Lav.	2,6% (2,0%)	2,7% (2,1%)	3,0% (3,5%)	3,6% (5,7%)	1,1% (1,2%)	2,1% (2,5%)	2,5% (2,1%)	2,7% (2,7%)
	Festivo	2,1% (2,6%)	2,3% (2,9%)	2,5% (3,8%)	3,1% (5,6%)	0,8% (1,3%)	1,8% (2,1%)	2,1% (2,8%)	2,2% (3,1%)
ALTRI	Baseload	18,8% (26,6%)	19,7% (27,2%)	19,1% (25,1%)	17,7% (20,5%)	23,8% (8,5%)	15,6% (23,2%)	22,7% (28,3%)	19,5% (24,6%)
	Picco	14,6% (25,1%)	14,6% (24,5%)	14,8% (22,3%)	13,2% (14,4%)	25,7% (1,6%)	11,1% (21,7%)	16,4% (25,0%)	15,2% (21,7%)
	Fuori Picco Lav.	24,6% (33,7%)	26,1% (35,2%)	24,5% (31,4%)	22,8% (29,5%)	24,1% (17,9%)	20,4% (29,3%)	29,3% (35,9%)	25,0% (32,1%)
	Festivo	19,5% (20,7%)	19,5% (21,5%)	19,4% (21,2%)	18,4% (18,9%)	20,9% (7,5%)	16,1% (18,0%)	23,2% (23,2%)	19,9% (19,9%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

## MGP – IOM annuale per gruppi di ore

Tabella 70

	Nord					Centro Nord				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	18%	19%	26%	47%	72%	21%	21%	29%	54%	91%
Picco	10%	12%	21%	48%	67%	13%	14%	24%	59%	93%
Fuori Picco Lav.	22%	20%	24%	40%	75%	23%	19%	25%	44%	90%
Festivo	28%	31%	39%	57%	78%	30%	32%	40%	59%	90%
	Centro Sud					Sud				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	21%	20%	27%	61%	93%	19%	18%	24%	57%	92%
Picco	13%	14%	23%	68%	95%	8%	8%	14%	64%	95%
Fuori Picco Lav.	24%	20%	24%	49%	90%	23%	19%	25%	46%	90%
Festivo	31%	32%	39%	64%	92%	32%	31%	37%	61%	91%
	Sicilia					Sardegna				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	66%	54%	36%	45%	79%	39%	37%	40%	53%	83%
Picco	67%	57%	26%	36%	77%	36%	38%	47%	59%	85%
Fuori Picco Lav.	60%	46%	41%	51%	84%	40%	31%	33%	43%	80%
Festivo	70%	57%	44%	50%	77%	41%	43%	40%	57%	85%
	Estero					Totale				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	18%	19%	26%	48%	62%	23%	22%	27%	51%	77%
Picco	8%	11%	20%	48%	52%	14%	15%	21%	52%	74%
Fuori Picco Lav.	21%	19%	24%	41%	69%	25%	22%	26%	43%	79%
Festivo	28%	28%	37%	58%	66%	32%	33%	39%	58%	80%

Tabella 71 MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM). Anno 2011

Tipo Impianto		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Estero	Totale
Carbone	Baseload	4,3% (5,4%)	5,2% (6,1%)	5,6% (5,9%)	5,2% (5,7%)	1,5% (1,8%)	24,0% (22,8%)	4,7% (5,8%)	5,3% (6,0%)
	Picco	2,4% (2,5%)	3,3% (3,0%)	4,1% (3,0%)	3,2% (3,0%)	0,2% (0,1%)	21,4% (22,0%)	2,2% (2,4%)	3,2% (3,1%)
	Fuori Picco Lav.	5,7% (7,1%)	6,2% (7,2%)	6,7% (7,6%)	6,4% (7,1%)	2,8% (3,2%)	27,7% (20,8%)	6,1% (7,0%)	6,7% (7,4%)
	Festivo	6,0% (8,9%)	6,5% (9,1%)	6,9% (9,1%)	6,6% (7,7%)	1,7% (2,7%)	23,1% (26,0%)	6,4% (8,7%)	6,7% (9,0%)
Olio	Baseload	3,5% (2,9%)	4,6% (3,4%)	5,0% (4,0%)	6,9% (7,0%)	19,5% (32,8%)	5,4% (4,5%)	4,3% (3,3%)	5,5% (5,6%)
	Picco	0,3% (1,3%)	0,3% (1,8%)	0,4% (1,6%)	2,7% (4,0%)	24,1% (43,8%)	2,1% (3,2%)	0,3% (1,3%)	2,1% (4,2%)
	Fuori Picco Lav.	5,6% (2,9%)	6,4% (3,0%)	6,8% (4,6%)	7,3% (6,4%)	16,0% (22,2%)	6,0% (4,6%)	5,9% (3,1%)	6,8% (4,9%)
	Festivo	7,0% (6,0%)	8,4% (6,3%)	10,6% (7,7%)	12,6% (12,1%)	17,1% (29,6%)	8,8% (6,0%)	7,8% (6,4%)	9,3% (8,9%)
Gas Naturale	Baseload	- (0,1%)	0,3% (0,3%)	0,3% (1,1%)	0,1% (0,4%)	- (0,3%)	0,3% (0,6%)	0,0% (0,1%)	0,1% (0,3%)
	Picco	- (0,1%)	0,7% (0,3%)	0,6% (1,5%)	0,1% (0,4%)	- (0,4%)	0,6% (0,7%)	0,0% (0,1%)	0,1% (0,3%)
	Fuori Picco Lav.	- (-)	0,1% (0,0%)	0,0% (0,6%)	0,1% (0,2%)	- (0,1%)	0,0% (0,1%)	0,0% (0,0%)	0,0% (0,1%)
	Festivo	- (0,2%)	0,1% (0,7%)	0,1% (1,1%)	0,1% (0,6%)	- (0,3%)	0,2% (0,9%)	0,0% (0,2%)	0,1% (0,4%)
CCGT	Baseload	68,6% (57,0%)	66,1% (56,2%)	66,3% (57,8%)	65,6% (58,4%)	66,3% (48,1%)	45,1% (38,2%)	63,6% (55,1%)	65,9% (55,8%)
	Picco	76,4% (63,7%)	75,2% (64,1%)	75,1% (66,2%)	74,1% (69,3%)	64,6% (38,6%)	52,0% (39,1%)	74,9% (64,0%)	74,1% (62,7%)
	Fuori Picco Lav.	61,3% (49,3%)	58,8% (49,1%)	59,5% (50,6%)	60,8% (51,2%)	63,9% (54,4%)	36,8% (37,6%)	55,7% (47,8%)	59,1% (49,3%)
	Festivo	63,3% (54,0%)	61,9% (53,4%)	60,4% (52,0%)	58,6% (51,1%)	71,3% (53,9%)	45,6% (37,8%)	58,1% (52,0%)	61,1% (52,3%)
TurboGas	Baseload	- (-)	0,0% (0,0%)	0,0% (0,0%)	- (-)	1,2% (1,8%)	0,2% (0,0%)	- (-)	0,1% (0,1%)
	Picco	- (-)	0,0% (0,0%)	0,0% (0,0%)	- (-)	1,8% (3,4%)	0,3% (0,0%)	- (-)	0,1% (0,2%)
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,1% (1,2%)	0,2% (-)	- (-)	0,1% (0,1%)
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,6% (0,3%)	- (-)	- (-)	0,0% (0,0%)
Id. Fluente	Baseload	3,9% (3,6%)	3,1% (3,3%)	3,0% (3,1%)	2,8% (2,7%)	0,3% (0,5%)	2,3% (2,1%)	3,4% (3,4%)	3,2% (3,1%)
	Picco	4,4% (3,8%)	3,4% (3,6%)	3,3% (3,3%)	2,6% (2,5%)	0,2% (-)	2,3% (1,9%)	4,1% (3,7%)	3,6% (3,3%)
	Fuori Picco Lav.	2,3% (2,5%)	1,8% (2,3%)	1,8% (2,3%)	1,8% (2,0%)	0,4% (0,7%)	1,1% (1,4%)	2,0% (2,1%)	1,9% (2,2%)
	Festivo	4,9% (4,7%)	4,3% (4,0%)	4,2% (3,7%)	4,2% (3,8%)	0,3% (0,7%)	3,4% (3,0%)	4,3% (4,3%)	4,2% (4,0%)
Id. Modulazione	Baseload	6,7% (7,3%)	6,3% (6,4%)	6,3% (6,2%)	6,6% (6,0%)	0,7% (0,8%)	6,4% (4,6%)	6,3% (6,7%)	6,2% (6,3%)
	Picco	7,8% (8,3%)	7,8% (7,7%)	7,8% (7,4%)	8,5% (7,2%)	0,4% (0,1%)	8,0% (5,1%)	7,6% (8,3%)	7,4% (7,5%)
	Fuori Picco Lav.	4,8% (6,5%)	4,2% (5,5%)	4,3% (5,1%)	4,1% (4,7%)	0,7% (1,2%)	4,7% (4,1%)	4,3% (5,8%)	4,3% (5,5%)
	Festivo	7,0% (6,1%)	6,6% (5,6%)	6,5% (5,7%)	6,5% (5,7%)	1,0% (1,2%)	6,5% (4,8%)	6,9% (5,7%)	6,4% (5,5%)
Id. Pompaggio	Baseload	2,9% (4,2%)	2,8% (3,6%)	2,6% (3,1%)	2,0% (2,2%)	6,9% (7,8%)	6,9% (7,8%)	2,7% (3,9%)	3,1% (4,0%)
	Picco	2,4% (3,6%)	2,5% (3,0%)	2,4% (2,5%)	1,2% (1,0%)	8,2% (13,3%)	8,8% (10,5%)	2,3% (3,5%)	2,7% (3,8%)
	Fuori Picco Lav.	2,6% (4,5%)	2,4% (3,7%)	2,5% (3,5%)	2,2% (2,8%)	6,4% (2,8%)	6,8% (6,5%)	2,2% (4,1%)	2,8% (4,0%)
	Festivo	4,1% (4,9%)	3,7% (4,4%)	3,0% (3,8%)	3,1% (3,2%)	5,7% (5,7%)	4,7% (6,8%)	3,9% (4,2%)	3,9% (4,5%)
Estero	Baseload	9,4% (18,1%)	10,7% (19,3%)	10,0% (17,4%)	10,1% (16,7%)	3,5% (5,9%)	8,7% (12,9%)	14,0% (20,6%)	10,0% (17,4%)
	Picco	5,9% (15,3%)	6,3% (15,0%)	5,9% (13,2%)	7,3% (11,9%)	0,6% (0,1%)	4,2% (8,0%)	8,1% (15,6%)	6,1% (13,5%)
	Fuori Picco Lav.	16,9% (25,6%)	19,4% (27,6%)	17,6% (24,2%)	16,5% (24,1%)	8,3% (13,3%)	15,7% (20,1%)	22,8% (28,6%)	17,5% (24,9%)
	Festivo	6,5% (14,1%)	7,1% (15,5%)	7,0% (15,8%)	7,0% (14,9%)	2,2% (5,3%)	6,7% (10,7%)	11,3% (17,5%)	7,2% (14,3%)
Altro	Baseload	0,8% (1,3%)	0,8% (1,4%)	0,8% (1,4%)	0,7% (1,0%)	0,2% (0,4%)	0,8% (6,3%)	0,9% (1,2%)	0,7% (1,4%)
	Picco	0,5% (1,3%)	0,4% (1,4%)	0,5% (1,3%)	0,3% (0,6%)	0,0% (0,1%)	0,4% (9,4%)	0,4% (1,2%)	0,4% (1,4%)
	Fuori Picco Lav.	0,8% (1,5%)	0,8% (1,6%)	0,8% (1,6%)	0,7% (1,6%)	0,4% (1,0%)	0,9% (4,8%)	1,0% (1,5%)	0,8% (1,6%)
	Festivo	1,3% (1,1%)	1,3% (1,0%)	1,2% (1,1%)	1,2% (0,9%)	0,2% (0,3%)	1,1% (4,0%)	1,3% (1,0%)	1,2% (1,1%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 72 MGP - ITM annuale del ciclo combinato per gruppi di ore

	Nord					Centro Nord				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	69%	57%	51%	41%	32%	66%	56%	48%	40%	27%
Picco	76%	64%	57%	38%	23%	75%	64%	56%	36%	18%
Fuori Picco Lav.	61%	49%	44%	44%	40%	59%	49%	42%	43%	35%
Festivo	63%	54%	46%	45%	40%	62%	53%	46%	44%	30%
	Centro Sud					Sud				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	66%	58%	50%	34%	21%	66%	58%	50%	37%	24%
Picco	75%	66%	57%	30%	13%	74%	69%	63%	32%	15%
Fuori Picco Lav.	59%	51%	45%	40%	30%	61%	51%	41%	42%	33%
Festivo	60%	52%	45%	35%	23%	59%	51%	41%	40%	27%
	Sicilia					Sardegna				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	66%	48%	27%	31%	28%	45%	38%	21%	29%	21%
Picco	65%	39%	9%	16%	21%	52%	39%	23%	27%	13%
Fuori Picco Lav.	64%	54%	39%	46%	36%	37%	38%	19%	31%	28%
Festivo	71%	54%	38%	35%	27%	46%	38%	22%	29%	24%
	Estero					Totale				
	2011	2010	2009	2008	2007	2011	2010	2009	2008	2007
Baseload	64%	55%	48%	42%	29%	66%	56%	47%	39%	29%
Picco	75%	64%	59%	39%	20%	74%	63%	54%	35%	20%
Fuori Picco Lav.	56%	48%	41%	43%	35%	59%	49%	42%	43%	36%
Festivo	58%	52%	44%	44%	34%	61%	52%	43%	42%	33%

## MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale. Anno 2011

Tabella 73

Operatore		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna		
Totale	Baseload	29,0% (59,8%)	99,9% (100,0%)	100,0% (98,9%)	61,0% (86,8%)	94,5% (68,2%)	60,9% (58,3%)		
	Picco	68,5% (98,6%)	100,0% (100,0%)	100,0% (99,7%)	80,6% (98,3%)	99,8% (89,3%)	77,8% (71,8%)		
	Fuori Picco Lav.	10,9% (38,7%)	100,0% (100,0%)	99,9% (97,2%)	51,6% (72,2%)	89,5% (56,1%)	53,6% (55,9%)		
	Festivo	5,2% (39,2%)	99,8% (100,0%)	100,0% (100,0%)	49,5% (90,4%)	94,4% (57,7%)	50,0% (45,6%)		
ENEL S.P.A.	Baseload	29,0% (59,8%)	99,9% (100,0%)	100,0% (98,9%)	61,0% (86,8%)	94,5% (68,2%)	55,4% (44,1%)		
	Picco	68,5% (98,6%)	100,0% (100,0%)	100,0% (99,7%)	80,6% (98,3%)	99,8% (89,3%)	72,3% (67,3%)		
	Fuori Picco Lav.	10,9% (38,7%)	100,0% (100,0%)	99,9% (97,2%)	51,6% (72,2%)	89,5% (56,1%)	48,6% (32,4%)		
	Festivo	5,2% (39,2%)	99,8% (100,0%)	100,0% (100,0%)	49,5% (90,4%)	94,4% (57,7%)	44,2% (30,7%)		
EDIPOWER S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	5,0% (-)	- (-)		
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	6,2% (-)	- (-)		
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	4,5% (-)	- (-)		
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3,6% (-)	- (-)		
E.ON S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,0%)	22,5% (31,5%)		
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	35,5% (35,5%)		
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	15,2% (36,1%)		
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	15,9% (21,4%)		
GSE	Baseload	- (-)	- (1,3%)	- (-)	- (-)	3,7% (3,3%)	16,8% (10,3%)		
	Picco	- (-)	- (3,0%)	- (-)	- (-)	5,9% (6,3%)	28,4% (15,0%)		
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (0,6%)	- (-)	- (-)	2,5% (2,4%)	10,4% (9,5%)		
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2,5% (1,0%)	11,1% (5,9%)		
ERG S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,4% (0,2%)	- (-)		
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,6% (0,5%)	- (-)		
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,2% (0,1%)	- (-)		
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,4% (-)	- (-)		
EDISON TRADING S.P.A.	Baseload	- (0,0%)	- (-)	- (-)	- (1,5%)	0,0% (1,5%)	- (-)		
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (2,4%)	- (2,9%)	- (-)		
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,5%)	- (1,2%)	- (-)		
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (1,6%)	- (0,4%)	- (-)		

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

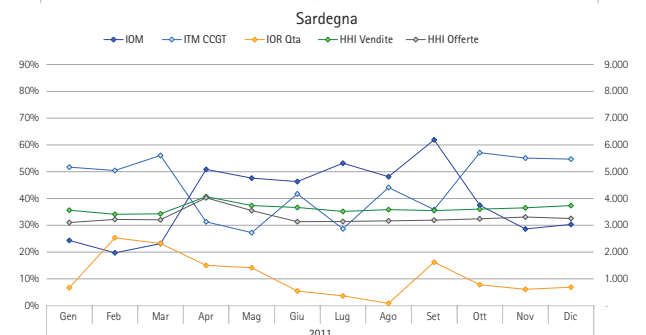
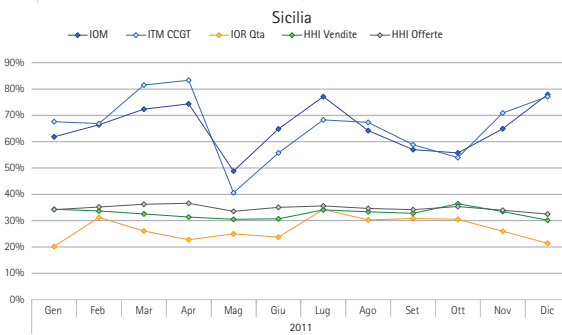
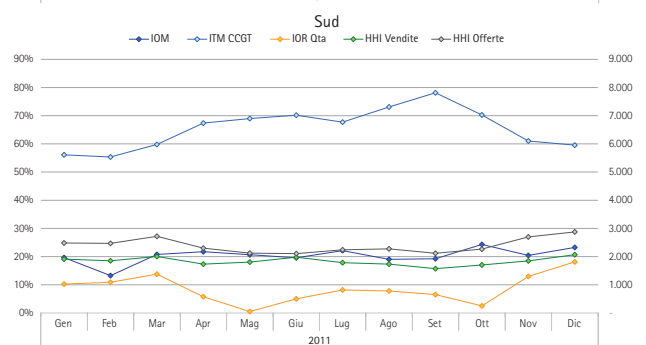
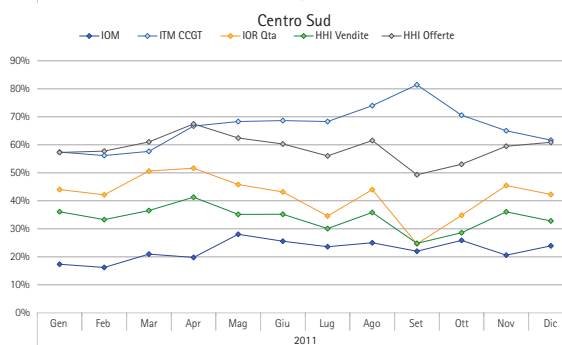
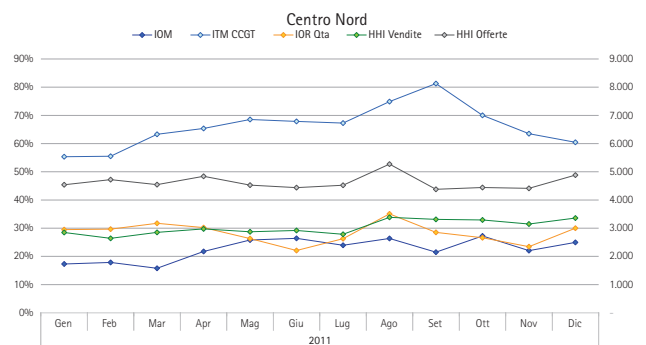
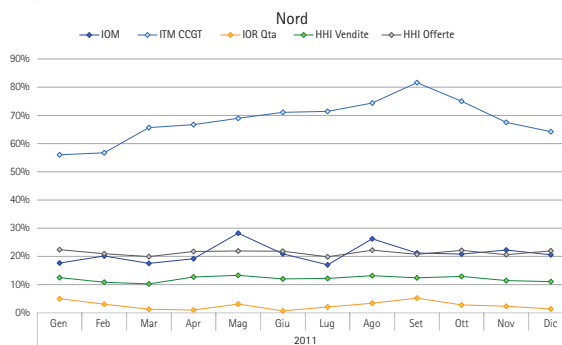
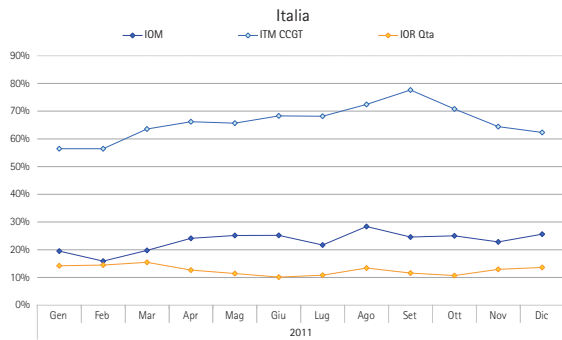
## MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale. Anno 2011

Tabella 74

Operatore		Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale	
Totale	Baseload	2,6% (9,5%)	28,3% (29,7%)	42,0% (33,3%)	8,7% (14,6%)	27,0% (15,3%)	11,0% (7,4%)	12,6% (15,0%)	
	Picco	5,1% (16,1%)	27,2% (31,4%)	38,2% (31,1%)	11,2% (16,7%)	32,0% (21,7%)	16,5% (10,4%)	13,9% (19,1%)	
	Fuori Picco Lav.	0,8% (3,9%)	27,7% (27,4%)	38,6% (26,6%)	7,0% (10,6%)	23,0% (11,3%)	7,8% (6,4%)	10,8% (10,4%)	
	Festivo	0,4% (3,8%)	30,2% (30,2%)	52,6% (47,1%)	6,8% (16,3%)	24,7% (11,2%)	7,5% (4,8%)	12,6% (13,5%)	
ENEL S.P.A.	Baseload	11,0% (36,9%)	79,7% (92,5%)	83,9% (79,2%)	27,8% (48,7%)	57,4% (30,2%)	32,3% (19,4%)	40,2% (48,8%)	
	Picco	21,7% (59,5%)	84,7% (96,8%)	87,0% (79,9%)	37,1% (57,0%)	68,4% (41,7%)	42,0% (28,7%)	46,5% (62,0%)	
	Fuori Picco Lav.	3,4% (16,4%)	74,7% (87,4%)	75,8% (66,0%)	21,5% (35,4%)	48,2% (23,1%)	26,1% (13,4%)	33,9% (35,0%)	
	Festivo	1,5% (15,1%)	79,5% (92,4%)	88,9% (93,4%)	22,1% (52,5%)	52,9% (22,0%)	24,6% (12,6%)	38,1% (42,8%)	
EDIPOWER S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	5,4% (-)	- (-)	5,2% (-)	
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	5,8% (-)	- (-)	5,6% (-)	
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	5,9% (-)	- (-)	5,8% (-)	
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3,5% (-)	- (-)	3,5% (-)	
E.ON S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,0%)	4,1% (7,6%)	1,0% (1,8%)	
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,1%)	6,8% (7,4%)	1,2% (1,3%)	
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2,7% (9,4%)	0,8% (2,7%)	
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2,3% (5,7%)	1,0% (2,0%)	
GSE	Baseload	- (-)	- (0,2%)	- (-)	- (-)	0,8% (0,7%)	3,8% (1,4%)	0,6% (0,3%)	
	Picco	- (-)	- (0,4%)	- (-)	- (-)	1,2% (1,3%)	6,8% (2,1%)	0,9% (0,4%)	
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (0,1%)	- (-)	- (-)	0,5% (0,4%)	1,9% (1,1%)	0,3% (0,2%)	
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,7% (0,2%)	2,5% (0,8%)	0,4% (0,1%)	
ERG S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,2% (0,1%)	- (-)	0,2% (0,1%)	
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,2% (0,2%)	- (-)	0,2% (0,2%)	
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,1% (0,0%)	- (-)	0,1% (0,0%)	
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,2% (-)	- (-)	0,2% (-)	
EDISON TRADING S.P.A.	Baseload	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,3%)	0,0% (1,6%)	- (-)	- (0,1%)	
	Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,5%)	0,0% (2,5%)	- (-)	- (0,2%)	
	Fuori Picco Lav.	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,1%)	- (1,1%)	- (-)	- (0,1%)	
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,4%)	- (0,3%)	- (-)	- (0,1%)	

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 56 MGP - Serie mensili per zona dei principali indicatori di concentrazione



MA/MI-MERCATO DI AGGIUSTAMENTO  
E INFRAGIORNALIERO

2





MI – Prezzo di acquisto Tabella 75

€/MWh	2011				2010		2009 Nov-Dic	
	MI1	MI2	MI3	MI4	MI1	MI2	MI1	MI2
Medio	71,22	70,17	75,00	79,34	63,69	63,66	54,66	55,69
Minimo	10,00	0,00	28,94	15,00	10,00	2,00	8,53	9,00
Massimo	349,64	1.746,62	3.000,00	873,70	304,00	243,86	184,90	2.944,10
Volatilità	8,1%	11,3%	16,8%	20,2%	14,7%	16,6%	16,6%	15,9%

MA – Prezzo di acquisto Tabella 76

€/MWh	2009 Gen-Ott	2008	2007	2006	2005
Medio	66,44	84,95	69,36	75,57	62,41
Minimo	4,55	6,56	0,00	0,00	0,01
Massimo	241,93	422,27	250,09	289,83	500,00
Volatilità	17,0%	20,2%	19,9%	15,7%	19,3%

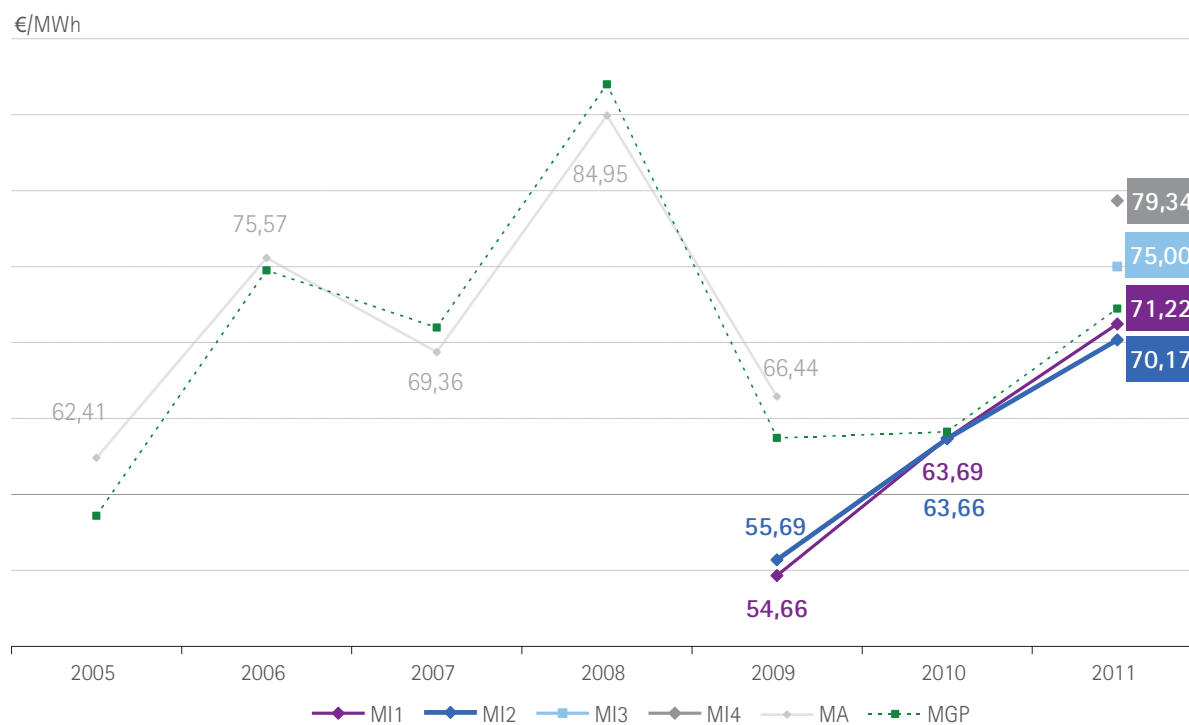
MA/MI – Prezzo di acquisto Figura 57



Tabella 77

**MI – Prezzi zonali: baseload**

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

Tabella 78

**MA – Prezzi zonali: baseload**

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

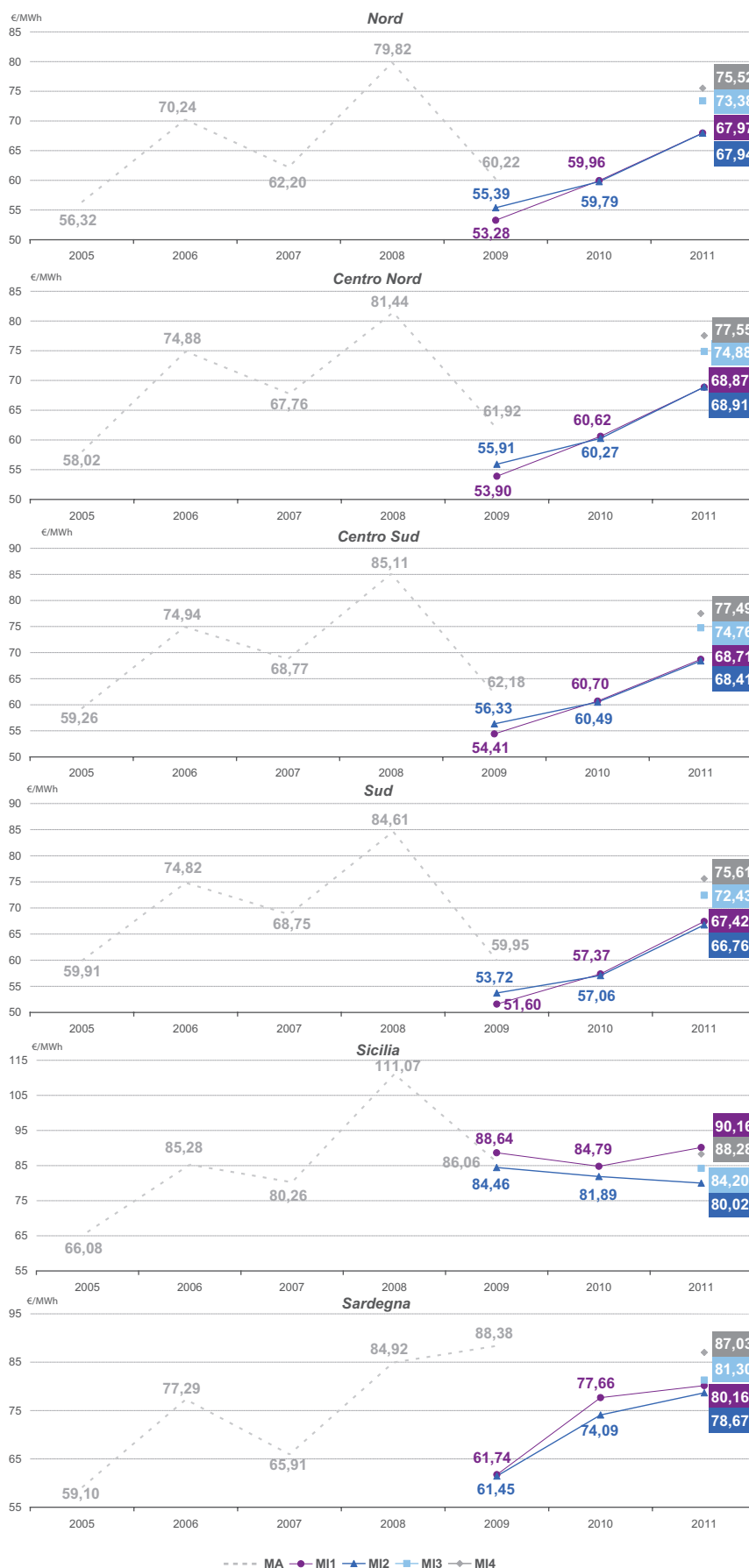


Tabella 79

**MI – Acquisti: totale**

MWh	2011				2010		2009 <i>Nov-Dic</i>	
	MI1	MI2	MI3	MI4	MI1	MI2	MI1	MI2
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	7.943.860	3.358.530	584.666	377.337	4.652.578	2.804.953	804.312	549.237
Centro Nord	801.651	346.740	90.382	68.840	708.269	322.599	231.609	67.744
Centro Sud	1.199.635	553.888	196.192	152.669	779.434	698.534	153.846	127.694
Sud	300.727	71.853	16.907	11.056	22.652	47.591	3.116	4.317
Sicilia	296.006	116.021	28.555	23.460	255.562	173.452	42.157	20.688
Sardegna	365.505	138.495	64.301	29.788	471.204	192.866	86.761	41.730
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	41.729	15.633	32.295	8.338	33.140	9.855	9.061	3.080
Brindisi	2.383.161	394.119	143.494	68.033	1.852.299	489.892	225.788	92.563
Foggia	186.390	35.421	22.204	18.254	74.157	73.944	8.882	483
Rossano	126.062	45.600	18.841	27.288	108.103	83.272	35.553	19.533
Priolo G.	351.005	146.058	20.877	16.937	342.919	187.204	49.500	26.351
<b>Totale nazionale</b>	<b>13.995.731</b>	<b>5.222.358</b>	<b>1.218.715</b>	<b>801.999</b>	<b>9.300.316</b>	<b>5.084.163</b>	<b>1.650.586</b>	<b>953.421</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	253	10.337	0	0	2.883	845	0	0
Svizzera	312.527	103.838	0	0	161.357	63.797	25.200	15
Austria	2.135	471	0	0	464	304	0	0
Slovenia	9.640	4.342	0	0	264	0	0	0
Grecia	145.665	39.304	0	0	158	352	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	3	0	0	0	0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>470.223</b>	<b>158.292</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>165.126</b>	<b>65.298</b>	<b>25.200</b>	<b>15</b>
<b>TOTALE</b>	<b>14.465.954</b>	<b>5.380.650</b>	<b>1.218.715</b>	<b>801.999</b>	<b>9.465.442</b>	<b>5.149.461</b>	<b>1.675.786</b>	<b>953.436</b>

Tabella 80

**MA – Acquisti: totale**

MWh	2009 <i>Gen-Ott</i>	2008	2007	2006	2005
	MA	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	5.011.054	6.915.620	8.004.932	4.968.220	5.128.298
Centro Nord	608.757	1.176.323	728.431	546.425	431.479
Centro Sud	917.712	877.827	1.258.918	1.555.116	1.606.037
Sud	36.936	743.170	621.803	458.684	871.021
Calabria		5.987	2.461	5	43
Sicilia	334.334	321.235	513.527	462.603	496.863
Sardegna	323.892	366.863	342.140	317.516	246.230
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	13.052	17.892	16.784	18.120	9.931
Turbigo R.			7.996	107.666	87.070
Piombino				65.882	98.136
Brindisi	1.441.019	549.278	343.674	616.779	356.509
Foggia	167.662	15.177	13.270	10.231	
Rossano	75.895	258.728	391.329	355.776	303.313
Priolo G.	236.797	270.807	326.256	253.064	819.003
<b>Totale nazionale</b>	<b>9.167.108</b>	<b>11.518.908</b>	<b>12.571.521</b>	<b>9.736.087</b>	<b>10.453.933</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	0	-	-	0	0
Svizzera	133.318	-	35.412	0	0
Austria	0	-	-	0	0
Slovenia	0	-	0	0	0
Grecia	1.126	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0
Estero Corsica		0	0	0	0
Estero Nord-Est		0	0	0	0
Estero Nord-Ovest		132.000	129.276	203.146	0
Estero Sud		0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>134.444</b>	<b>132.000</b>	<b>164.688</b>	<b>203.146</b>	<b>0</b>
<b>TOTALE</b>	<b>9.301.552</b>	<b>11.650.908</b>	<b>12.736.210</b>	<b>9.939.233</b>	<b>10.453.933</b>

## MI – Acquisti: media oraria

Tabella 81

MWh	2011				2010		2009 Nov-Dic	
	MI1	MI2	MI3	MI4	MI1	MI2	MI1	MI2
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	907	383	133	129	531	320	110	75
Centro Nord	92	40	21	24	81	37	32	9
Centro Sud	137	63	45	52	89	80	21	18
Sud	34	8	4	4	3	5	0	1
Sicilia	34	13	7	8	29	20	6	3
Sardegna	42	16	15	10	54	22	12	6
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	5	2	7	3	4	1	1	0
Brindisi	272	45	33	23	211	56	31	13
Foggia	21	4	5	6	8	8	1	0
Rossano	14	5	4	9	12	10	5	3
Priolo G.	40	17	5	6	39	21	7	4
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.598</b>	<b>596</b>	<b>278</b>	<b>275</b>	<b>1.062</b>	<b>580</b>	<b>226</b>	<b>131</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	0	1	0	0	0	0	0	0
Svizzera	36	12	0	0	18	7	3	0
Austria	0	0	0	0	0	0	0	0
Slovenia	1	0	0	0	0	0	0	0
Grecia	17	4	0	0	0	0	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>54</b>	<b>18</b>	<b>0</b>		<b>19</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.651</b>	<b>614</b>	<b>278</b>	<b>275</b>	<b>1.081</b>	<b>588</b>	<b>230</b>	<b>131</b>

## MA – Acquisti: media oraria

Tabella 82

MWh	2009 Gen-Ott	2008	2007	2006	2005
	MA	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	687	948	1.097	681	703
Centro Nord	83	161	100	75	59
Centro Sud	126	120	173	213	220
Sud	5	102	85	63	119
Calabria		1	0	0	0
Sicilia	46	44	70	63	68
Sardegna	44	50	47	44	34
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	2	2	2	2	1
Turbigo R.			1	15	12
Piombino				9	13
Brindisi	198	75	47	85	49
Foggia	23	2	2	1	
Rossano	10	35	54	49	42
Priolo G.	32	37	45	35	112
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.256</b>	<b>1.579</b>	<b>1.723</b>	<b>1.334</b>	<b>1.433</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	0	-	-	0	0
Svizzera	18	-	5	0	0
Austria	0	-	-	0	0
Slovenia	0	-	0	0	0
Grecia	0	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Esterio Corsica		0	0	0	
Esterio Nord-Est		0	0	0	0
Esterio Nord-Ovest		18	18	28	0
Esterio Sud		0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>28</b>	<b>0</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.275</b>	<b>1.597</b>	<b>1.746</b>	<b>1.362</b>	<b>1.433</b>

Tabella 83

**MI – Vendite: totale**

MWh	2011				2010		2009 Nov-Dic	
	MI1	MI2	MI3	MI4	MI1	MI2	MI1	MI2
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	8.752.548	3.296.989	609.301	398.933	5.372.380	2.944.159	956.504	538.371
Centro Nord	857.277	266.500	86.159	73.691	739.842	377.605	132.928	84.796
Centro Sud	1.023.462	525.956	156.025	105.956	949.592	617.728	182.399	115.391
Sud	221.335	81.160	31.389	19.992	140.916	75.874	14.549	9.352
Sicilia	719.292	147.376	35.179	24.630	566.641	185.005	68.878	27.657
Sardegna	346.543	119.380	52.969	24.694	389.971	172.970	108.674	41.833
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	126.558	30.690	19.723	12.863	44.350	30.289	2.727	4.558
Brindisi	980.851	530.807	122.211	75.990	437.808	372.427	85.076	80.201
Foggia	345.636	96.452	36.251	15.742	130.039	81.723	15.647	5.131
Rossano	276.382	68.122	48.755	31.575	180.747	103.195	49.259	22.416
Priolo G.	656.028	176.761	20.752	17.933	497.371	181.155	58.265	23.397
<b>Totale nazionale</b>	<b>14.305.913</b>	<b>5.340.191</b>	<b>1.218.715</b>	<b>801.999</b>	<b>9.449.657</b>	<b>5.142.130</b>	<b>1.674.904</b>	<b>953.103</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	15.446	6.121	0	0	11.881	2.464	471	13
Svizzera	104.287	23.609	0	0	2.898	4.334	410	320
Austria	715	843	0	0	0	10	0	0
Slovenia	9	370	0	0	528	290	0	0
Grecia	39.584	9.516	0	0	478	233	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>160.041</b>	<b>40.459</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15.785</b>	<b>7.331</b>	<b>881</b>	<b>333</b>
<b>TOTALE</b>	<b>14.465.954</b>	<b>5.380.650</b>	<b>1.218.715</b>	<b>801.999</b>	<b>9.465.442</b>	<b>5.149.461</b>	<b>1.675.786</b>	<b>953.436</b>

Tabella 84

**MA – Vendite: totale**

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

## MI – Vendite: media oraria

Tabella 85

MWh	2011				2010		2009 <i>Nov-Dic</i>	
	MI1	MI2	MI3	MI4	MI1	MI2	MI1	MI2
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	999	376	139	137	613	336	131	74
Centro Nord	98	30	20	25	84	43	18	12
Centro Sud	117	60	36	36	108	71	25	16
Sud	25	9	7	7	16	9	2	1
Sicilia	82	17	8	8	65	21	9	4
Sardegna	40	14	12	8	45	20	15	6
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	14	4	5	4	5	3	0	1
Brindisi	112	61	28	26	50	43	12	11
Foggia	39	11	8	5	15	9	2	1
Rossano	32	8	11	11	21	12	7	3
Priolo G.	75	20	5	6	57	21	8	3
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.633</b>	<b>610</b>	<b>278</b>	<b>275</b>	<b>1.079</b>	<b>587</b>	<b>230</b>	<b>131</b>
<i>Zone estere</i>								
Francia	2	1	0	0	1	0	0	0
Svizzera	12	3	0	0	0	0	0	0
Austria	0	0	0	0	0	0	0	0
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Grecia	5	1	0	0	0	0	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>18</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.651</b>	<b>614</b>	<b>278</b>	<b>275</b>	<b>1.081</b>	<b>588</b>	<b>230</b>	<b>131</b>

## MA – Vendite: media oraria

Tabella 86

MWh	2009 <i>Gen-Ott</i>	2008	2007	2006	2005
	MA	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>					
Nord		850	896	639	597
Centro Nord	704	177	216	89	73
Centro Sud	216	154	183	191	316
Sud	11	122	125	77	33
Calabria		1	1	0	0
Sicilia	48	58	84	55	70
Sardegna	56	66	56	59	51
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	4	6	7	3	1
Turbigo R.			4	56	25
Piombino				9	46
Brindisi	44	75	83	84	31
Foggia	26	1	1	3	
Rossano	21	37	45	61	77
Priolo G.	42	50	45	35	112
<b>Totale nazionale</b>	<b>1.273</b>	<b>1.597</b>	<b>1.746</b>	<b>1.362</b>	<b>1.433</b>
<i>Zone estere</i>					
Francia	1	-	-	0	0
Svizzera	1	-	0	0	0
Austria	0	-	-	0	0
Slovenia	0	-	0	0	0
Grecia	0	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Estero Corsica		0	0	0	
Estero Nord-Est		0	0	0	0
Estero Nord-Ovest		0	0	0	0
Estero Sud		0	0	0	0
<b>Totale estero</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.275</b>	<b>1.597</b>	<b>1.746</b>	<b>1.362</b>	<b>1.433</b>

Figura 59 MA/MI – Volumi scambiati (acquisti/vendite)

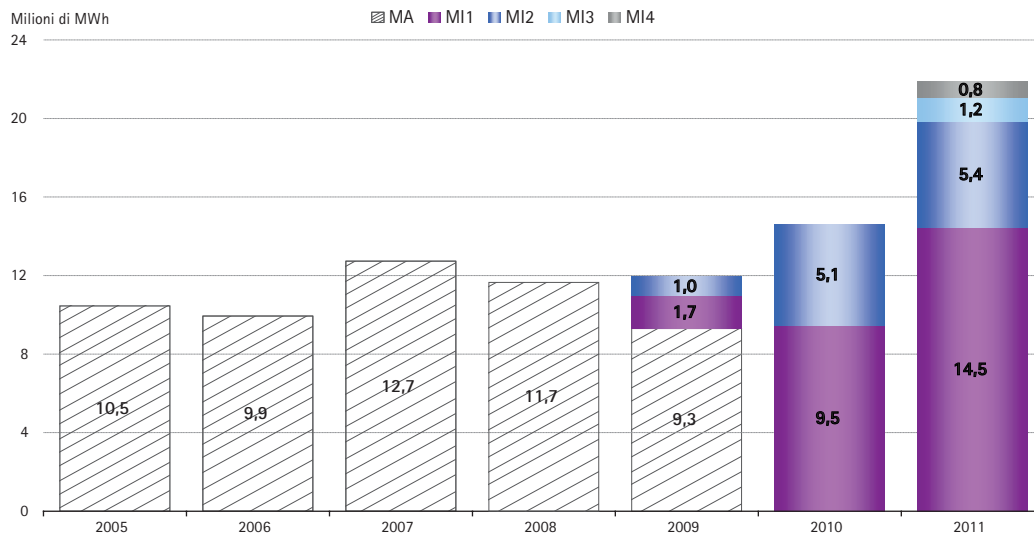
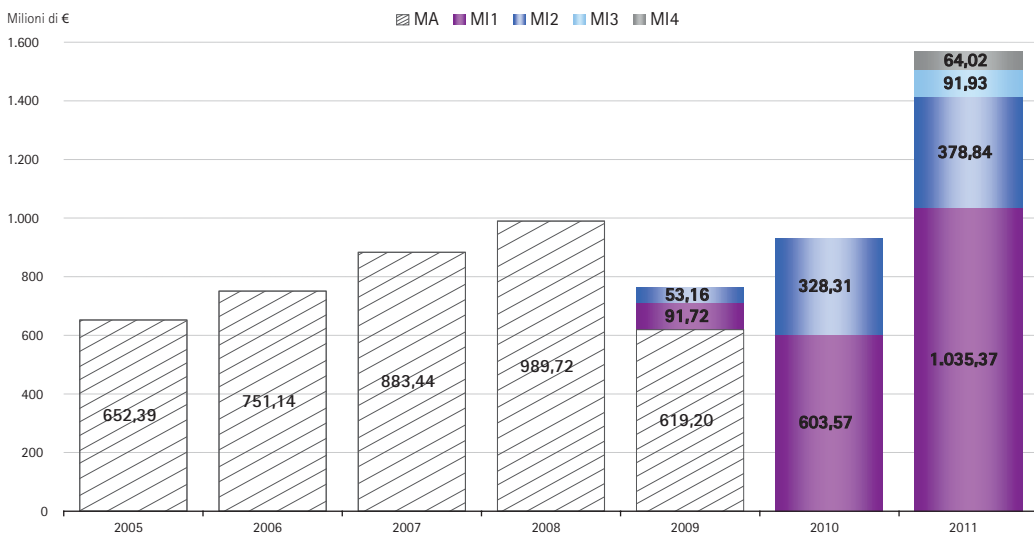
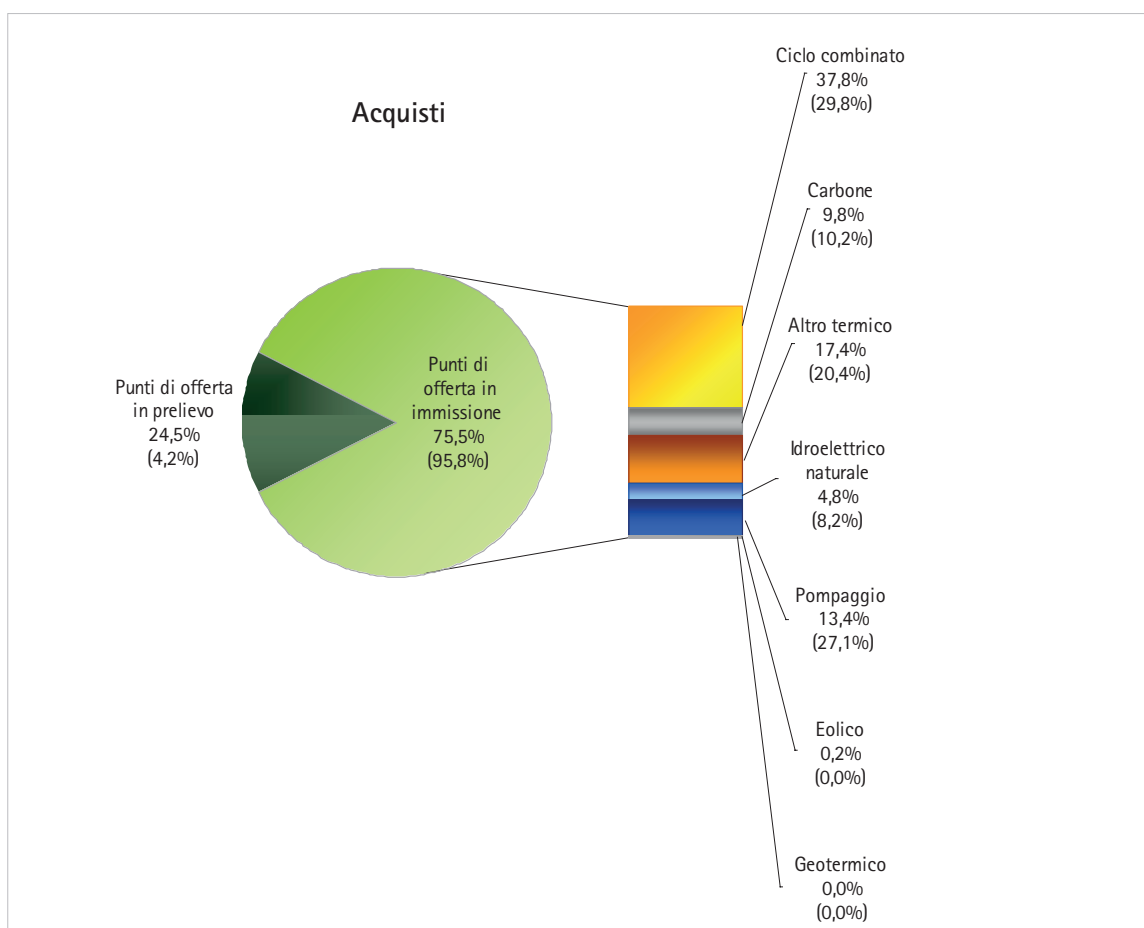
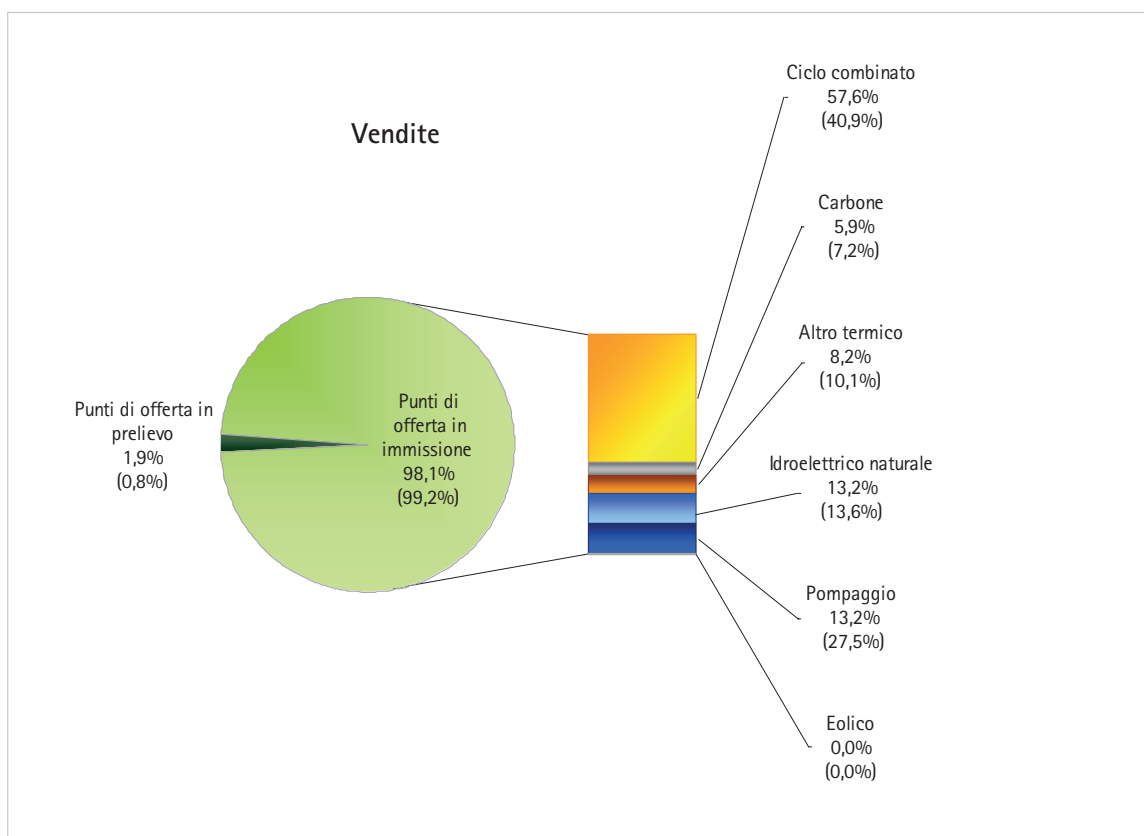


Figura 60 MA/MI – Valore delle transazioni



MI - Vendite e acquisti per tipologia di impianto. Anno 2011



Tra parentesi i valori dell'anno precedente



Figura 62 MI – Volumi zionali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2011

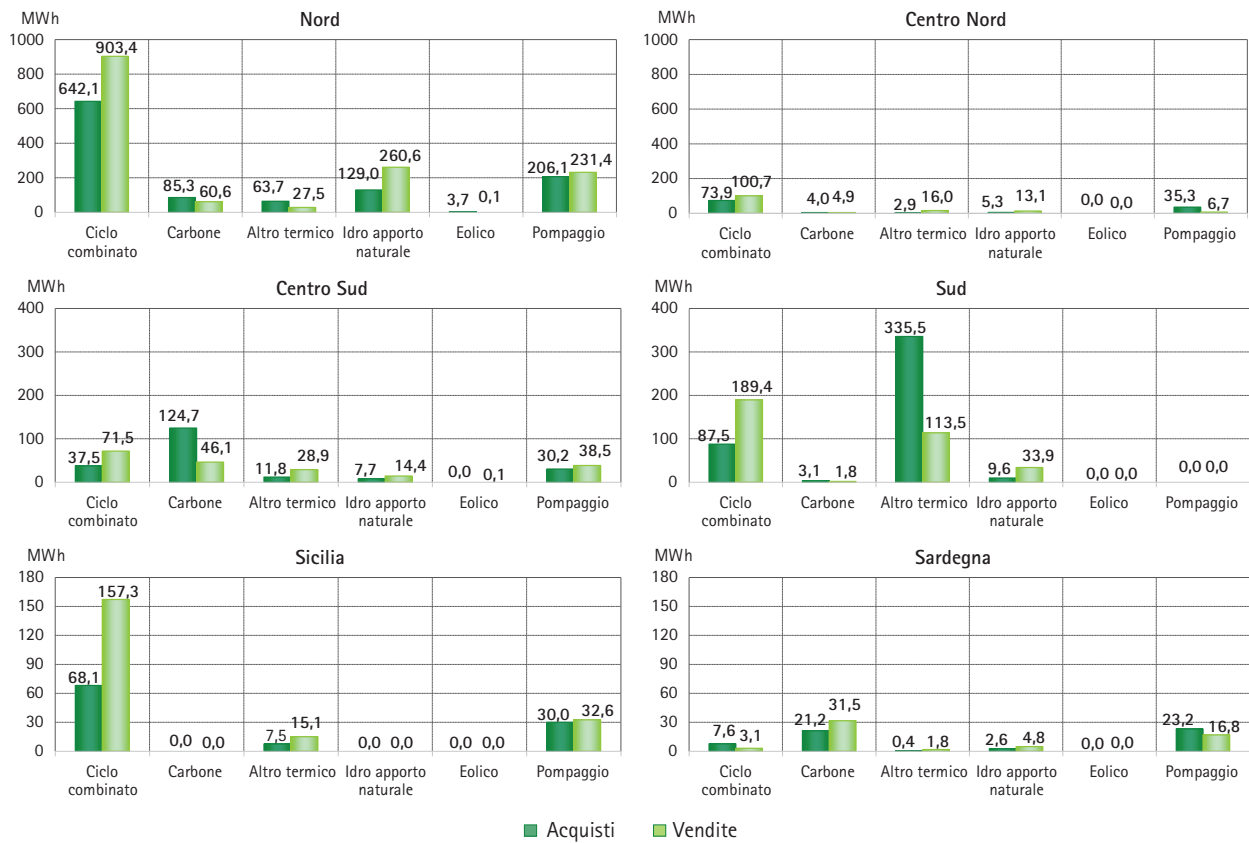
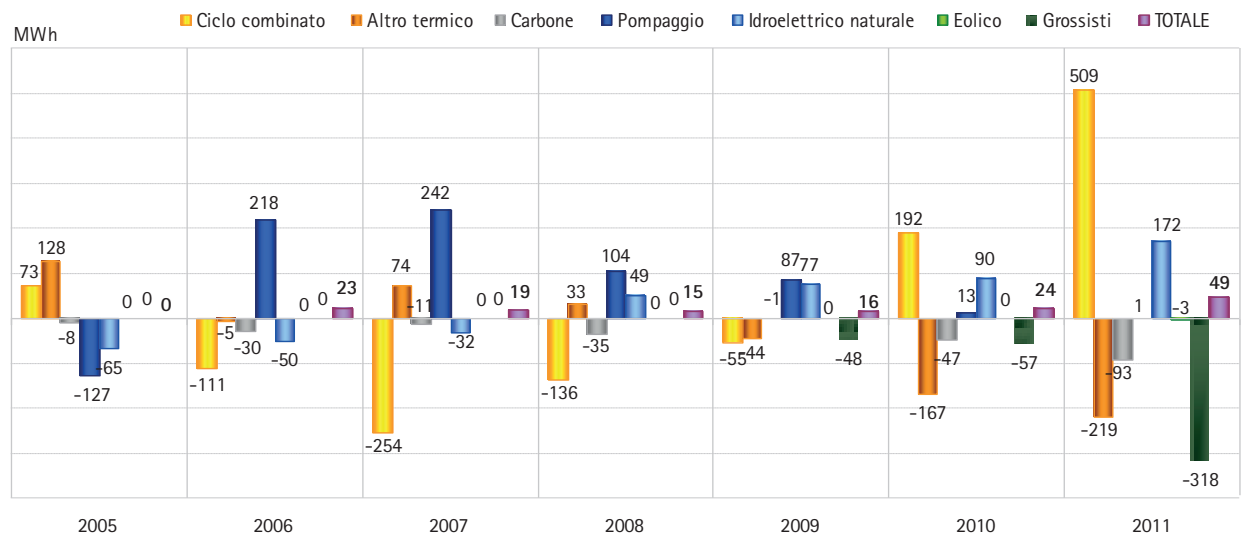


Figura 63 MA/MI – Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria. Anno 2011



MSD EX ANTE - MERCATO DEI  
SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

3





MSD ex ante – Volumi scambiati a salire: totale 

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	951.609	1.830.800	2.820.222	2.328.417	3.193.273	2.538.892	1.800.472
Centro Nord	356.720	695.620	1.335.907	1.947.977	1.686.068	1.254.337	486.725
Centro Sud	897.353	944.125	2.655.547	2.331.165	4.327.170	3.037.193	3.245.005
Sud	21.762	35.289	41.631	215.603	157.988	196.259	93.717
Calabria				32	84	1.412	1.338
Sicilia	865.364	1.180.737	1.596.268	1.938.079	1.786.765	1.639.502	1.893.882
Sardegna	352.151	893.473	1.728.430	1.482.378	947.331	1.562.797	1.414.685
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	125.515	131.772	389.904	292.834	446.734	105.437	35.028
Turbigo R.					3.414	153.729	132.740
Piombino						66.010	1.097.891
Brindisi	102.718	248.624	231.024	89.439	87.284	221.958	72.689
Foggia	72.071	114.090	449.986	96.564	101.709	4.368	
Rossano	959.612	788.940	1.173.541	805.301	1.726.894	1.265.840	1.230.885
Priolo G.	16.606	92.415	96.564	52.030	111.582	120.858	88.313
<b>TOTALE</b>	<b>4.721.483</b>	<b>6.955.884</b>	<b>12.519.023</b>	<b>11.579.819</b>	<b>14.576.298</b>	<b>12.168.593</b>	<b>11.593.371</b>

MSD ex ante – Volumi scambiati a salire: media oraria 

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	109	209	322	265	365	290	206
Centro Nord	41	79	153	222	192	143	56
Centro Sud	102	108	303	265	494	347	370
Sud	2	4	5	25	18	22	11
Calabria				0	0	0	0
Sicilia	99	135	182	221	204	187	216
Sardegna	40	102	197	169	108	178	161
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	14	15	45	33	51	12	4
Turbigo R.					0	18	15
Piombino						8	125
Brindisi	12	28	26	10	10	25	8
Foggia	8	13	51	11	12	0	
Rossano	110	90	134	92	197	145	141
Priolo G.	2	11	11	6	13	14	10
<b>TOTALE</b>	<b>539</b>	<b>794</b>	<b>1.429</b>	<b>1.318</b>	<b>1.664</b>	<b>1.389</b>	<b>1.323</b>

Tabella 89

**MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: totale**

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	2.812.502	8.256.947	8.246.580	6.476.149	6.404.136	7.354.678	6.398.528
Centro Nord	124.833	408.683	334.422	317.195	395.315	326.411	348.306
Centro Sud	308.736	1.053.568	1.141.573	453.535	754.675	1.236.358	1.226.170
Sud	60.040	68.180	83.783	695.153	258.567	187.235	131.359
Calabria				80	67	1.142	1.428
Sicilia	177.269	524.477	794.104	445.197	276.732	693.837	573.858
Sardegna	10.879	310.611	1.153.305	981.396	1.000.571	991.477	1.046.501
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	130.853	406.821	334.650	166.221	424.677	493.989	630.630
Turbigo R.					9.234	342.112	612.802
Piombino						27.764	61.637
Brindisi	469.506	1.324.662	785.560	504.401	998.631	1.199.235	1.345.406
Foggia	315.216	511.568	629.317	284.436	534.181	130.532	
Rossano	286.497	1.194.836	648.055	516.246	539.435	717.201	310.734
Priolo G.	174.234	737.680	493.913	418.800	429.023	572.493	383.818
<b>TOTALE</b>	<b>4.870.564</b>	<b>14.798.034</b>	<b>14.645.260</b>	<b>11.258.809</b>	<b>12.025.243</b>	<b>14.274.465</b>	<b>13.071.177</b>

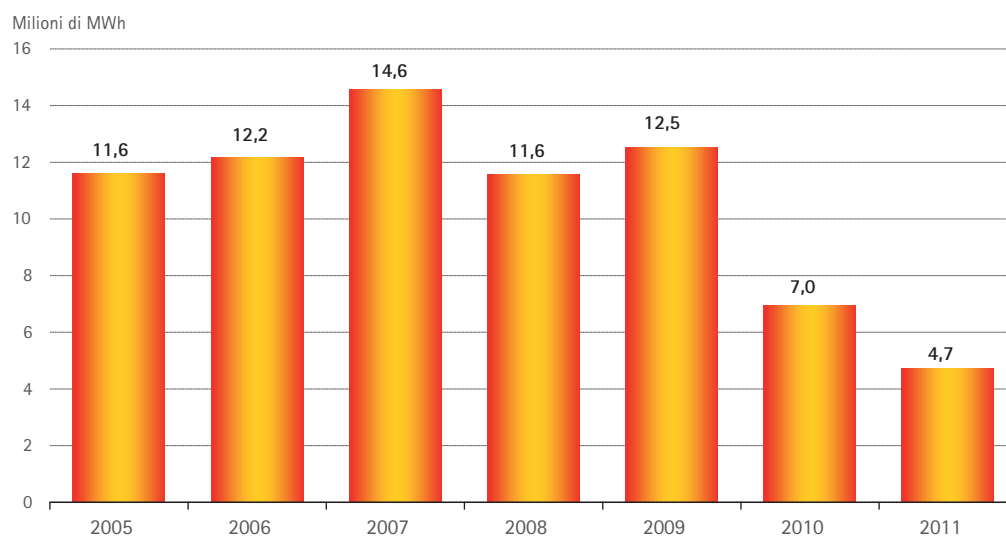
Tabella 90

**MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: media oraria**

MWh	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	321	943	941	737	731	840	730
Centro Nord	14	47	38	36	45	37	40
Centro Sud	35	120	130	52	86	141	140
Sud	7	8	10	79	30	21	15
Calabria				0	0	0	0
Sicilia	20	60	91	51	32	79	66
Sardegna	1	35	132	112	114	113	119
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	15	46	38	19	48	56	72
Turbigo R.					1	39	70
Piombino						3	7
Brindisi	54	151	90	57	114	137	154
Foggia	36	58	72	32	61	15	
Rossano	33	136	74	59	62	82	35
Priolo G.	20	84	56	48	49	65	44
<b>TOTALE</b>	<b>556</b>	<b>1.689</b>	<b>1.672</b>	<b>1.282</b>	<b>1.373</b>	<b>1.630</b>	<b>1.492</b>

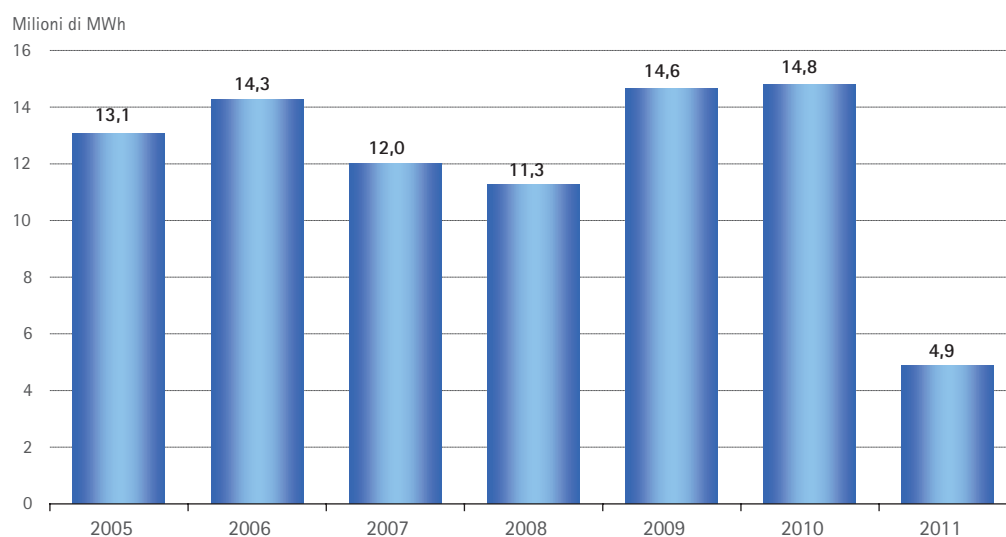
MSD ex ante - Volumi scambiati a salire

Figura 64



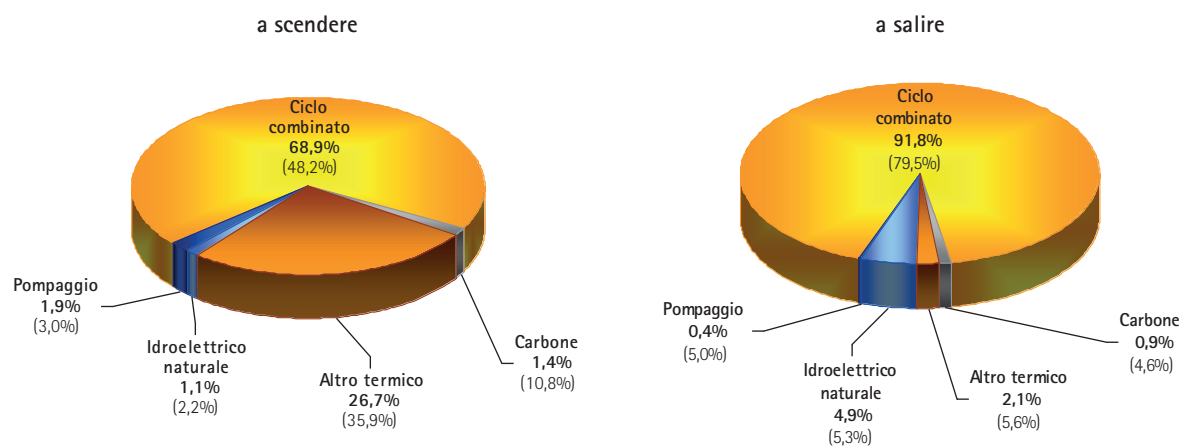
MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere

Figura 65



MSD ex ante - Volumi scambiati per tipologia di impianto. Anno 2011

Figura 66



Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 67 MSD ex ante – Volumi zionali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2011

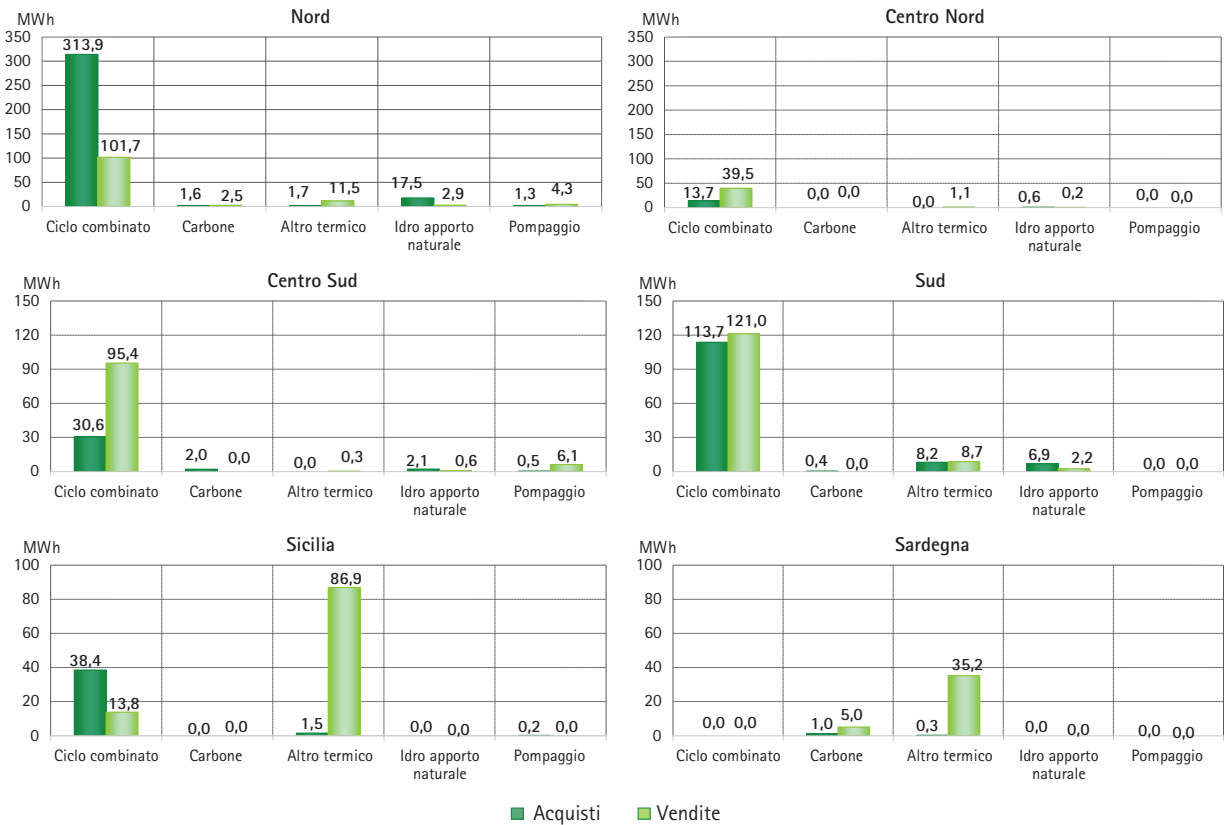
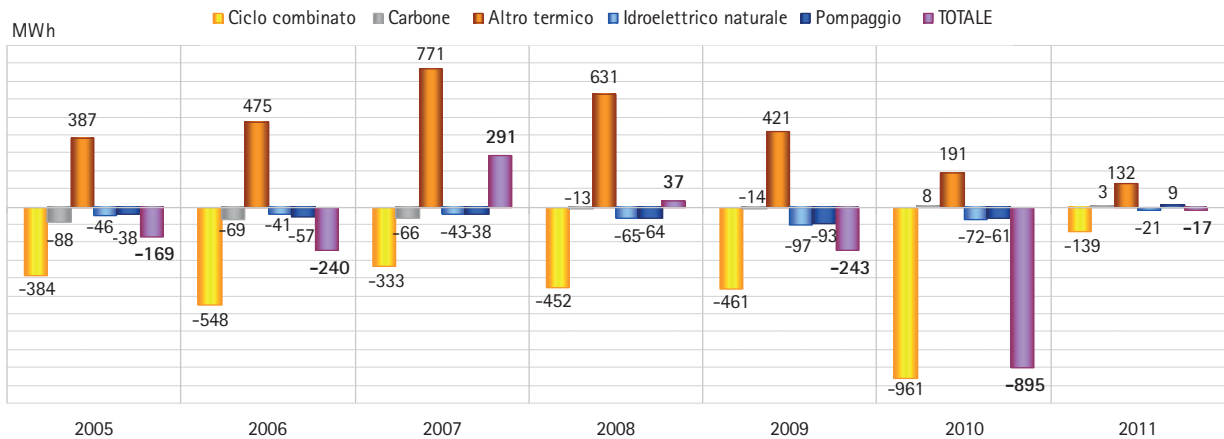


Figura 68 MSD ex ante – Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2011



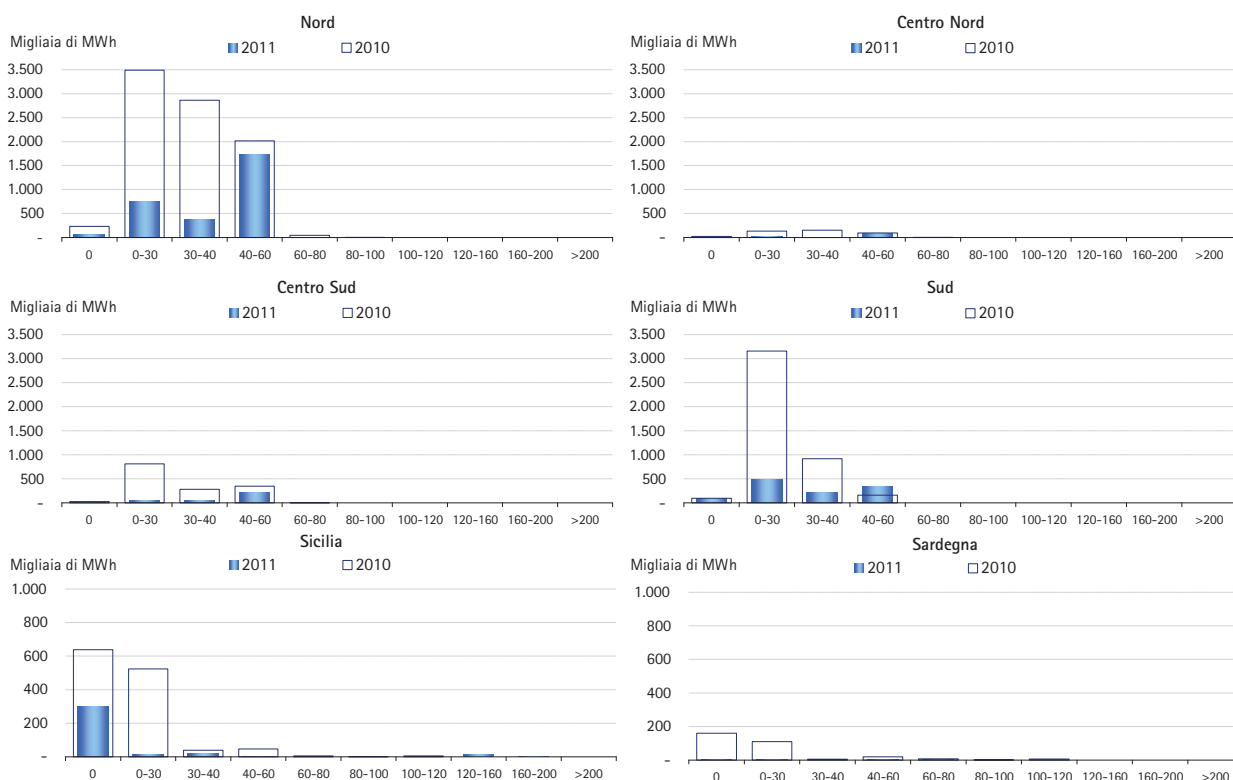
## MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto

Figura 69



## MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto

Figura 70







# 4

MTE - MERCATO ELETTRICO A TERMINE





## MTE – Prodotti in negoziazione nel 2011

Tabella 91

	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAKLOAD				
	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi			Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi		
	€/MWh	N.	Mercato	Otc	MWh	€/MWh	N.	Mercato	Otc	MWh
		MW					MW			
Febbraio 2011	65,10	-	-	-	-	76,93	-	-	-	-
Marzo 2011	65,50	6	10	280	215.470	75,70	1	-	100	27.600
Aprile 2011	67,99	3	70	-	50.400	75,75	10	100	-	25.200
Maggio 2011	67,75	1	5	-	3.720	77,28	1	5	-	1.320
Giugno 2011	69,80	-	-	-	-	79,30	4	20	-	5.280
Luglio 2011	75,90	10	70	-	52.080	90,50	-	-	-	-
Agosto 2011	71,20	18	200	-	148.800	78,40	12	165	-	45.540
Settembre 2011	73,50	5	75	-	54.000	82,75	13	145	-	38.280
Ottobre 2011	77,50	11	130	-	96.850	86,00	2	15	-	3.780
Novembre 2011	80,00	16	140	-	100.800	93,22	2	10	-	2.640
Dicembre 2011	80,20	6	50	-	37.200	91,64	2	10	-	2.640
Gennaio 2011	80,10	14	270	-	200.880	90,54	-	-	-	-
Febbraio 2011	77,83	-	-	-	-	91,61	-	-	-	-
Marzo 2011	77,83	-	-	-	-	90,82	-	-	-	-
Aprile 2011	72,75	-	-	-	-	81,62	-	-	-	-
<b>Prodotti Mensili</b>		<b>90</b>	<b>1.020</b>	<b>280</b>	<b>960.200</b>		<b>47</b>	<b>470</b>	<b>100</b>	<b>152.280</b>
II Trimestre 2011	68,19	2	40	-	87.360	76,96	1	5	-	3.900
III Trimestre 2011	75,07	15	165	-	364.320	84,67	14	70	-	55.440
IV Trimestre 2011	78,64	52	625	-	1.380.625	83,06	15	160	-	124.800
I Trimestre 2011	78,60	39	615	-	1.342.545	90,49	4	80	-	62.400
II Trimestre 2011	72,75	34	385	-	840.840	81,18	24	296	-	230.880
III Trimestre 2011	77,39	10	90	-	198.720	86,97	5	70	-	54.600
IV Trimestre 2011	77,80	-	-	-	-	90,87	-	-	-	-
I Trimestre 2012	78,00	-	-	-	-	90,65	-	-	-	-
<b>Prodotti Trimestrali</b>		<b>152</b>	<b>1.920</b>	<b>-</b>	<b>4.214.410</b>		<b>63</b>	<b>681</b>	<b>-</b>	<b>532.020</b>
Anno 2012	76,64	251	2.623	175	24.577.632	86,70	78	959	-	3.003.588
Anno 2013	75,00	-	-	-	-	85,43	-	-	-	-
<b>Prodotti Annuali</b>		<b>251</b>	<b>2.623</b>	<b>175</b>	<b>24.577.632</b>		<b>78</b>	<b>959</b>	<b>-</b>	<b>3.003.588</b>
<b>TOTALE</b>		<b>493</b>	<b>5.563</b>	<b>455</b>	<b>29.752.242</b>		<b>188</b>	<b>2.110</b>	<b>100</b>	<b>3.687.888</b>

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del prodotto



PCE – PIATTAFORMA PER CONTI ENERGIA

5





PCE – Contratti registrati per profilo e posizione netta Tabella 92

Profilo	Totale. MWh					Struttura				
	2011	2010	2009	2008	2007 Mag-Dic	2011	2010	2009	2008	2007 Mag-Dic
Baseload	87.578.438	72.977.500	36.257.105	30.680.745	16.918.893	29,6%	30,9%	21,0%	20,1%	17,5%
Off Peak	8.858.792	10.376.043	9.010.700	8.946.983	5.858.379	3,0%	4,4%	5,2%	5,9%	6,1%
Peak	13.203.103	16.718.071	10.297.008	11.187.852	5.297.652	4,5%	7,1%	6,0%	7,3%	5,5%
Week-end	19.591	12.240	12.960	13.200	1.200	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Totale Standard</b>	<b>109.659.924</b>	<b>100.083.855</b>	<b>55.577.773</b>	<b>50.828.780</b>	<b>28.076.124</b>	<b>37,0%</b>	<b>42,4%</b>	<b>32,1%</b>	<b>33,3%</b>	<b>29,0%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>178.482.075</b>	<b>134.920.843</b>	<b>117.347.359</b>	<b>101.533.152</b>	<b>68.619.843</b>	<b>60,3%</b>	<b>57,1%</b>	<b>67,8%</b>	<b>66,6%</b>	<b>71,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>288.141.999</b>	<b>235.004.697</b>	<b>172.925.132</b>	<b>152.361.932</b>	<b>96.695.967</b>	<b>97,3%</b>	<b>99,5%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>MTE</b>	<b>7.924.827</b>	<b>1.111.303</b>	<b>80.999</b>	<b>57.600</b>	<b>-</b>	<b>2,7%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>CDE</b>	<b>-</b>	<b>97.392</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Totale PCE</b>	<b>296.066.826</b>	<b>236.213.392</b>	<b>173.006.131</b>	<b>152.419.532</b>	<b>96.695.967</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Posizione netta</b>	<b>187.008.644</b>	<b>153.805.704</b>	<b>132.088.821</b>	<b>122.842.343</b>	<b>82.187.562</b>					

PCE – Transazioni registrate nei conti in immissione Tabella 93

MWh	2011	2010	2009	2008	2007 Mag - Dic
Baseload	65.196.726	54.801.066	29.664.035	28.019.017	13.184.233
Off Peak	6.101.005	7.871.086	8.833.140	7.897.574	4.424.430
Peak	9.948.321	14.479.531	9.964.932	8.936.700	3.673.608
Week-end	0	13.800	19.920	12.000	0
<b>Totale Standard</b>	<b>81.246.052</b>	<b>77.165.483</b>	<b>48.482.027</b>	<b>44.865.291</b>	<b>21.282.271</b>
<b>NonStandard</b>	<b>145.280.566</b>	<b>111.857.759</b>	<b>95.455.813</b>	<b>86.527.899</b>	<b>64.868.775</b>
<b>Transazioni registrate</b>	<b>226.530.729</b>	<b>189.023.242</b>	<b>143.937.840</b>	<b>131.393.190</b>	<b>86.151.046</b>
<b>Posizione netta</b>	<b>187.008.644</b>	<b>153.805.704</b>	<b>132.088.821</b>	<b>122.842.343</b>	<b>82.187.562</b>
<b>Programmi</b>					
<i>Richiesti</i>	134.676.382	121.051.193	107.766.696	113.046.465	78.710.112
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	35.963.315	25.280.053	7.906.845	2.971.513	4.087.109
<i>Registrati</i>	<b>131.598.939</b>	<b>119.309.608</b>	<b>105.698.272</b>	<b>112.303.436</b>	<b>78.555.046</b>
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	33.115.006	23.915.905	5.872.256	2.303.684	3.959.875
<i>Rifiutati</i>	3.077.442	1.741.585	2.068.424	743.029	155.066
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.848.310	1.364.148	2.034.589	667.828	127.234
<b>Saldo programmi registrati</b>	<b>452.062</b>	<b>198.191</b>	<b>5.307.793</b>	<b>7.985.871</b>	<b>8.363.458</b>

PCE – Transazioni registrate nei conti in prelievo Tabella 94

MWh	2011	2010	2009	2008	2007 Mag - Dic
Baseload	109.960.150	91.153.935	42.958.124	33.390.474	20.653.553
Off Peak	11.616.579	12.881.000	9.188.260	9.996.392	7.292.328
Peak	16.457.886	18.956.611	10.629.084	13.506.204	6.921.696
Week-end	35.071	10.680	6.000	14.400	2.400
<b>Totale Standard</b>	<b>138.069.686</b>	<b>123.002.226</b>	<b>62.781.468</b>	<b>56.907.470</b>	<b>34.869.977</b>
<b>NonStandard</b>	<b>227.517.110</b>	<b>160.401.316</b>	<b>139.292.954</b>	<b>116.538.404</b>	<b>72.370.911</b>
<b>Transazioni registrate</b>	<b>365.586.796</b>	<b>283.403.542</b>	<b>202.074.422</b>	<b>173.445.874</b>	<b>107.240.887</b>
<b>Posizione netta</b>	<b>187.008.644</b>	<b>153.805.704</b>	<b>132.088.821</b>	<b>122.842.343</b>	<b>82.187.562</b>
<b>Programmi</b>					
<i>Richiesti</i>	149.275.227	129.547.883	101.546.580	104.437.430	70.206.573
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	0	724	2.282	0	22.761
<i>Registrati</i>	<b>149.243.492</b>	<b>129.502.810</b>	<b>101.526.165</b>	<b>104.409.559</b>	<b>70.191.750</b>
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	0	0	1.965	0	8.843
<i>Rifiutati</i>	31.735	45.073	20.415	27.871	14.823
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	0	724	317	0	13.918
<b>Saldo programmi registrati</b>	<b>18.096.615</b>	<b>10.391.394</b>	<b>1.135.686</b>	<b>91.994</b>	<b>161</b>



Tabella 95 PCE – Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto. Anno 2011

Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	0,8%	4,1%	14,7%	1,3%	79,1%	-	100%
Off Peak	0,8%	19,0%	65,2%	4,1%	10,9%	-	100%
Peak	4,3%	19,4%	30,6%	1,5%	44,1%	-	100%
Week-end	5,5%	94,5%	-	-	-	-	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>1,2%</b>	<b>7,2%</b>	<b>20,7%</b>	<b>1,6%</b>	<b>69,3%</b>	<b>-</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>18,6%</b>	<b>7,9%</b>	<b>50,6%</b>	<b>3,9%</b>	<b>19,1%</b>	<b>-</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>12,1%</b>	<b>7,6%</b>	<b>39,5%</b>	<b>3,1%</b>	<b>37,7%</b>	<b>-</b>	<b>100%</b>
	(11,6%)	(7,3%)	(41,1%)	(2,6%)	(34,3%)	(3,1%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 96 PCE – Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna. Anno 2011

Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	5,5%	11,0%	23,8%	6,0%	53,7%	100%
Off Peak	6,5%	25,4%	54,5%	9,8%	3,8%	100%
Peak	6,2%	21,5%	43,2%	8,7%	20,3%	100%
Week-end	49,2%	30,6%	15,3%	-	4,9%	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>5,7%</b>	<b>13,4%</b>	<b>28,6%</b>	<b>6,7%</b>	<b>45,7%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>23,0%</b>	<b>20,4%</b>	<b>35,4%</b>	<b>9,5%</b>	<b>11,7%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>16,6%</b>	<b>17,8%</b>	<b>32,9%</b>	<b>8,5%</b>	<b>24,3%</b>	<b>100%</b>
	(15,2%)	(17,3%)	(29,5%)	(7,1%)	(30,9%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 97 PCE – Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna. Anno 2011

Anticipo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
2 Giorni	9,8%	1,8%	0,2%	1,0%	3,8%	-	16,6%
3 Giorni	1,0%	2,3%	11,5%	0,7%	2,3%	-	17,8%
4 Giorni	0,7%	2,4%	21,2%	0,4%	8,2%	-	32,9%
5 Giorni	0,3%	0,6%	5,4%	0,6%	1,6%	-	8,5%
>5 Giorni	0,4%	0,5%	1,3%	0,4%	21,7%	-	24,3%
<b>Totale</b>	<b>12,1%</b>	<b>7,6%</b>	<b>39,5%</b>	<b>3,1%</b>	<b>37,7%</b>	<b>-</b>	<b>100,0%</b>
	(11,6%)	(7,3%)	(41,1%)	(2,6%)	(34,3%)	(3,1%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

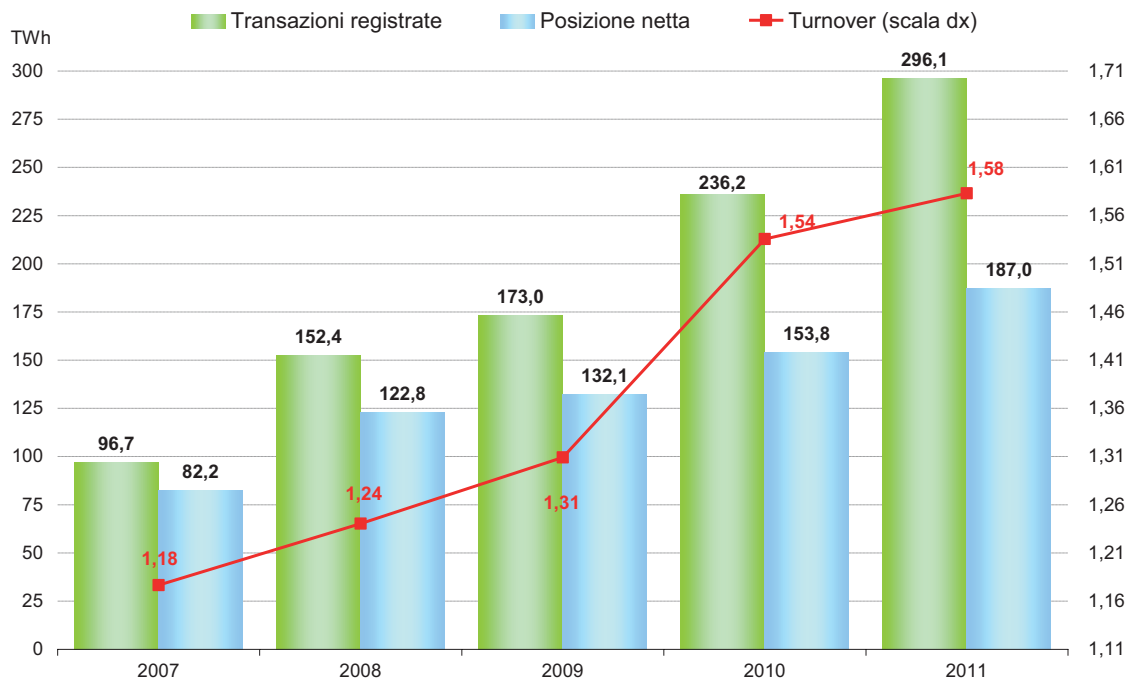
Tabella 98 PCE – Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati. Anno 2011

Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Imm → Imm	Pre → Imm	Pre → Pre	
Baseload	69,2%	1,7%	1,8%	27,2%	100%
Off Peak	54,1%	4,8%	5,1%	36,0%	100%
Peak	69,5%	1,7%	2,5%	26,3%	100%
Week-end	0,0%	-	-	0,0%	0%
<b>Totale Standard</b>	<b>68,0%</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,2%</b>	<b>27,9%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>64,5%</b>	<b>5,0%</b>	<b>3,2%</b>	<b>27,3%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>65,8%</b>	<b>3,8%</b>	<b>2,8%</b>	<b>27,5%</b>	<b>100%</b>
	(67,9%)	(4,7%)	(2,7%)	(24,7%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

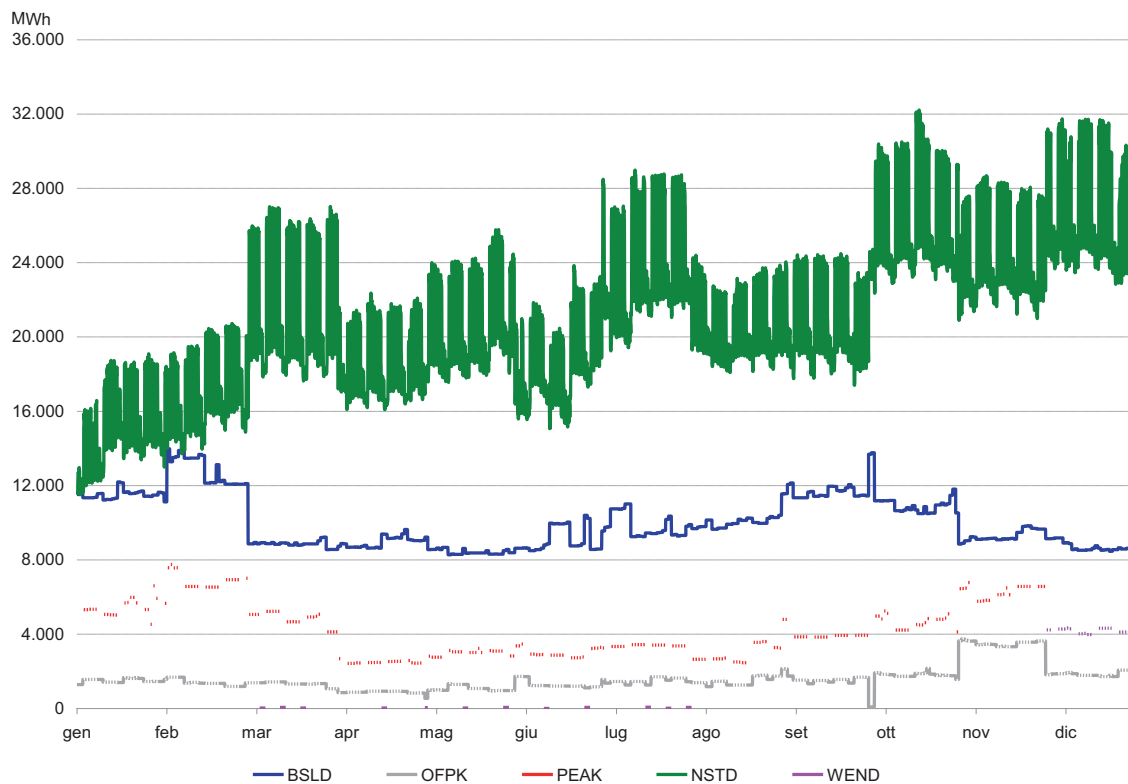
PCE - Contratti registrati e posizione netta

Figura 71



PCE - Contratti registrati per profilo: andamento orario. Anno 2011

Figura 72



## Indice delle tabelle

Tabella 1	MGP - Prezzo di acquisto	4
Tabella 2	MGP - Prezzo di vendita zonale: baseload	7
Tabella 3	MGP - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: baseload	7
Tabella 4	MGP - Prezzo di vendita zonale: picco	8
Tabella 5	MGP - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: picco	8
Tabella 6	MGP - Prezzo di vendita zonale: fuori picco	9
Tabella 7	MGP - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: fuori picco	9
Tabella 8	MGP - Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2011: Baseload	10
Tabella 9	MGP - Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2011: Ore di picco	10
Tabella 10	MGP - Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2011: Ore fuori picco	10
Tabella 11	MGP - Fissazione del prezzo in % del totale volumi venduti	11
Tabella 12	MGP - Zona price maker/taker in % del totale volumi venduti. Anno 2011	11
Tabella 13	MGP - Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee	16
Tabella 14	MGP - Offerte di acquisto: totale	18
Tabella 15	MGP - Offerte di acquisto: media oraria	19
Tabella 16	MGP - Acquisti: totale	20
Tabella 17	MGP - Acquisti: media oraria	21
Tabella 18	MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO: totale	24
Tabella 19	MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria	24
Tabella 20	MGP - Offerte di vendita: totale	28
Tabella 21	MGP - Offerte di vendita: media oraria	29
Tabella 22	MGP - Vendite: totale	30
Tabella 23	MGP - Vendite: media oraria	31
Tabella 24	MGP - Offerte di vendita non accettate: totale	32
Tabella 25	MGP - Offerte di vendita non accettate: % sul venduto	33
Tabella 26	MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: totale	39
Tabella 27	MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria	39
Tabella 28	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - totale nazionale	42
Tabella 29	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - totale nazionale	42
Tabella 30	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Nord	43
Tabella 31	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Nord	43
Tabella 32	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Centro Nord	44
Tabella 33	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Centro Nord	44
Tabella 34	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Centro Sud	45
Tabella 35	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Centro Sud	45
Tabella 36	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sud	46
Tabella 37	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sud	46
Tabella 38	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sicilia	47
Tabella 39	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sicilia	47
Tabella 40	MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sardegna	48
Tabella 41	MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sardegna	48
Tabella 42	MGP - Domanda di energia elettrica. Totale	52
Tabella 43	MGP - Domanda di energia elettrica. Struttura	52
Tabella 44	MGP - Offerta di energia elettrica. Totale	53
Tabella 45	MGP - Offerta di energia elettrica. Struttura	53
Tabella 46	MGP - Numero medio di zone di mercato (escluse le zone estere)	58
Tabella 47	MGP - Numero medio di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole)	58
Tabella 48	MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	60

Tabella 49	MGP – Rendita da congestione	61
Tabella 50	MGP – Transiti nazionali: rendita. Anno 2011	63
Tabella 51	MGP – Transiti. Sintesi annua 2011	63
Tabella 52	MGP – Transiti nazionali: limite medio. Anno 2011	64
Tabella 53	MGP – Transiti esteri: capacità media di trasporto assegnata. Anno 2011	64
Tabella 54	MGP – Transiti nazionali: direzione dei flussi. Anno 2011	65
Tabella 55	MGP – Transiti esteri: direzione dei flussi. Anno 2011	65
Tabella 56	MGP – Transiti nazionali: flusso medio. Anno 2011	66
Tabella 57	MGP – Transiti esteri: flusso medio. Anno 2011	66
Tabella 58	MGP – Transiti nazionali: percentuale di saturazione. Anno 2011	67
Tabella 59	MGP – Transiti nazionali: utilizzo medio (quando non saturi). Anno 2011	68
Tabella 60	MGP – Transiti esteri: utilizzo medio della capacità di trasporto assegnata. Anno 2011	68
Tabella 61	MGP – Transiti nazionali: percentuale di inibizione. Anno 2011	69
Tabella 62	MGP – Transiti esteri: percentuale di inibizione. Anno 2011	69
Tabella 63	MGP – Market Coupling tra Italia e Slovenia. Anno 2011	69
Tabella 64	MGP – CR3 e confronto con gli altri mercati	76
Tabella 65	MGP – Quote di mercato. Anno 2011	77
Tabella 66	MGP – Quote di vendite annuali zonali	77
Tabella 67	MGP – Indice di Hirschman–Herfindahl (HHI). Anno 2011	78
Tabella 68	MGP – HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite	78
Tabella 69	MGP – Indice di fissazione del prezzo (IOM). Anno 2011	79
Tabella 70	MGP – IOM annuale per gruppi di ore	79
Tabella 71	MGP – Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM). Anno 2011	80
Tabella 72	MGP – ITM annuale del ciclo combinato per gruppi di ore	80
Tabella 73	MGP – Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale. Anno 2011	81
Tabella 74	MGP – Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale. Anno 2011	81
Tabella 75	MI – Prezzo di acquisto	85
Tabella 76	MA – Prezzo di acquisto	85
Tabella 77	MI – Prezzi zonali: baseload	86
Tabella 78	MA – Prezzi zonali: baseload	86
Tabella 79	MI – Acquisti: totale	88
Tabella 80	MA – Acquisti: totale	88
Tabella 81	MI – Acquisti: media oraria	89
Tabella 82	MA – Acquisti: media oraria	89
Tabella 83	MI – Vendite: totale	90
Tabella 84	MA – Vendite: totale	90
Tabella 85	MI – Vendite: media oraria	91
Tabella 86	MA – Vendite: media oraria	91
Tabella 87	MSD ex ante – Volumi scambiati a salire: totale	97
Tabella 88	MSD ex ante – Volumi scambiati a salire: media oraria	97
Tabella 89	MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere: totale	98
Tabella 90	MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere: media oraria	98
Tabella 91	MTE – Prodotti in negoziazione nel 2011	105
Tabella 92	PCE – Contratti registrati per profilo e posizione netta	109
Tabella 93	PCE – Transazioni registrate nei conti in immissione	109
Tabella 94	PCE – Transazioni registrate nei conti in prelievo	109
Tabella 95	PCE – Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto. Anno 2011	110
Tabella 96	PCE – Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna. Anno 2011	110
Tabella 97	PCE – Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna. Anno 2011	110
Tabella 98	PCE – Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati. Anno 2011	110

## Indice delle Figure

Figura 1	MGP - Prezzo di acquisto	4
Figura 2	MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)	5
Figura 3	MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)	5
Figura 4	MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera	6
Figura 5	MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata	6
Figura 6	MGP - Prezzo di vendita: baseload	12
Figura 7	MGP - Prezzo di vendita: picco	12
Figura 8	MGP - Prezzo di vendita: fuori picco	12
Figura 9	MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie	13
Figura 10	MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera. Anno 2011	14
Figura 11	MGP - Prezzo di vendita: curve di durata. Anno 2011	15
Figura 12	MGP - Acquisti: curve medie orarie	22
Figura 13	MGP - Acquisti per zona: curve medie orarie	23
Figura 14	MGP - Acquisti totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)	24
Figura 15	MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera	25
Figura 16	MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2011	26
Figura 17	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2011	34
Figura 18	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2011	34
Figura 19	MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2011	35
Figura 20	MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2011	36
Figura 21	MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2011	37
Figura 22	MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2011	38
Figura 23	MGP - Vendite totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)	39
Figura 24	MGP - Saldo vendite/acquisti sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)	39
Figura 25	MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera	40
Figura 26	MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2011	41
Figura 27	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - totale nazionale. Anno 2011	42
Figura 28	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Nord. Anno 2011	43
Figura 29	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Centro Nord. Anno 2011	44
Figura 30	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Centro Sud. Anno 2011	45
Figura 31	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sud. Anno 2011	46
Figura 32	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sicilia. Anno 2011	47
Figura 33	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sardegna. Anno 2011	48
Figura 34	MGP - Vendite per tipologia di impianto. Anno 2011	49
Figura 35	MGP - Acquisti: struttura della borsa	52
Figura 36	MGP - Vendite: struttura della borsa	53
Figura 37	MGP - Liquidità: evoluzione strutturale	54
Figura 38	MGP - Liquidità	54
Figura 39	MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera. Anno 2011	54
Figura 40	MGP - Volumi scambiati (vendite/acquisti)	55
Figura 41	MGP - Acquisti bilaterali	55
Figura 42	MGP - Vendite bilaterali	55
Figura 43	MGP - Saldo programmi PCE lato vendita	56
Figura 44	MGP - Saldo programmi PCE lato acquisto	56
Figura 45	MGP - Valore delle transazioni	56
Figura 46	MGP - Numero medio di zone di mercato	58
Figura 47	MGP - Zone di mercato più frequenti. Anno 2011	59
Figura 48	MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera. Anno 2011	61

Figura 49	MGP – Rendita da congestione	62
Figura 50	MGP - Rendita da congestione per transito	62
Figura 51	MGP - Rendita unitaria da congestione per transito	62
Figura 52	MGP – Transiti esteri. Anno 2011	70
Figura 53	MGP – Transiti nazionali. Anno 2011	71
Figura 54	MGP – Market coupling tra Italia e Slovenia	74
Figura 55	MGP – Import/Export Italia-Slovenia	74
Figura 56	MGP - Serie mensili per zona dei principali indicatori di concentrazione	82
Figura 57	MA/MI – Prezzo di acquisto	85
Figura 58	MA/MI – Prezzi zionali	87
Figura 59	MA/MI – Volumi scambiati (acquisti/vendite)	92
Figura 60	MA/MI - Valore delle transazioni	92
Figura 61	MI - Vendite e acquisti per tipologia di impianto. Anno 2011	93
Figura 62	MI – Volumi zionali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2011	94
Figura 63	MA/MI – Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria. Anno 2011	94
Figura 64	MSD ex ante – Volumi scambiati a salire	99
Figura 65	MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere	99
Figura 66	MSD ex ante – Volumi scambiati per tipologia di impianto. Anno 2011	99
Figura 67	MSD ex ante – Volumi zionali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2011	100
Figura 68	MSD ex ante – Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2011	100
Figura 69	MSD ex ante – Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto	101
Figura 70	MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto	101
Figura 71	PCE – Contratti registrati e posizione netta	111
Figura 72	PCE – Contratti registrati per profilo: andamento orario. Anno 2011	111